

Forschungsbericht FZKA-BWPLUS

Klimaschutz in Baden-Württemberg: Chancen und Möglichkeiten nationaler Projekte

von

Regina Betz, Karoline Rogge, Michael Schön, Sandra Igney, Thomas Stefan

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung Karlsruhe (ISI)

Förderkennzeichen: ZO3K 23006

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

November 2004

Klimaschutz in Baden-Württemberg: Chancen und Möglichkeiten nationaler Projekte

Endbericht

Regina Betz, Karoline Rogge, Michael Schön, Sandra Igney, Thomas Stefan

Zusammenfassung

Diese Arbeit untersucht Chancen und Möglichkeiten Nationaler Projekte (NP) im Klimaschutz. Hierfür werden NP definiert als unilaterale Klimaschutzprojekte, die in einem Land mit verbindlichem Treibhausgas-Emissionsreduktionsziel auf freiwilliger Basis durchgeführt werden. Projekt und Investor sind im gleichen Land angesiedelt und die Projektträger erhalten für die zusätzlichen Emissionsminderungen gemäß der *Baseline-and-Credit*-Methode handelbarer Emissionsreduktionszertifikate der zuständigen inländischen Instanz gutgeschrieben. NP stehen in einem engen Verhältnis zu den internationalen flexiblen Instrumenten des Kyoto-Protokolls und dem 2005 startenden EU-Emissionsrechtehandel.

Es werden Fragen der Implementierung von NP in Deutschland diskutiert: Projektzyklus, Projektunterlagen, die *Zusätzlichkeit (Additionality)* der Emissionsreduktionen und die Aufstellung des Referenzszenarios (*Baseline*) könnten sich an JI und CDM orientieren. Das Kriterium der *Policy Additionality* wird ausführlich analysiert. Neben dem Vorschlag eines Prüfschemas und allgemeinen Ausführungen zur *Policy Additionality* wird die deutsche Klimaschutzpolitik bezüglich ihrer Relevanz für NP systematisiert und potentielle Projekttypen werden abgeleitet.

Basierend auf Überlegungen zu einem Anerkennungsverfahren für Nationale Projekte wurde ein Implementierungstest anhand von zwei Fallbeispielen durchgeführt. Gewählt wurden ein Projekt aus dem Gebäudesanierungsbereich und ein Projekt aus dem Bereich regenerativer Energien (Holznahwärmeverbund). Aufbauend auf diesen Fallbeispielen wurden folgende praktische Umsetzungsprobleme identifiziert, für welche Lösungsvorschläge entwickelt worden sind: *Zusätzlichkeit (Additionality)*, Doppelzählungen, Kreditierung und Transaktionskosten.

Letztlich wurde das aus NP resultierende Einsparpotential für Baden-Württemberg abgeschätzt. Hier kam die Studie zu dem Ergebnis, dass der für NP vorhandene Spielraum aufgrund der hohen Regelungstiefe des deutschen Klimaschutzprogramms begrenzt ist. Die Potenzialabschätzung für Projekttypen, die das Kriterium der *Policy Additionality* erfüllen, ergab für Baden-Württemberg nur Nischen. Damit dürften NP besonders in Ländern mit einem beschränkten *Policy-Mix* im Klimaschutz interessant sein.

Climate Protection in Baden-Württemberg: Opportunities and potential of national projects

Final Report

Regina Betz, Karoline Rogge, Michael Schön, Sandra Igney, Stefan Thomas

Abstract

This paper examines national projects (NP) and their prospects in climate protection . NP are defined as voluntary, unilateral climate protection projects in a country with a binding greenhouse gas emission target, which lead to additional reductions in emissions for which project developers are issued – according to the baseline-and-credit method – tradable emissions reduction credits by the responsible national institution. NP are closely related to the international flexible instruments of the Kyoto Protocol and the planned EU emissions trading system.

Questions regarding the implementation of NP in Germany are discussed: Project cycle, project design document, determination of additionality and the baseline of emission reductions can be implemented in accordance with the provisions for JI and CDM. The aspect of policy additionality is analysed in detail. Based on the analysis and classification of the German climate change policy-mix, potential project types fulfilling the proposed policy additionality test are suggested.

Two case studies have been conducted to test the implementation of national projects. For the first case study, a potential project in the building sector was chosen. In the second case study a renewable energy system for local heating was analysed. Based on both case studies the following implementation difficulties were derived, and for which potential solutions were developed: additionality, double counting, crediting and transaction costs.

Finally, the reduction potentials of national projects have been estimated for Baden-Württemberg. Due to the wide range of German climate change policies the potential for national projects in Baden-Württemberg and the rest of Germany is estimated to be rather limited. Only some niches exist, which fulfil the criteria of policy additionality. National projects might therefore be more interesting for countries with less regulations and a less developed climate change policy.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Einführung in die Flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls.....	3
2.1	Grundlagen der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls	4
2.1.1	Grundlagen des internationalen Emissionshandels	6
2.1.2	Grundlagen der projektbezogener Mechanismen	6
2.1.2.1	Clean Development Mechanism	9
2.1.2.2	Joint Implementation	11
2.1.2.3	Senkenprojekte	12
2.2	Grundlagen des EU-Emissionsrechtehandels.....	13
2.2.1	Teilnehmerkreis	13
2.2.2	Allokation der Zertifikate.....	16
2.2.3	Zeitliche Flexibilität.....	17
2.2.4	Kontrolle und Sanktionen	18
2.2.5	Einbeziehung projektbezogener Mechanismen	18
3	Grundlagen Nationaler Projekte	20
3.1	Definition	20
3.2	Funktionsweise und Einsatzgebiete	23
3.3	Vor- und Nachteile Nationaler Projekte	25
3.3.1	Vorteile Nationaler Projekte	25
3.3.2	Nachteile Nationaler Projekte.....	26
3.3.3	Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile Nationaler Projekte.....	27
3.4	Vergleich Nationaler Projekte mit JI und CDM-Projekten.....	28
3.5	Stand der Diskussion auf Europäischer Ebene.....	33
3.6	Erfahrungen mit innerstaatlichen projektbezogenen Mechanismen.....	35

3.6.1	Emissionshandelsprojekte in Großbritannien	35
3.6.2	Hessen-Tender.....	37
3.6.3	Seattle Programm zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen	38
3.6.4	Einsatz von Nationalen Projekten in Australien	40
3.6.5	Unilaterale Projekte in der Schweiz.....	41
3.6.6	<i>Greenhouse Gase Offsets System</i> in Kanada.....	42
3.7	Preisprognose für Zertifikate	43
4	Umsetzung Nationaler Projekte in Deutschland.....	46
4.1	Markt für nationale Emissionsreduktionszertifikate	46
4.2	Kreditierungszeitraum	49
4.3	Projektzyklus für Nationale Projekte.....	50
4.4	Zusätzlichkeit (<i>Additionality</i>) und Referenzfall (<i>Baseline</i>).....	52
4.4.1	Zusätzlichkeit (<i>Additionality</i>) Nationaler Projekte	53
4.4.2	Referenzfallbestimmung (<i>Baseline</i>) Nationaler Projekte	56
4.5	<i>Policy Additionality</i>	59
4.5.1	Prüfschema für <i>Policy Additionality</i>	59
4.5.1.1	Beachtung der EU-Richtlinie zum Emissionsrechtehandel.....	59
4.5.1.2	Beachtung nationaler Vorschriften	63
4.5.1.3	Berücksichtigung nationaler Förderleistungen	63
4.6	Potenzielle Projekttypen für Deutschland unter dem Gesichtspunkt der <i>Policy Additionality</i>	63
5	Fallbeispiel I: Gebäudesanierung	67
5.1	Grundlagen der Gebäudesanierung.....	68
5.1.1	Energieeinsparpotenziale bei Gebäuden	68
5.1.2	Bauliche Maßnahmen	69
5.1.3	Technische Gebäudeausrüstung	70
5.2	Projektbeschreibung.....	72
5.2.1	Projektüberblick.....	72

5.2.1.1	Ausgangszustand des Projektgebäudes	73
5.2.1.2	Bauliche Maßnahmen	74
5.2.1.3	Maßnahmen an der technischen Gebäudeausrüstung	76
5.2.2	<i>Policy Additionality</i>	79
5.2.2.1	Energieeinsparverordnung	79
5.2.2.2	Förderprogramme für den Gebäudesektor	82
5.2.2.3	EnSan-Programm und Finanzierung	84
5.2.3	Einordnung zu <i>Small Scale</i> Projekten	85
5.2.4	Systemgrenzen	86
5.2.5	<i>Leakage</i>	88
5.3	Bestimmung der <i>Additionality</i> und <i>Baseline</i>	88
5.3.1	<i>Additionality</i>	88
5.3.2	<i>Baseline</i>	89
5.4	Wahl des Anrechnungszeitraumes	93
5.5	Wahl der <i>Monitoring</i> -Methode	95
5.6	Berechnung der Emissionsreduktionen	96
5.6.1	Berechnung der Projektmissionen	96
5.6.2	Berechnung der <i>Baseline</i> -Emissionen	98
5.6.3	Berechnung der Emissionsreduktionen	100
5.6.3.1	<i>Baseline</i> -Szenario versus Projekt ohne BHKW	100
5.6.3.2	<i>Baseline</i> -Szenario versus Projekt mit BHKW	100
5.7	Wirtschaftlichkeitsanalyse	101
5.7.1	Grundsätzliche Annahmen für die Analyse	101
5.7.2	Finanzierungsbeitrag der Zertifikate	106
5.7.2.1	Preisszenario 1 – konstanter Preis	106
5.7.2.2	Preisszenario 2 – dynamischer Preis	107
5.7.2.3	Preisszenario 3 – rentabler Preis	108
5.7.3	Transaktionskosten	110
5.8	Fazit	114
5.8.1	Auswirkungen auf den Klimaschutz	114
5.8.2	Wirtschaftlichkeit	116

6	Fallbeispiel II: Holzwärmeverbund	117
6.1	Grundlagen zu Holzwärmeverbunden	117
6.1.1	Energieholz	117
6.1.2	Feuerungssysteme.....	118
6.1.3	Nahwärmeverbunde	120
6.1.4	Finanzierung von Holz Nahwärmeverbunden	121
6.2	Projektbeschreibung.....	122
6.2.1	Projektüberblick.....	122
6.2.2	<i>Policy Additionality</i>	123
6.2.2.1	KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung.....	123
6.2.2.2	Energieholz Baden-Württemberg	124
6.2.3	Einordnung zu <i>Small Scale</i> Projekten	124
6.2.4	Systemgrenzen	125
6.2.5	<i>Leakage</i>	126
6.3	Bestimmung der <i>Additionality</i> und <i>Baseline</i>	126
6.3.1	<i>Additionality</i>	126
6.3.1	<i>Baseline</i>	127
6.4	Wahl des Anrechnungszeitraumes.....	131
6.5	Wahl der <i>Monitoring</i> -Methode	131
6.6	Berechnung der Emissionsreduktionen.....	132
6.6.1	Berechnung der Projektemissionen.....	132
6.6.2	Berechnung der <i>Baseline</i> -Emissionen und zugehöriger Emissionsreduktionen	134
6.6.2.1	<i>Baseline</i> -Szenario 1: Ölbetriebene Einzelheizungen.....	134
6.6.2.2	<i>Baseline</i> -Szenario 2: Gasbetriebene Einzelheizungen.....	135
6.6.2.3	<i>Baseline</i> -Szenario 3: Wärmemix Deutschland	135
6.6.3	Bewertung der <i>Baseline</i> -Szenarien	136
6.6.4	Exkurs: Berücksichtigung von vorgelagerten Prozessketten	138
6.7	Wirtschaftlichkeitsanalyse	141
6.7.1	Daten der Finanzplanung des Projektplaners	141
6.7.2	Finanzierungsbeitrag der Zertifikate	143

6.7.2.2	Preisszenario 1: Konstant niedrige Preise	144
6.7.2.3	Preisszenario 2: Steigender Preis	144
6.7.2.4	Preisszenario 3: Rentabler Preis.....	145
6.7.2.5	Bewertung der Preisszenarien	146
6.7.3	Transaktionskosten	147
6.8	Fazit	150
7	Analyse praktischer Umsetzungsprobleme.....	152
7.1	Zusätzlichkeit (<i>Additionality</i>).....	152
7.2	Doppelzahlungen	154
7.3	Kreditierung.....	156
7.4	Transaktionskosten	159
8	Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg	161
8.1	Grundsätzliche Aspekte der <i>Baseline</i> - und Potenzialbestimmung.....	162
8.2	Potenzialschätzungen nach Projekttypen	166
8.2.1	Projekttypen ohne oder mit geringem Potenzial.....	166
8.2.2	Projekttypen mit quantitativer Bedeutung für Baden-Württemberg	170
8.2.2.1	Erneuerbare Energien.....	170
8.2.2.1.1	Stromerzeugung für den Eigenverbrauch aus Klärgas.....	170
8.2.2.1.2	Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.....	172
8.2.2.2	Kraft-Wärme-Kopplung	173
8.2.2.3	Gebäude	176
8.2.2.3.1	Neubau von Gebäuden mit normalen Innentemperaturen	179
8.2.2.3.2	Neubau von Gebäuden mit niedrigen Innentemperaturen	182
8.2.2.3.3	Modernisierung von Gebäuden.....	182
8.2.3	Qualitative Aussagen zu sonstigen Projekttypen	184
8.3	Zusammenfassung: Potenziale in Baden-Württemberg	184

9	Schlussbemerkungen.....	187
----------	--------------------------------	------------

	Literaturverzeichnis	191
--	-----------------------------------	------------

Anhang

	Anhang 1: <i>Policy</i>-Matrix der deutschen Klimaschutzpolitik.....	A-1
--	---	------------

	Anhang 2: <i>Policy Additionality</i> und Nationale Projekte	A-49
--	---	-------------

	Anhang 3: Daten zum Fallbeispiel I – Gebäudesanierung	A-60
--	--	-------------

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Teilnehmerkreis für flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls.....	4
Tabelle 2:	Teilnahmebedingungen für die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls	5
Tabelle 3:	Gegenüberstellung der Vorgaben zur <i>Baseline</i> für CDM und JI.....	7
Tabelle 4:	Zum EU-Emissionsrechtehandel (CO ₂) ab 2005 verpflichtete Tätigkeiten.....	15
Tabelle 5:	Definitionskriterien für Nationale Projekte	22
Tabelle 6:	Vor- und Nachteile nationaler Projekte.....	28
Tabelle 7:	Vergleich Nationaler Projekte mit JI und CDM-Projekten.....	29
Tabelle 8:	Gegenargumente für den Einbezug NP ins EU-System.....	33
Tabelle 9:	Überblick über geplante <i>UK Emissions Trading Projects</i>	36
Tabelle 10:	Überblick über Hessen-Tender	37
Tabelle 11:	Überblick über Projektschema von <i>Seattle City Light</i>	39
Tabelle 12:	Überblick über Greenhouse Gas Abatement Program in Australien	40
Tabelle 13:	Preise für Emissionsrechte aus 2002/2004	45
Tabelle 14:	<i>Policy Additionality</i> potenzieller Projekttypen für NP in Deutschland	66
Tabelle 15:	Beheizungsarten und Energieträger in Deutschland 2002.....	71
Tabelle 16:	CO ₂ -Emissionen der Energieträger	71
Tabelle 17:	U-Werte der Bauteile nach und vor Sanierung.....	75
Tabelle 18:	Kennwerte des Wärmebedarfs vor und nach Sanierung.....	76
Tabelle 19:	Übersicht der Heizkennwerte mit und ohne BHKW.....	78
Tabelle 20:	Entwicklung der Baustandards mit Energiekennwerten	82
Tabelle 21:	Förderprogramme im Energiebereich für Wohngebäude	83
Tabelle 22:	Nach EnEV erforderliche Wärmedurchgangskoeffizienten	92
Tabelle 23:	Aufstellung der jährlichen und kumulierten Emissionen vor Ergänzung durch das BHKW	97

Tabelle 24:	Aufstellung der jährlichen und kumulierten Emissionen nach Vollendung der Projektaktivitäten.....	98
Tabelle 25:	Übersicht der projektbezogenen CO ₂ -Emissionen und ihrer Entstehung.....	99
Tabelle 26:	CO ₂ -Emissionen des <i>Baseline</i> -Szenarios für den Anrechnungszeitraum	99
Tabelle 27:	Berechnung der Emissionsminderungen vom Projekt ohne BHKW zur <i>Baseline</i>	100
Tabelle 28:	Berechnung der Emissionsminderungen vom Projekt mit BHKW zur <i>Baseline</i>	100
Tabelle 29:	Übersicht der zukünftigen Erdgaspreise (Grundpreise).....	103
Tabelle 30:	Vergleich der Sanierungskosten von Projekt und <i>Baseline</i> und der zusätzlichen Kosten	105
Tabelle 31:	Übersicht der Kapitalwerte unter Berücksichtigung verschiedener Erdgaspreisentwicklungen.....	106
Tabelle 32:	Übersicht der Kapitalwerte bei niedrigem Zertifikatspreis unter Betrachtung verschiedener Gaspreisentwicklungen auf 7 und 21 Jahre	107
Tabelle 33:	Übersicht der Kapitalwerte mit steigendem Zertifikatspreis von 1 € pro Jahr bei verschiedenen Gaspreisentwicklungen.....	108
Tabelle 34:	Übersicht der Kapitalwerte mit optimiertem Gutschriftspreis bei verschiedenen Gaspreisentwicklungen.....	110
Tabelle 35:	Übersicht der Transaktionskosten [€].....	112
Tabelle 36:	Steigerung der Zertifikatspreise aufgrund von Transaktionskosten.....	113
Tabelle 37:	CO ₂ -Emissionen ausgesuchter Brennstoffe.....	129
Tabelle 38:	Jährlicher Wärmebedarf des Neubaugebiets Kleinfeld	130
Tabelle 39:	Anschlussentwicklung, Wärmebedarf, Wärmeverluste, erforderliche Netzeinspeisung und Endenergiebedarf bei verschiedener Anschlusszahl.....	131
Tabelle 40:	Erwartete CO ₂ -Emissionen des Projektszenarios bei verschiedener Anschlusszahl.....	133
Tabelle 41:	Erwartete CO ₂ -Emissionen bei dezentralen Ölheizungen gegenüber Holzwärmeverbund	134

Tabelle 42:	Erwartete CO ₂ -Emissionen bei dezentralen Gasheizungen gegenüber Holzwärmeverbund	135
Tabelle 43:	Wärmemix Deutschland, CO ₂ -Emissionsfaktoren und errechneter Emissionsfaktor für Wärme	136
Tabelle 44:	Erwartete CO ₂ -Emissionen bei Wärmemix Deutschland, gegenüber Projektmissionen	136
Tabelle 45:	Emissionsfaktoren und Emissionen entlang der Prozessketten (GEMIS 4.1)	139
Tabelle 46:	Erwartete Projekt- und <i>Baseline</i> -Emissionen unter Berücksichtigung vorgelagerter Prozessketten	139
Tabelle 47:	Erwartete Emissionsreduktionen der <i>Baseline</i> -Szenarien unter Berücksichtigung vorgelagerter Prozessketten	139
Tabelle 48:	Gesamtkostenvergleich zwischen Gasheizung und Holzwärmeverbund	142
Tabelle 49:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 1	144
Tabelle 50:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 2	144
Tabelle 51:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 3	144
Tabelle 52:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 1	145
Tabelle 53:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 2	145
Tabelle 54:	Erwartete Erlöse der Zertifikate von <i>Baseline</i> -Szenario 3	145
Tabelle 55:	Erwartete Erlöse der Zertifikate für <i>Baseline</i> -Szenario 1	146
Tabelle 56:	Erwartete Erlöse der Zertifikate für <i>Baseline</i> -Szenario 2	146
Tabelle 57:	Erwartete Erlöse der Zertifikate für <i>Baseline</i> -Szenario 3	146
Tabelle 58:	Unter dem Gesichtspunkt der Policy Additionality identifizierte potenzielle Projekttypen für Nationale Projekte in Deutschland	161
Tabelle 59:	Ausgewählte Kenndaten für Projekttypen im Bereich der Wärmeversorgung aus regenerativen Energien	173
Tabelle 60:	Potenziale für Nationale Projekte in Baden-Württemberg	186

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kyoto und die flexiblen Instrumente	3
Abbildung 2:	Mögliche Einbindung von Zertifikaten aus NP	49
Abbildung 3:	Möglicher Projektzyklus für Nationale Projekte	50
Abbildung 4:	Unsicherheiten bei der Bestimmung des Referenzfalls (<i>Baseline</i>)	57
Abbildung 5:	<i>Policy Additionality</i> von indirekten Emissionen	62
Abbildung 6:	Energie- und Wärmeverbrauch 2002 nach Sektoren	67
Abbildung 7:	Heizsystem nach Sanierung mit Kessel und BHKW	77
Abbildung 8:	Brennstoffeinsatz und Einsparungen nach Sanierungsphasen	79
Abbildung 9:	Schema zur Ermittlung der Energiewerte	81
Abbildung 10:	Systemgrenzen unter wärmetechnischer Betrachtung	88
Abbildung 11:	Ausgaben und die dafür erhaltenen Förderungen nach Maßnahmenbereichen	93
Abbildung 12:	Emissionsminderungen gegenüber <i>Baseline</i> (mit vs. ohne BHKW)	101
Abbildung 13:	Erdgaspreise für Verbraucher	103
Abbildung 14:	Kapitalwertreihen für verschiedene Gaspreisannahmen für einen Anrechnungszeitraum von 7 Jahren	109
Abbildung 15:	Kapitalwertreihen für verschiedene Gaspreisannahmen für einen Anrechnungszeitraum von 21 Jahren	109
Abbildung 16:	Bildung der Zertifikatepreise unter Einfluss von TAK	113
Abbildung 17:	Unterschubfeuerung	119
Abbildung 18:	Vorschubrostfeuerung	120
Abbildung 19:	Schematische Darstellung der Systemgrenzen	126
Abbildung 20:	Erwartete Emissionen des Projekts und der <i>Baseline</i> - Szenarien	137
Abbildung 21:	Brennstoffbedingte Emissionen und Emissionen aus vorgelagerten Prozessen der Szenarien nach GEMIS pro Jahr bei Vollausbau	140

Abbildung 22: Kapitalwerterlöse unter Einbeziehung der Transaktionskosten bei verschiedenen Zertifikatepreisen.....	149
Abbildung 23: Wirkung eines nicht zusätzlichen Nationalen Projekts	153
Abbildung 24: Das Problem der Doppelzählung	154
Abbildung 25: Mögliches Schema der Reservebildung für NP im NAP.....	159

Abkürzungsverzeichnis

AGE	Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffekts“
AAU	<i>Assigned Amount Unit</i>
BAU	<i>Business-as-Usual</i>
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BWPLUS	Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i> (Mechanismus für umweltgerechte Entwicklung)
CER	<i>Certified Emission Reduction</i> (Gutschrift aus CDM)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ e	CO ₂ -Äquivalent
COP	<i>Conference of the Parties</i> (Vertragsstaatenkonferenz)
DEHSt	Deutschen Emissionshandelsstelle
DFP	<i>Designated Focal Point</i>
DIN	Deutsche Industrienorm
DNA	<i>Designated National Authority</i>
DOC	<i>Domestic Offset Credit</i> (EU-Terminologie für Zertifikate aus nationalen Projekten)
DOE	<i>Designated Operational Entities</i>
DOP	<i>Domestic Offset Project</i> (EU-Terminologie für Nationales Projekt)
EB	<i>Executive Board</i> (oberstes Aufsichtsgremium CDM)
ECCP	<i>European Climate Change Programme</i>
EFH	Einfamilienhaus
EH	Emissionshandel
EnEV	Energieeinsparverordnung
ERU	<i>Emissions Reduction Unit</i> (Gutschrift aus JI)
EU	Europäische Union
EU-EH	EU-Emissionsrechtehandel
EU-RL	EU-Richtlinie
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GWP	<i>Global Warming Potential</i> (Erwärmungspotenzial der Treibhausgase)
H-FKW	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFC)
IE	<i>Independent Entities</i> (unabhängige Institution für JI)
IEH	Internationaler Emissionshandel

IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
JI	<i>Joint Implementation</i> (gemeinsame Umsetzung)
JIKO	<i>Joint Implementation</i> Koordinierungsstelle
KMU	Kleinere und mittlere Unternehmen
KP	Kyoto-Protokoll
MFH	Mehrfamilienhaus
N ₂ O	Distickstoffoxid
NAP	Nationaler Allokationsplan
NERU	<i>National Emission Reduction Unit</i> (mögliche Einheit für Zertifikate aus NP)
NGO	<i>Non-Governmental Organisation</i> (Nicht-Regierungsorganisation)
NP	Nationales Projekt
NT-Kessel	Niedrigtemperatur-Kessel
O ₃	Ozon
PDD	<i>Project Design Document</i>
PFKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)
RMU	<i>Removal Units</i>
RL	Richtlinie
SC	<i>Supervisory Committee</i> (oberstes Aufsichtsgremium für JI)
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SSP	<i>Small Scale Project</i>
TAK	Transaktionskosten
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
THG	Treibhausgas(e)
UAG 4	Unterarbeitsgruppe 4 der Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffekts“: „Projektbezogene Mechanismen“
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> (Klimarahmenkonvention)
WSchV	Wärmeschutzverordnung

1 Einleitung

Dieser Endbericht fasst die Ergebnisse des Projekts "Klimaschutz in Baden-Württemberg: Chancen und Möglichkeiten Nationaler Projekte" zusammen. Nationale Projekte (NP) sind unilaterale Klimaschutzprojekte, die in einem Land mit verbindlichem Treibhausgas-Emissionsreduktionsziel auf freiwilliger Basis stattfinden und zu zusätzlichen Emissionsminderungen von Treibhausgasen führen. Die Projektentwickler erhalten für diese zusätzliche Emissionsreduktion gemäß der *Baseline-and-Credit*-Methode handelbare Emissionsreduktionszertifikate der zuständigen inländischen Instanz. Wesentlicher Vorteil solcher Nationalen Projekte ist die zusätzliche Flexibilisierung des Klimaschutzes durch Einbeziehung von im Emissionshandel noch nicht erfassten Sektoren und Treibhausgasen und die dadurch mögliche Senkung der Vermeidungskosten. Gegenüber den internationalen projektbezogenen Mechanismen weisen NP aufgrund der Durchführung einer Investition im eigenen Land zudem geringere Risiken und geringere Transaktionskosten auf. Zwar sind Nationale Projekte nicht explizit im am 16. Februar 2005 in Kraft tretenden Kyoto-Protokoll geregelt, aber wie gezeigt werden wird, lassen sich die Regeln der *Marrakesh Accords* für die internationalen projektbezogenen Mechanismen *Joint Implementation* und *Clean Development Mechanism* sinngemäß auf den hier untersuchten unilateralen Projektmechanismus anwenden.

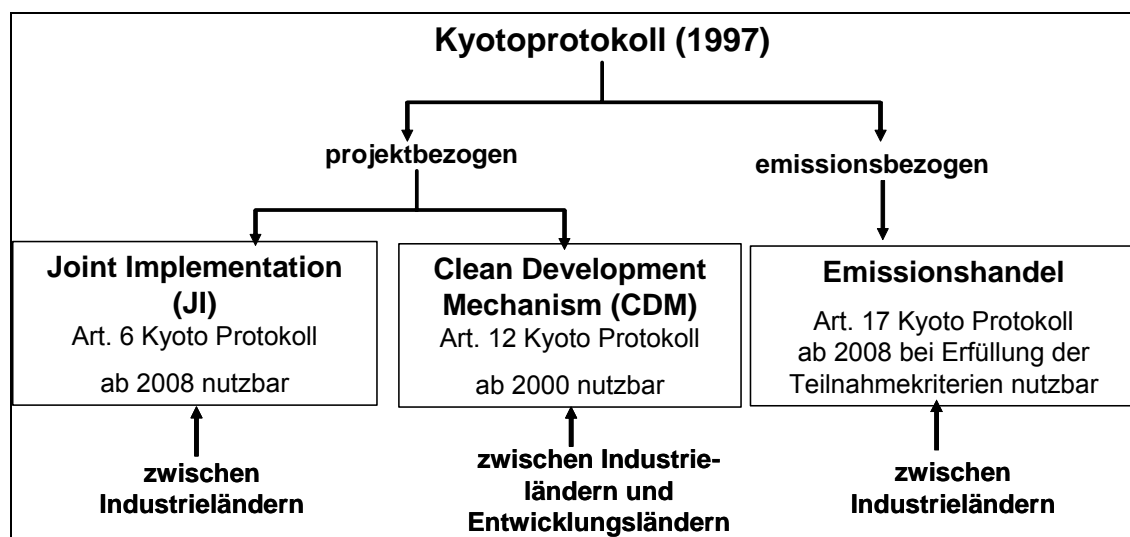
Die Untersuchung wurde durch das Land Baden-Württemberg im Rahmen der Zukunftsoffensive III im Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS) von September 2003 bis August 2004 gefördert. Im Rahmen des Projekts wurde eine Definition für Nationale Projekte entwickelt und dieses Instrument von anderen klimapolitischen Instrumenten abgegrenzt. Basierend auf Überlegungen zu einem Anerkennungsverfahren für Nationale Projekte wurde ein Implementierungstest anhand von zwei Fallbeispielen durchgeführt. Gewählt wurde ein Projekt aus dem Gebäudesanierungsbereich und ein Projekt aus dem Bereich regenerativer Energien (Holznahwärmeverbund). Aufbauend auf diesen Fallbeispielen wurden praktische Umsetzungsprobleme analysiert. Abschließend wurde das aus NP resultierende Einsparpotenzial für Baden-Württemberg abgeschätzt.

Die hier vorgelegte Studie erlangt zusätzliche Aktualität durch die Verabschiedung der EU *Linking*-Richtlinie zum Einbezug der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen in den EU-Emissionsrechtehandel (EU-EH). Diese Erweiterungsrichtlinie sieht u. a. vor, dass die EU-Kommission bis Mitte 2006 Modalitäten und Verfahren für die Genehmigung innerstaatlicher Projektmaßnahmen prüft. Dies zeigt die Aktualität der Forschungsarbeit, die zu dem Schluss kommt, dass Nationale Projekte die logische Ergänzung zu *Joint Implementation* innerhalb der EU darstellen. Die Autoren hoffen, dass die in diesem Endbericht vorgelegten Ergebnisse den weiteren Diskussionsprozess zur Implementierung Nationaler Projekte bereichern werden.

2 Einführung in die Flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls

Alle Industriestaaten haben sich im Interesse des Klimaschutzes im Kyoto-Protokoll (KP) im Jahr 1997 auf verbindliche Treibhausgas-Emissionsziele geeinigt. Diese können sowohl durch Maßnahmen im eigenen Land als auch mittels der flexiblen Instrumente des zum 16. Februar 2005 in Kraft tretenden Kyoto-Protokolls – also dem internationalen Emissionshandel und den projektbezogenen Mechanismen *Joint Implementation* (JI) bzw. *Clean Development Mechanism* (CDM) – eingehalten werden (siehe Abbildung 1). Alle flexiblen Mechanismen können parallel genutzt werden und haben zum Ziel, dass THG-Emissionsminderungen dort durchgeführt werden, wo diese am kostengünstigsten umsetzbar sind.¹ Auf der siebten Vertragsstaatenkonferenz wurde in den so genannten *Marrakesh Accords* im November 2001 das detaillierte Regelwerk für diese Mechanismen beschlossen.

Abbildung 1: Kyoto und die flexiblen Instrumente



Quelle: Eigene Darstellung

Bei den Nationalen Projekten (NP) handelt es sich genauso wie bei JI und CDM um einen projektbezogenen Mechanismus, bei dem über einen Anreizmechanismus kos-

¹ Allerdings soll der Einsatz der flexiblen Instrumente nur ergänzend (supplemental) zu den nationalen Anstrengungen der Industrieländer erfolgen. D. h., dass nationale Klimaschutzmaßnahmen und -politiken "einen bedeutenden Anteil" an den gesamten Minderungsbemühungen darstellen müssen (UNFCCC 2001b, S. 2; Kyoto-Protokoll Artikel 17 (IEH), 12 (3b) (CDM), 6 (1d) (JI)). Die nur qualitativ bestimmte Supplementarity-Regel soll verhindern, dass sich die verpflichteten Staaten völlig von der Notwendigkeit, im eigenen Land Maßnahmen vorzunehmen, freikaufen können.

tengünstige Minderungspotenziale – in diesem Fall im Inland – erschlossen werden sollen. Als Märkte für Emissionsminderungen aus NP kommen neben dem internationalen Emissionshandel auch der ab 2005 startende europäische Emissionsrechtehandel in Frage. Auf Grund des engen Zusammenhanges der NP mit den flexiblen Instrumenten der internationalen und europäischen Klimapolitik werden diese in diesem Kapitel kurz dargestellt.

2.1 Grundlagen der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls

Die Teilnahme an den drei flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (KP) – dem internationalen Emissionshandel (IEH), dem *Clean Development Mechanism* (CDM) und *Joint Implementation* (JI) – basiert auf Freiwilligkeit und steht grundsätzlich allen Vertragsstaaten des KP offen, wenn diese bestimmte Vorgaben erfüllen. Darüber hinaus können auch öffentliche und private Einrichtungen von den flexiblen Instrumenten Gebrauch machen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Teilnehmerkreis für flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls

	IEH	CDM	JI
Teilnehmer	Annex B Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls (Artikel 17 KP); bzw. auch zugelassene juristische Personen (UNFCCC 2001b, S. 53f., §5)	Alle Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls, Einrichtungen öffentlicher und privater Art aus den Vertragsstaaten (Artikel 12 (9) KP)	Annex I Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls, Einrichtungen öffentlicher und privater Art aus den Vertragsstaaten (Artikel 6 (3) KP)

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus UNFCCC 1997; UNFCCC 2001b

Die Teilnahme an diesen Instrumenten ist an bestimmte Bedingungen geknüpft (vgl. Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 19 ff.). Für den internationalen Emissionshandel (IEH) und die Investoren im Falle von CDM sowie für das einfachere JI *First Track*-Projektverfahren müssen alle der in Tabelle 2 aufgeführten Teilnahmebedingungen von den Vertragsstaaten erfüllt werden (UNFCCC 2001b, S. 52 f., 2 (IEH); S. 32 f., F.31 (CDM Investoren); S. 12, D.21 (JI) i. V. m. S. 13, D.23 (JI *First Track*)). Erfüllt ein JI Investorland nicht alle Teilnahmevoraussetzungen, wird das international geregelte JI *Second Track* Verfahren angewendet (UNFCCC 2001b, S. 12, D.21 (JI) i. V. m. S. 13, D.24). Ein CDM Gastland muss nur das Kyoto-Protokoll ratifiziert und eine Anlaufstelle für CDM Projekte (*Designated National Authority*, DNA) eingerichtet haben (UNFCCC 2001b, S. 32, F.28 - 30).

Unternehmen und andere juristische Personen können nur an den flexiblen Mechanismen teilnehmen, wenn ihr Herkunftsstaat die entsprechenden Teilnahmebedingungen erfüllt und sie im Falle des IEH dazu legitimiert hat. Die Verantwortung für die Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen verbleibt bei den Vertragsstaaten (UNFCCC 2001b, S. 53 f., 5 (IEH); S. 33, F.33 (CDM); S. 13, D.29 (JI)).

Tabelle 2: Teilnahmebedingungen für die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls

Teilnahmebedingungen	IEH	CDM		JI		
		Investor-land	Gast-land	Investor-land	Gastland	
					First Track	Second Track
Ratifizierung des Kyoto-Protokolls	x	x	x	x	x	x
Festlegung der Kyoto-Emissionsobergrenze (<i>Assigned Amount</i>)	x	x		x	x	x
Etablierung eines nationalen Systems zur Abschätzung der THG-Emissionen und Speicherung durch Senken	x	x		x	x	
Etablierung eines computerisierten nationalen Registers	x	x		x	x	x
Jährliches Einreichen von korrekten Emissionsinventaren	x	x		x	x	
Einreichung zusätzlicher Informationen über den <i>Assigned Amount</i> ²	x	x		x	x	

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus UNFCCC (2001b, S. 52 f., 2 (IEH); S. 12, D.21 (JI) i. V. m. S. 13, D.23 (JI *First Track*) und D.4 (JI *Second Track*); S. 32, F.28 – 30 (CDM Gastland) und S. 32f., F.31 (CDM Investoren))

In Deutschland wurde bereits eine nationale Anlaufstelle (DNA) für die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls eingerichtet. Die *Joint Implementation* Koordinierungsstelle (JIKO) ist ansässig am Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in Berlin. Des Weiteren gibt es Ansprechpartner an der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt), die am UBA angesiedelt ist.

² Betrifft die durch Sonderregelungen (Artikel 3 (7) und 3 (8) KP) oder durch die Anrechnung von nationalen Senkenprojekten nach Artikel 3 (3) und 3 (4) KP entstehende Addition bzw. Subtraktion von Emissionsrechten (*Assigned Amount Units, AAUs*).

2.1.1 Grundlagen des internationalen Emissionshandels

Der internationale Emissionshandel (IEH) ist ein im Kyoto-Protokoll in Artikel 17 festgelegtes Instrument zur globalen Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Zu Beginn einer Verpflichtungsperiode werden den Annex-B-Staaten des KP handelbare Emissionsrechte (*Assigned Amount Units*, AAUs) entsprechend ihrer Kyoto-Emissionsziele zugeteilt. Die gesamte zugestandene Emissionsmenge eines Landes nennt man *Assigned Amount*.³ Die Erstzuteilung der AAUs an die Annex-B-Länder erfolgt gemäß dem *Grandfathering*-Prinzip: es wird eine kostenlose Erstverteilung basierend auf den historischen Emissionen von 1990 bzw. 1995, gewichtet mit den Kyoto-Reduktionszielen, vorgenommen.

Der IEH nach Artikel 17 KP erlaubt den Annex-B-Ländern, Emissionsrechte (AAUs), die nicht für die eigene Zielerfüllung benötigt werden, an andere Annex-B-Länder zu verkaufen. Der *Cap-and-Trade*-basierte Handel findet also grundsätzlich zwischen verpflichteten Staaten und, wenn vorgesehen, von ihnen zugelassenen juristischen Personen statt. Von dieser möglichen Zulassung öffentlicher und privater Einrichtungen könnten auch Nationale Projekte profitieren (siehe Kapitel 4.1). Der IEH erstreckt sich sowohl auf Emissionsrechte (AAUs) als auch auf die Emissionsminderungsgutschriften CERs (aus CDM), ERUs (aus JI) und RMUs (für Senken) (UNFCCC 2001c, S. 52, 2, siehe folgende Kapitel).

2.1.2 Grundlagen der projektbezogener Mechanismen

Bei den projektbezogenen Mechanismen des KP wird zwischen dem *Clean Development Mechanism* (CDM) und *Joint Implementation* (JI) unterschieden. Beide bauen auf den gleichen grundlegenden Prinzipien auf und können den Nationalen Projekten als Vorbild dienen. Bisher wurden insbesondere detaillierte Regelungen zum CDM entwickelt. Die wesentlichen, in den *Marrakesh Accords* definierten und auch für JI relevanten Begriffe werden hier vorgestellt (UNFCCC 2001b), da sie auch im Rahmen der Nationalen Projekte Anwendung finden.

Unter dem Kriterium der **Zusätzlichkeit** (*Additionality*), das bereits im Kyoto-Protokoll verankert ist, wird für eine CDM Projektaktivität gefordert, dass "*anthropogenic emissions of greenhouse gases by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity*" (UNFCCC 2001b, S. 36: G.

3 Die anfängliche Emissionsrechtemenge (*Assigned Amount*) beinhaltet weder Zu- noch Verkäufe und errechnet sich nach den mit dem Kyoto-Ziel gewichteten THG-Emissionen eines Landes im Jahr 1990 (für CO₂, CH₄, N₂O) bzw. 1995 (für H-FKW, PFKW, SF₆) (siehe Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 9, Fußnote 9).

43). Auch JI Projekte müssen zu THG-Emissionsreduktionen bzw. einer Verbesserung der Bindung von THG durch anthropogene Senken führen, die über das Niveau, das ohne Projektaktivität aufgetreten wäre, hinausgehen (UNFCCC 2001b, S. 14: E.31(b), 33(b)).⁴ Die Prüfung der Zusätzlichkeit erfolgt über den Vergleich der Projektemissionen mit der *Baseline* (s. u.). Darüber hinaus wurde vom CDM *Executive Board* ein separater *Additionality*-Test vorgeschlagen, damit *Business-as-Usual*-Projekte, die auch ohne CDM stattgefunden hätten, herausgefiltert werden (EB 2004, s. a. WWF 2002, S. 5).

Die **Baseline** ist das Szenario, welches die THG-Emissionen, die ohne die Projektaktivität auftreten würden, angemessen (*reasonably*) darstellt. Dabei soll die *Baseline* die Emissionen aller Gase, Sektoren und Quellen innerhalb der Projektgrenze (s. u.) erfassen (UNFCCC 2001b, S. 36: G.44, 45 (CDM) und S. 18: Appendix B, 1 (JI)). In Tabelle 3 werden die *Baseline*-Vorgaben für CDM und JI mit dem entsprechenden Bezug in den *Marrakesh9 Accords* aufgeführt.

Tabelle 3: Gegenüberstellung der Vorgaben zur *Baseline* für CDM und JI⁵

<i>Baseline</i> -Vorgaben	CDM	JI
Projekt-spezifisch	36: 45(c)	18: B.2(a)
Verwendung von Multi-Projekt-Emissionsfaktoren	-	18: B.2(a)
Beachtung der Vorgaben für angenommene und neue <i>Baseline</i> -Methoden	36: 45(a)	-
Transparent	36: 45(b)	18: B.2(b)
Konservativ	36: 45(b)	19: B.2(e)
Vereinfachte Vorgaben für kleine Projekte	37: 45(d)	-
Berücksichtigung relevanter nationaler und/oder sektoraler Politikmaßnahmen und Umstände	37: 45(e)	18: B.2(c)
<i>Baseline</i> darf für Zukunft höhere Emissionen vorsehen als gegenwärtiges Niveau (bei spezifischen Umständen im Gastland)	37: 46	-
Keine Reduktionsgutschriften für Verringerung des Aktivitätsniveaus außerhalb der Projektaktivität oder aufgrund von <i>Force Majeure</i>	37: 47	18: B.2(d)
Berücksichtigung von Unsicherheit	36: 45(b)	19: B.2(e)

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus UNFCCC (2001b, S. 18 f.: Appendix B (JI) und S. 36 f.: G.45 ff. (CDM))

4 Der Einfachheit halber wird im Folgenden nur auf die Angaben für CDM Bezug genommen.

5 Treffen die aufgeführten *Baseline*-Vorgaben für CDM bzw. JI zu, so ist die Referenz in den Marrakesh Accords im Format „Seitenzahl: Teil. Artikel (Absatz)“ angegeben. Das Fehlen derartiger Vorgaben ist mit einem Strich (-) gekennzeichnet.

Die zugelassenen *Baseline*-Ansätze sind für CDM beschränkt auf:

- (1) aktuelle oder historische Emissionen ohne das Projekt,
- (2) Emissionen einer ökonomisch attraktiven Alternative unter Berücksichtigung von Marktbarrieren, und
- (3) den aktuellen fünfjährigen Mittelwert der Emissionen der besten 20 % ähnlicher Projektaktivitäten (UNFCCC 2001b, S. 37: G.48).

Die **Projektgrenze** (*Project Boundary*) soll alle signifikanten (*significant*) und der Projektaktivität angemessen zurechenbaren (*reasonably attributable*) anthropogenen THG-Emissionen, die von den Projektteilnehmern kontrolliert werden können, enthalten (UNFCCC 2001b, S. 37: G.52 (CDM); S. 19: B.4(c) (JI)).

Leakage ist definiert als Netto-Veränderung der anthropogenen THG-Emissionen, die außerhalb der Projektgrenze auftreten und messbar (*measurable*) und der Projektaktivität zurechenbar (*attributable*) sind (UNFCCC 2001b, S. 37: G.51 (CDM); S. 19: B.4(f) (JI)). *Leakage* kann in Form von indirekten und direkten Emissionen auftreten und sowohl eine Verringerung als auch Erhöhung der dem Projekt zurechenbaren Emissionsreduktionen nach sich ziehen (für Beispiele siehe Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 203 ff.).

Die **Kreditierungsperiode** (*Crediting Period*) ist nur für CDM vorgegeben. Es gibt zwei Optionen: Entweder eine Laufzeit von bis zu 7 Jahren, die maximal zweimal verlängert werden kann (dynamisch), oder eine nicht verlängerbare Laufzeit von maximal 10 Jahren (statisch) (UNFCCC 2001b, S. 37: G.49). In Abhängigkeit von der *Baseline* kann die Kreditierungsperiode kürzer als die Projektlaufzeit ausfallen.

Bei der **Validierung** eines CDM Projektes wird in einer unabhängigen Evaluierung anhand der Projektunterlagen (so genanntes **Project Design Document**, PDD) durch eine *Designated Operational Entity* (DOE) geprüft, ob alle CDM Vorgaben eingehalten werden (PDD-Vorgaben in UNFCCC 2001b, S. 43 ff.: Appendix B). Geprüft wird die Erfüllung der Teilnahmebedingungen, die Beteiligung der Öffentlichkeit vor Ort, die Umweltauswirkung, die Zusätzlichkeit der THG-Emissionsreduktionen, die Zulässigkeit der *Baseline*- und *Monitoring*-Methoden, die Beachtung der Vorgaben für *Monitoring*, Verifizierung und Berichterstattung sowie die Erfüllung aller sonstigen CDM Vorgaben (UNFCCC 2001b, S. 34: G.35, 37 (CDM) und S. 14: E.31, 33 (JI)).

Unter **Registrierung** versteht man beim CDM die formelle Annahme eines validierten Projektes durch das oberste CDM Gremium (*Executive Board*, EB). Die Registrierung ist Voraussetzung für Verifizierung, Zertifizierung und Ausgabe von *Certified Emission Reductions* (CERs) (UNFCCC 2001b, S. 34: G.36).

Das **Monitoring** dient der Ermittlung der tatsächlichen THG-Emissionen und der Berechnung der THG-Emissionsminderung und wird im *Monitoring*-Plan im PDD festgehalten. Es ist beim CDM durch die Vorgabe von *Monitoring*-Modalitäten strenger reglementiert als beim JI (UNFCCC 2001b, S. 38 f.: H. 53 – 60 (CDM); S. 19: B.4 – 6 (JI)).

Unter **Verifizierung**⁶ wird die periodisch stattfindende, unabhängige Überprüfung und ex post Feststellung der laut *Monitoring*-Bericht erzielten Emissionsreduktionen verstanden. Sie wird von einer beauftragten, unabhängigen Institution (*Operational Entity* für CDM, *Independent Entity* für JI) durchgeführt (UNFCCC 2001b, S. 39: I.61 (CDM)).

Zertifizierung ist die schriftliche Bestätigung der prüfenden, unabhängigen Institution, dass eine Projektaktivität während einer bestimmten Periode die verifizierte Emissionsreduktion erzielt hat (UNFCCC 2001b, S. 39: I.61 (CDM)). Daran schließt sich die Ausgabe von Reduktionsgutschriften an.

Um sicher zu stellen, dass projektbezogene Mechanismen zu keiner überhöhten Ausgabe von Gutschriften führen, bieten sich als Stellschrauben an: ein separater *Additionality*-Test, die Wahl einer konservativen und regelmäßig an neue Umstände angepassten *Baseline*, die Berücksichtigung von Verlagerungseffekten der THG-Emissionen über *Leakage*-Faktoren, eine begrenzte Kreditierungslaufzeit, Sicherstellung einer hohen Datenqualität sowie hohe Validierungs- und Verifizierungsstandards (Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003e, S. 15).

2.1.2.1 Clean Development Mechanism

In Artikel 12 KP wird der Mechanismus für umweltgerechte Entwicklung (*Clean Development Mechanism*, CDM) geregelt und in den *Marrakesh Accords* (COP 7) und späteren Dokumenten spezifiziert (UNFCCC 2001b, S. 20 - 49). Im Regelfall beteiligt sich beim CDM ein Annex-I-Land (Industrie- oder Transformationsland aufgelistet in Annex I der Klimarahmenkonvention) bzw. eine private oder öffentliche Einrichtung aus einem Annex-I-Land an einem emissionsparenden Projekt in einem Non-Annex-I-Land (Entwicklungs- oder Schwellenland). Allerdings sind auch unilaterale CDM Projekte und CDM Projekte zwischen zwei Entwicklungs- bzw. Schwellenländern zugelas-

⁶ In den *Marrakesh Accords* wird für JI Projekte nur der Begriff Verifizierung verwendet: Dort heißt es, dass die Verifizierung eines JI Projektes durch eine akkreditierte, unabhängige Institution (*Independent Entity*) durchgeführt wird, um anhand des PDD festzustellen, ob ein JI Projekt und seine THG-Emissionsreduktionen bzw. Senkenaktivität den JI Vorgaben entsprechen (UNFCCC 2001b, S. 13: E.30). In Anlehnung an den CDM Projektzyklus wird unter der JI Verifizierung aber sowohl Validierung, Verifizierung und Zertifizierung im Sinne des CDM verstanden (Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 253).

sen. Ein CDM Projekt muss die nachhaltige Entwicklung des Gastlandes fördern (Artikel 12 (3a) KP), z. B. durch Technologietransfer, Humankapitalbildung, ökologische Verbesserungen oder die Reduktion der Abhängigkeit von Brennstoffimporten. Bedingung ist weiterhin, dass die herkömmliche Entwicklungshilfe durch CDM Investitionen und -Technologietransfer nicht gekürzt wird (zur Handhabbarkeit siehe Dutschke und Michaelowa 2003). Es gibt eine Vielzahl möglicher Projekttypen. Ausgeschlossen ist Atomkraft und als Senkenprojekte sind nur Aufforstungs- und Wiederaufforstungsmaßnahmen zugelassen (UNFCCC 2001b, S. 22, 7). Darüber hinaus können die Gastgeberländer weitere Einschränkungen vornehmen. Die CDM Gutschriften (*Certified Emission Reductions*, CERs) können rückwirkend vom Jahr 2000 an ausgegeben werden (UNFCCC 2001b, S. 23: 12, 13).

Mit Hilfe des CDM werden die Länder, die keine Kyoto-Reduktionsverpflichtung übernommen haben und somit über keine AAUs verfügen, auf freiwilliger Basis in das internationale Klimaregime mit einbezogen. Aufgrund des Fehlens eines einzuhaltenen Emissionsziels im Gastgeberland werden durch CDM – im Gegensatz zu JI – neue Emissionsrechte erzeugt. Um eine zu hohe Emissionsminderung auszuschließen, muss deswegen besonders sorgfältig abgeschätzt werden, wie hoch die THG-Emissionen im Gastgeberland ohne die Investition ausgefallen wären (*Baseline*). Die Differenz aus den Emissionen der kontrafaktischen Referenzsituation und den tatsächlichen Emissionen ergibt die zusätzliche Emissionsreduktion. Eine Vergabe von Gutschriften (*Credits*) erfolgt nur, wenn die *Baseline* unterschritten wird.

Das *Executive Board* (EB) ist als oberstes CDM Gremium verantwortlich für die Einhaltung und Weiterentwicklung der vorgegebenen Modalitäten und Verfahrensweisen für *Baselines* und *Monitoring* (UNFCCC 2001b, S. 27 ff.: C, D und S. 35: G.38, 39). Ebenso akkreditiert das EB die *Operational Entities*, die als private oder öffentliche Institutionen die Validierung oder Verifizierung und Zertifizierung eines CDM Projekts vornehmen (Artikel 12 (7) KP; UNFCCC 2001b, S. 30 ff.: D, E, G, I). Zur Finanzierung des Verwaltungsaufwands des EB müssen Projektentwickler eine Registrierungsgebühr zahlen, die von der Höhe der durchschnittlichen jährlichen THG-Reduktion abhängt (UNFCCC 2002a, S. 10: Annex 5). Zu diesem *Share of Proceeds* gehören auch Beiträge für den Anpassungsfonds in Höhe von 2 % der zugewiesenen CERs. Diese Gebühr wird zur Beseitigung von Schäden aufgrund klimatischer Veränderungen in dafür besonders anfälligen Entwicklungsländern (*Least Developed Countries*) erhoben (Artikel 12 (8) KP; UNFCCC 2001b, S. 23: 15 - 17).

Weil die für die Durchführung von CDM anfallenden Transaktionskosten insbesondere kleine Projekte treffen, gelten für die Durchführung solcher *Small Scale Projects* (SSP) Sonderregelungen. Darunter fallen

- Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien bis 15 MW,
- Projekte zur Steigerung der Energieeffizienz bis 15 GWh/a und
- sonstige kleine Projekte, die sowohl zu einer Emissionsminderung von bis zu 15 kt CO₂e jährlich führen als auch selbst nur bis zu 15 kt CO₂e jährliche Emissionen aufweisen (UNFCCC 2001b, S. 21: 6 (c); die zugehörigen Projektkategorien in UNFCCC 2002b, S. 31, Appendix B).

Die Vereinfachungen für solche kleinen CDM Projekte finden Anwendung bei der *Baseline*-Methode, den *Monitoring*-Anforderungen und der Begründung der *Zusätzlichkeit*. Des Weiteren sind die Anforderungen an das PDD (EB 2003a) und *Leakage* geringer (EB 2003b). Vorgesehen ist auch eine Option zur Bündelung kleiner Projekte.⁷ Sollen im Rahmen der Nationalen Projekte kleine Projekte bevorzugt werden, könnten die CDM Vereinfachungen als Orientierung dienen. In den in dieser Arbeit untersuchten Fallbeispielen erfolgt beispielhaft eine Anlehnung an die CDM Vorgaben für SSP.

2.1.2.2 Joint Implementation

Artikel 6 KP über die gemeinsame Umsetzung (*Joint Implementation*, JI) sieht vor, dass sich ein Annex-I-Land (Industrie- oder Transformationsland) bzw. ein Unternehmen aus einem Annex-I-Land an der Finanzierung eines emissionsparenden Projekts in einem anderen Annex-I-Land beteiligen kann. Im Gegensatz zum CDM sind unilaterale JI Projekte nicht vorgesehen.⁸ Diese Beschränkung begründet den Bedarf eines separaten Instruments für unilaterale JI Projekte – Nationale Projekte. Die durch JI Projekte erzielten Emissionseinsparungen werden dem Investor(land) durch so genannte *Emission Reduction Units* (ERUs) gutgeschrieben – allerdings erst ab 2008. Dafür werden Emissionsrechte (AAUs) des Gastgeberlandes in ERUs für das Investorland umgewandelt. Da in der Summe die Zertifikatmenge gleich bleibt, spricht man von einem Nullsummenspiel. Die positiven Externalitäten von JI Projekten – wie Technologietransfer und Schaffung von Arbeitsplätzen – sind für Gastländer ein wichtiges Entscheidungskriterium bei der Auswahl von Projekten (Michaelowa 1997a). Abgesehen von Projekten im nuklearen Bereich sind alle Projekttypen zulässig. Für Senkenprojekte gelten die gleichen Bestimmungen wie bei der Umsetzung der Artikel 3 (3) und 3 (4) KP (UBA 2002, S. 17).

7 Zur Sicherstellung, dass keine Großprojekte in mehrere kleinere Projekte aufgespalten werden, prüft das EB die Einhaltung der Debundling-Anforderungen (EB 2003c).

8 „Zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen nach Artikel 3 kann jede in Anlage I aufgeführte Vertragspartei Emissionsreduktionseinheiten, die sich aus Projekten [...] ergeben, jeder anderen in Anlage I aufgeführten Vertragspartei übertragen oder von jeder anderen in Anlage I aufgeführten Vertragspartei erwerben [...]“ (UNFCCC 1997 Artikel 6 (1), eigene Hervorhebung).

Beim JI gibt es im Gegensatz zum CDM zwei Zugangsrouten: bei Erfüllung aller Teilnahmevoraussetzungen (siehe Kapitel 2.1) kann ein Gastland im **First Track-Verfahren** eigene Projektkriterien und Verfahren entwickeln. Auch unterliegen *First Track*-Projekte keiner internationalen Überwachung. Sie sind auch nicht an den für den **Second Track** vorgeschriebenen Projektzyklus und die Vorgaben für das PDD gebunden. D. h. auch, dass für Validierung, Verifizierung und Zertifizierung nicht zwangsläufig nur *Independent Entities* (IE) in Frage kommen. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass in Deutschland keine wesentlichen Unterschiede zwischen *First*- und *Second Track* Anforderungen bestehen werden. Dies liegt einerseits an den für die Aufstellung eigener Modalitäten anfallenden staatlichen Transaktionskosten und andererseits am anspruchsvollen deutschen THG-Reduktionsziel, das eine enge Auslegung der *Additionality*- und *Baseline*-Anforderungen für Klimaschutzprojekte im Inland erfordert (siehe Diskussion zur Problematik der nicht zusätzlichen Projekte in Kapitel 7.1).

Oberste Instanz für JI ist das Aufsichtsgremium (*Supervisory Committee*, SC), welches die Verifizierung der Emissionsreduktionen bzw. Kohlenstofffestlegungen überwacht und für die Akkreditierung der *Independent Entities* (IE) (gemäß UNFCCC 2001b, S. 16, Appendix A) sowie für die Ausarbeitung der Kriterien des PDD für JI *Second Track* verantwortlich ist (UNFCCC 2001b, S. 9, C.3). Im Rahmen des *Second Track* führt das SC auf Anfrage eine zusätzliche Überprüfung durch.

2.1.2.3 Senkenprojekte

Das Kyoto-Protokoll sieht Senken – also die Kohlenstoffbindung und -speicherung in Vegetation und Böden – als eine besondere Projektkategorie für JI und CDM, aber auch als nationale Minderungsmöglichkeit vor (Artikel 3 (3) KP regelt Wälder, Artikel 3 (4) KP landwirtschaftlich genutzte Flächen). Auf der COP 6 in Bonn wurde trotz einigem Widerstand die Anrechenbarkeit von Senken beschlossen (UNFCCC 2001c), auf der COP 7 in Marrakesh erste Definitionen und Regelungen festgelegt und auf der COP 9 in Mailand spezifiziert. Mögliche Projekttypen für nationale Maßnahmen sind Aufforstung und Wiederaufforstung, Bewirtschaftungsmaßnahmen auf bestehenden Forst-, Acker- und Grünlandflächen sowie Begrünung von Ödland. Allerdings muss die Freisetzung von Kohlenstoff durch Entwaldung ebenfalls eingerechnet werden (UNFCCC 2001a, Annex E, Par. 17, S. 9).

Senkenprojekte im Inland generieren Emissionsreduktionsgutschriften (*Removal Units*, RMUs) und daher müssen bei JI Senkenprojekten RMUs (anstelle von AAUs) in ERUs umgewandelt werden (UNFCCC 2001b, S. 63 Para 29) In der ersten Verpflichtungsperiode können Bewirtschaftungsmaßnahmen nur bis zu einer für jede Partei individuell festgelegten Obergrenze angerechnet werden (z. B. Deutschland: 1,24 Millionen t C/a).

Auch für Senkenprojekte im Ausland bestehen Einschränkungen. So können CDM Gutschriften aus Senkenprojekten nur bis zu 1 % der Emissionen eines Landes im Jahr 1990 angerechnet werden (UNFCCC 2001c, VI 3 (8), VI 8, Appendix Z; UNFCCC 2001b, S. 22, 7 (b)). Die nach der ersten Verpflichtungsperiode gültigen Restriktionen stehen noch nicht fest.

Risiken und Möglichkeiten von Senkenprojekten wurden vom IPCC untersucht (Watson et al. 2000). Als problematisch werden v. a. die naturwissenschaftlichen Unklarheiten bezüglich der gebundenen CO₂-Menge in Wäldern und Böden sowie die Kontrolle der Vorschriften angesehen. Genaue Regelungen bezüglich der Quantifizierung der THG-Speicherung und des *Monitorings* wurden vom IPCC entwickelt und vorgeschlagen (IPCC 2003). Senkenprojekte bedürfen konkreter Durchführungsbestimmungen, um die Probleme der Nicht-Permanenz, der Zusätzlichkeit des Projektes, des Ausmaßes, der Unsicherheiten und der Verlagerungseffekte (*Leakage*) zu umgehen (UBA 2002, S. 20; Dutschke und Schlamadinger 2003). Daher wurde in Mailand beschlossen, dass CDM Senkenprojekte nur temporäre Gutschriften erzeugen können, so genannte *temporary CER* (tCER) bzw. *longterm CER* (ICER) (UNFCCC 2003). Im Rahmen dieser Arbeit werden Senkenprojekte aufgrund der Unsicherheiten und dem derzeit bestehenden Ausschluss von Gutschriften aus Senkenprojekten im EU-EH nicht weiter verfolgt. Prinzipiell wäre jedoch das Instrument NP für diesen Bereich nutzbar.

2.2 Grundlagen des EU-Emissionsrechtehandels

Der internationale Emissionshandel legt die Grundlagen für einen Handel auf Ebene der Vertragsstaaten. Unternehmen verfügen jedoch meist über bessere Informationen über Minderungsmöglichkeiten und die daraus resultierenden Kosten. Die Europäische Kommission hat deshalb eine Richtlinie für einen Handel von Emissionsberechtigungen auf Unternehmensebene verabschiedet. Ab dem 1. Januar 2005 wird ein bedeutender Teil der Emittenten von CO₂ zur Teilnahme am EU-weiten Emissionsrechtehandel (EU-EH) verpflichtet (EU-Parlament und EU-Rat 2003). Die wesentlichen Elemente des EU-EH werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt, da dieses Instrument auch im Hinblick auf Nationale Projekte von besonderer Bedeutung ist.

2.2.1 Teilnehmerkreis

Gemäß Anhang I der Richtlinie werden bestimmte Anlagen der Kategorien Energieumwandlung und -umformung, Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, mineralverarbeitende Industrie sowie Zellstoff- und Papierindustrie zur Teilnahme am EU-EH – zunächst nur mit ihren CO₂-Emissionen – verpflichtet (siehe Tabelle 4). Ausgenommen sind z. B. Produktionsanlagen der chemischen Industrie, weil hier viele Anlagen mit nur

geringen direkten CO₂-Emissionen betroffen wären, und Müllverbrennungsanlagen aufgrund von Messproblemen (vgl. Convery et al. 2003, S. 2).

Die regulierten Anlagen sind – aufgrund des Ausschlusses von Nicht-CO₂-Treibhausgasen, anderen Sektoren und kleiner Unternehmen – für etwa 46 % der CO₂-Emissionen und 38 % der Emissionen der Kyoto-Gase der EU verantwortlich (EU-Kommission 2000, S. 15; Wackerbauer 2003, S. 23). Dieser Teilnehmerkreis, der ab der Pilotphase 2005 bis 2007 gilt, wird ca. 10.000 Anlagen umfassen und daher ausreichend groß sein, um einen Handel basierend auf unterschiedlich hohen Grenzvermeidungskosten zu ermöglichen.

Die statische Effizienz, also die Kostenminimierung des EU-Systems kann durch vier Erweiterungsmöglichkeiten verbessert werden (EU-Rat 2003). Erstens können für im Anhang I genannte Tätigkeiten, die die Kapazitätsgrenzen nicht erreichen, die Mitgliedstaaten bei der Kommission eine freiwillige Teilnahme am EU-EH beantragen (*Opt-in*).⁹ Ab der ersten regulären Handelsphase von 2008 bis 2012 besteht darüber hinaus – nach Genehmigung durch die EU-Kommission – die Möglichkeit, dass einzelne Mitgliedstaaten weitere Tätigkeiten und Anlagen und Treibhausgase dauerhaft in den EU-ET aufnehmen (Artikel 24 (1)). Zweitens besteht ab 2008 die Möglichkeit, neben CO₂ auch andere Treibhausgase in den Emissionsrechtehandel mit aufzunehmen (Artikel 30 (1)). Zum dritten kann der Teilnehmerkreis ab 2008 und damit ab der ersten fünfjährigen Verpflichtungsperiode erweitert werden auf weitere Tätigkeiten und Anlagen (*Phase in*).¹⁰ Zum vierten ist die Einbeziehung von anderen Emissionshandelsystemen (Artikel 25) geplant. Schließlich wurde im Juli 2004 beschlossen, dass die projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls im EU-System gehandelt werden können (EU-Parlament und EU-Rat 2004, 8 b, geänderter Artikel 30 (n)). Bei der projektbasierten *Baseline-and-Credit-Methode* (JI, CDM, NP) muss allerdings der *Trade-Off* zwischen Transaktionskosten und ökologischer Treffsicherheit verstärkt beachtet werden (vgl. Convery et al. 2003, S. 4).

Für verpflichtete Anlagen besteht in der Pilotphase die Option, bei Erfüllung bestimmter Kriterien nicht am EU-EH teilzunehmen (EU-Rat 2003, Artikel 27). Solch ein *Opt-out* ist

9 Dies wurde beispielsweise von Finnland und Schweden für KWK Anlagen beantragt, die weniger als 20 MW installierte Leistung haben, jedoch in einen Wärmeverbund einspeisen, dem eine Anlage des EU-ET angehört. Hier könnten ansonsten unerwünschte Auslastungsverschiebungen induziert werden (siehe Betz, Eichhammer und Schleich 2004, S. 378 f.).

10 Das Risiko einer Verlagerung der Emissionstätigkeit durch eine Verlagerung der Produktion zu derzeit in der EU noch nicht regulierten Sektoren ist klein, da nicht einzelne Anlagen sondern die Anlagen eines bestimmten Sektors betroffen sind. Darüber hinaus minimiert die Größe der EU, insbesondere nach der Mitte 2004 eingetretenen Erweiterung, sowie die spätere Einbeziehung von EU-Beitrittskandidaten das Risiko einer Umgehung der Regulierung durch Abwanderung.

jedoch an strenge Auflagen gebunden – u. a. müssen für entsprechende Anlagen gleichwertige Reduktions- und *Monitoring*-Verpflichtungen und Sanktionen bestehen. Daher dürfte die ökologische Treffsicherheit des Systems nicht wesentlich beeinträchtigt werden und es besteht auch kein großer Anreiz, die Teilnahme am System und damit die Nutzung von Effizienzvorteilen aufzuschieben.

Tabelle 4: Zum EU-Emissionsrechtehandel (CO₂) ab 2005 verpflichtete Tätigkeiten

Sektor	Anlagen	Kapazitätsgrenzen
Energieumwandlung und -umformung	Feuerungsanlagen	Feuerungswärmekapazität über 20 MW (ausgenommen Anlagen für Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen)
	Mineralölraffinerien	
	Kokereien	
Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung	Röst- und Sinteranlagen für Metalzerz (einschließlich Sulfiderz)	
	Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl (Primär- oder Sekundärschmelzbetrieb), einschließlich Stranggießen ¹¹	Kapazität über 2,5 t pro Stunde
Mineralverarbeitende Industrie	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen	Produktionskapazität über 500 t pro Tag
	Anlagen zur Herstellung von Kalk in Drehrohröfen	Produktionskapazität über 50 t pro Tag
	Zementklinker/Kalk in anderen Öfen	Produktionskapazität über 50 t pro Tag
	Anlagen zur Herstellung von Glas einschließlich Glasfasern	Schmelzkapazität über 20 t pro Tag
	Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen durch Brennen (insbesondere Dachziegel, Ziegelsteine, feuerfeste Steine, Fliesen, Steinzeug, Porzellan)	Produktionskapazität über 75 t pro Tag und/oder Ofenkapazität über 4 m ³ und Besatzdichte über 300 kg/m ³
Sonstige Industriezweige	Industrieanlagen zur Herstellung von Zellstoff aus Holz und anderen Faserstoffen	
	Industrieanlagen zur Herstellung von Papier und Pappe	Produktionskapazität über 20 t pro Tag

Quelle: EU-Rat (2003, Anhang I)

11 In Deutschland sind Wärmeöfen und Wärmebehandlungsöfen im Bereich Stahl und Eisen nicht emissionshandlungspflichtig (DEHSt 2004, S. 4 ff.).

Im Übrigen kommen als Käufer und Verkäufer von Zertifikaten nicht nur verpflichtete Unternehmen in Frage, sondern gemäß der Richtlinie alle Personen, also beispielsweise auch NGOs und Spekulatoren (EU-Rat 2003, Artikel 12).

2.2.2 Allokation der Zertifikate

Das EU-System verwendet bei der Festlegung der Emissionsmenge einen traditionellen *Cap-and-Trade*-Ansatz. D. h., dass nach Festlegung einer Emissionsobergrenze die Marktteilnehmer Zertifikate erhalten, die zur Emission einer bestimmten, absoluten Menge CO₂ berechtigen. Die in einem Land erlaubten absoluten Emissionen werden von den Mitgliedstaaten selbst festgelegt. Eine Sicherung gegen die Zuteilung zu vieler Zertifikate ist in Anhang III eingebaut (EU-Rat 2003): so muss die nationale Emissionsmenge in Übereinstimmung mit der Kyoto-Verpflichtung im Rahmen des EU *Burden Sharing* und dem jeweiligen nationalen Klimaschutzprogramm stehen; ebenso sind die tatsächliche sowie erwartete Emissionsentwicklung zu berücksichtigen (vgl. auch Gagelmann und Hansjürgens 2002, S. 9 f.). Bei Nichterfüllung dieser Kriterien kann die EU-Kommission einen vorgelegten nationalen Allokationsplan (NAP), der die Aufteilung der Emissionsmenge auf die einzelnen Sektoren und insbesondere auf oder die bei Teilnahme die verpflichteten Emittenten regelt, teilweise oder ganz ablehnen (EU-Rat 2003, Artikel 9 (3)) – wie es z. B. im Falle einiger neuer EU-Mitgliedstaaten geschehen ist, die ihre Zuteilung zum Teil um bis zu 28 % nach unten korrigieren mussten oder im Fall von Frankreich, das seine zu enge Anlagendefinition erweitern musste¹². Gegen die Auflage der EU-Kommission bezüglich der Unzulässigkeit der in Deutschland vorgesehenen ex post Korrektur ausgegebener *Allowances* strengt Deutschland gerade eine Klage beim Europäischen Gerichtshof an. Bezüglich der ökologischen Treffsicherheit bleibt abzuwarten, ob es den EU-Mitgliedstaaten mit Hilfe des EU-EH gelingt, ihre Kyoto-Ziele im Rahmen des *Burden Sharings* für die Periode 2008 bis 2012 zu erreichen. Es ist durchaus denkbar, dass zwar die im Emissionsrecht gesetzten *Caps* erreicht werden, aber aufgrund der nicht erfassten Anlagen, Sektoren und Treibhausgase das übergeordnete Kyoto-Ziel verfehlt wird. Festzuhalten bleibt, dass nur qualitative Vorgaben darüber existieren, wie die EU-Mitgliedstaaten die Emissionsberechtigungen auf die einzelnen Sektoren verteilen sollen.

Im EU-System müssen in der Pilotphase mindestens 95 % der Zertifikate frei zugeteilt werden (*Grandfathering*). Ab dem zweiten Handelszeitraum beginnend in 2008 können dann bis zu 10 % der Zertifikate versteigert werden. Diese Festlegung auf einen hohen

12 Die Kommissionsentscheidungen zu den nationalen Allokationsplänen sind im Internet zugänglich unter http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm.

Anteil *Grandfathering* widerspricht klar den theoretischen Empfehlungen zugunsten der Allokation per Auktion. Hier fand ein *Trade-Off* zwischen politisch-gesellschaftlicher Durchsetzbarkeit des EU-Systems und dem wesentlichen Vorteil eines Auktionsverfahrens, nämlich der Lösung der Verteilungsfrage, statt. Der gewählte *Trade-Off* zugunsten des *Grandfathering* geht mit einem langwierigen und mit hohen Transaktionskosten verbundenen Aushandlungsprozess einher (siehe Betz 2003). Ein bedeutend höherer Anteil an verbindlich vorgeschriebener Auktion hätte hier Abhilfe schaffen können (vgl. Bovenberg und Goulder 2000). Vom geringen Spielraum für eine Auktionsvergabe von *Allowances* haben zudem nur wenige EU-Länder in ihrem NAP für 2005 bis 2007 Gebrauch gemacht, so z. B. Dänemark (Danish Ministry of the Environment 2004).

Die Mitgliedstaaten müssen bei der Aufstellung ihres nationalen Allokationsplans (NAP) die auf EU-Ebene vorgegebenen Prinzipien beachten. Im Rahmen der EU-Vorgaben ist jeder einzelne Staat für die Aufteilung der insgesamt vorgesehenen Menge an Emissionszertifikaten auf die einzelnen Anlagen verantwortlich. So muss bei der Aufstellung des NAP berücksichtigt werden, dass Neuemittenten der Zugang zu Zertifikaten ermöglicht wird (EU-Rat 2003, Artikel 11 (3); siehe auch Gagelmann und Hansjürgens 2002, S. 10 f.). Eine Beachtung von frühzeitigen Emissionsreduktionen (*Early Action*) ist ebenso vorgesehen. Der erste Allokationsplan musste bis spätestens zum 31. März 2004 vorliegen und muss danach jeweils mindestens 18 Monate vor Beginn der neuen Verpflichtungsperiode vorgelegt werden (für einen ersten Überblick siehe Betz, Eichhammer und Schleich 2004). Während einige Mitgliedstaaten diversen Harmonisierungsbedarf im EU-EH-System sehen, stoßen derartige Bestrebungen seitens der EU-Kommission derzeit auf wenig Verständnis.

2.2.3 Zeitliche Flexibilität

Im EU-System ist *Banking* innerhalb der an die Kyoto-Verpflichtungszeiträume angepassten, fünfjährigen Handelsphasen sowie innerhalb der dreijährigen Pilotphase (2005 bis 2007) erlaubt (EU-Rat 2003, Artikel 13 (1)). Darüber hinaus werden überschüssige Zertifikate einer Fünfjahresperiode in die nächste Fünfjahresperiode übernommen (EU-Rat 2003, Artikel 13 (3)). Ob das Ansparen von Zertifikaten aus der Pilotphase 2005 bis 2007 in die erste Fünfjahresphase erlaubt ist, lag im Entscheidungsbereich der Mitgliedstaaten (EU-Rat 2003, Artikel 13 (2)) und wurde nur von Frankreich und Polen genutzt. *Borrowing* ist nur sehr eingeschränkt möglich. Gemäß Artikel 12 (3) muss jeder Anlagenbetreiber bis zum 30. April Zertifikate in Höhe der Emissionen des vorangegangenen Jahres einreichen (EU-Rat 2003). Damit ist eine gewisse Art des *Borrowings* innerhalb der Verpflichtungsperiode möglich, jedoch nicht zwischen den Verpflichtungsperioden.

2.2.4 Kontrolle und Sanktionen

Das *Monitoring* ist für ein funktionsfähiges Handelssystem von großer Bedeutung. Da es für CO₂ relativ bewährte *Monitoring*-Verfahren gibt, findet in der EU zunächst nur ein CO₂-Handel statt. Um ein einheitliches Überwachen und Berichten der Emissionen zu gewährleisten, hat die EU-Kommission Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung der Emissionen verabschiedet (EU-Kommission 2004a). Die Verantwortung für die Überwachung tragen die Mitgliedstaaten (Artikel 15 und 19). Für nicht mit Zertifikaten gedeckte Emissionen werden Sanktionen in einer Höhe von 100 €/t CO₂e (in der Pilotphase lediglich 40 €/t CO₂e) verhängt. Zusätzlich müssen in der Folgeperiode für die ungedeckten Emissionen Zertifikate erworben werden (Artikel 16). Diese Sanktionen erscheinen ausreichend hoch angelegt zu sein, um den Vollzug des EU-EH zu garantieren (Boemare und Quirion 2002, S. 13 f.; Gagelmann und Hansjürgens 2002, S. 14).

2.2.5 Einbeziehung projektbezogener Mechanismen

Im Juli 2004 wurde die so genannte *Linking*-Richtlinie verabschiedet, die die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (JI und CDM) in den EU-EH einbezieht (EU-Parlament und EU-Rat 2004). Gemäß der Richtlinienänderung können die Mitgliedstaaten ihren Anlagenbetreibern erlauben, Gutschriften aus JI und CDM (ERUs bzw. CERs) zu verwenden, um ihre Verpflichtungen im EU-EH zu erfüllen. Dabei sind Gutschriften aus CDM Projekten ab 2005, je nach Entscheidung des Mitgliedsstaates, anrechenbar. Ab 2008 ist die Anrechnung von ERUs oder CERs prinzipiell möglich (EU-Parlament und EU-Rat 2004, Ergänzung um Artikel 11a, (1) und (2)).

Zudem wurde beschlossen, dass nationalen Maßnahmen der Vorrang zu geben ist, um dem Kriterium der *supplementarity* der *Marrakesh Accords* Rechnung zu tragen. Um dieses zu gewährleisten, müssen die Staaten ab der Phase von 2008 bis 2012 den Anlagenbetreibern eine Obergrenze setzen, wie viele Gutschriften sie aus den flexiblen Instrumenten anrechnen dürfen. Diese Grenze wird im NAP festgelegt und muss mit der im KP eingegangenen *Supplementarity*-Verpflichtung konform laufen (EU-Parlament und EU-Rat 2004, neuer Artikel 11a (1)). Dabei spielt es eine Rolle, ob die einzelnen Mitgliedstaaten bereits in ihren Allokationsplänen als staatlichen Zukauf eine erhebliche Nutzung der Kyoto-Mechanismen zur Zielerfüllung vorsehen, wie dies z. B. in den Niederlanden der Fall ist (Novem 2004). Der Kommission bleibt es freigestellt, Mechanismen zur Sicherung des Vorrangs nationaler Politiken zu unterbreiten. Die Betonung der *Supplementarity* spricht für die Einführung von NP, die ein national basiertes Instrument im Klimapolitikmix sind.

Zur Vermeidung von Doppelzählungen dürfen für Emissionsreduzierungen, die direkt oder indirekt Anlagen betreffen, die unter den EU-EH fallen, nur dann ERUs oder CERs ausgestellt werden, wenn in gleicher Anzahl Zertifikate vom Betreiber der Anlage (bei direkten Emissionsminderungen) oder aus dem nationalen Register des Mitgliedstaats, aus dem die ERUs bzw. CERs kommen (bei indirekten Emissionen), gelöscht werden (EU-Parlament und EU-Rat 2004, neuer Artikel 11b, (3) und (4)).

Des Weiteren werden bestimmte Projektkategorien grundsätzlich ausgeschlossen, und zwar Kernenergie (wie auch im KP) und Senkenprojekte (EU-Parlament und EU-Rat 2004, Ergänzung um Artikel 11a, (3) a, b). Große Wasserkraftprojekte (< 20 MW) werden nur anerkannt, wenn die Mitgliedstaaten bei der Genehmigung solcher Projektmaßnahmen gewährleisten, dass die einschlägigen internationalen Kriterien und Leitlinien, einschließlich der des Abschlussberichts 2000 "Staudämme und Entwicklung: ein neuer Rahmen zur Entscheidungsfindung" der Weltkommission für Staudämme, während der Entwicklung dieser Projektmaßnahmen eingehalten werden (WCD 2000). Allerdings sollen im Rahmen der Überprüfung der EU-RL zum EH durch die Kommission bis Mitte 2006 Vorschläge für die Einbeziehung von Senkenprojekten ab 2008 diskutiert werden und die Auswirkungen großer Wasserkraftprojekte in Gastländern untersucht werden.

Gemäß einer Analyse der EU kann aufgrund der Öffnung des EU-EH für JI und CDM mit einer Kostenreduktion der THG-Vermeidung bei den verpflichteten Emittenten von ca. 700 Mio. € pro Jahr gegenüber einem rein EU-internen Handel gerechnet werden. Der Zertifikatepreis würde sich von 26 € auf unter 13 €/t CO₂e halbieren. Dementsprechend käme es zu einer Emissionsreduktionsverlagerung und damit einem geringeren Vermeidungsdruck für die reglementierten EU-Anlagen von ca. 111 Mio. t CO₂e (EU-Kommission 2003b, S. 8).

Die EU-RL zum EH verlangt, dass die EU-Kommission einen Bericht erstellt, in dem sie u. a. auf den Punkt der „Nutzung von Gutschriften aus Projektmaßnahmen einschließlich der Notwendigkeit zur Harmonisierung der zulässigen Nutzungen von ERUs und CERs im Gemeinschaftssystem“ eingeht (EU-Rat 2003, Artikel 30 (2) d, S. 32 f. geändert durch EU-Parlament und EU-Rat 2004, Artikel 1, 8. a). Weiterhin wurde in die EU-RL Artikel 30 (2) n aufgenommen, der beinhaltet, dass "die Modalitäten und Verfahren für die Genehmigung innerstaatlicher Projektmaßnahmen durch die Mitgliedstaaten und für die Ausstellung von Zertifikaten aufgrund von Verringerungen und Begrenzungen der Emissionen infolge solcher Maßnahmen ab 2008" im zum 30. Juni 2006 fälligen Bericht der Kommission geklärt werden sollen (EU-Parlament und EU-Rat 2004, Artikel 1, 8. b, n).

3 Grundlagen Nationaler Projekte

Im Rahmen dieser Arbeit werden Nationale Projekte (*National Projects*, NP) als Flexibilisierungsmechanismus klimapolitischer Regulierungen näher untersucht.¹³ Die Idee für Nationale Projekte stammt von den in der internationalen Klimapolitik vorgesehenen projektbezogenen Mechanismen *Joint Implementation* (JI) und *Clean Development Mechanism* (CDM). Diese internationalen Flexibilisierungsmechanismen dienen in Verbindung mit dem internationalen Emissionshandel (IEH) als flexible Instrumente zur kosteneffizienten Erreichung der Kyoto-Ziele der verpflichteten Länder. Bisher sind im internationalen Kontext – mit der Ausnahme des CDM – keine unilateralen Projekte vorgesehen, sondern als Ausgangspunkt dient immer ein Gastland und ein oder auch mehrere Investorländer (bzw. dort ansässige Unternehmen). Das Kriterium des ausländischen Investors kann auch durch den Verkauf der Gutschriften ins Ausland gewährleistet werden.

3.1 Definition

In dieser Arbeit soll eine Definition für Nationale Projekte entwickelt werden. Dafür werden zunächst bereits bestehende Definitionen vorgestellt. Die Unterarbeitsgruppe 4 (UAG 4) „Projektbezogene Mechanismen“ der „Arbeitsgruppe zur Bekämpfung des Treibhauseffekts“ (AGE) definiert ein

„Nationales Ausgleichsprojekt (Inlandsprojekt)“: [als] Projekt innerhalb eines Mitgliedsstaates ohne projektbezogene direkte Übertragung von Emissionsrechten an einen ausländischen Investor oder Käufer, durch das THG-Emissionen außerhalb der von dieser RL erfassten Anlagen im Vergleich zu einer ohne die Projektaktivität eintretenden Situation vermieden werden“ (AGE 2002, S. 8).

Diese Definition spiegelt den starken Bezug zum EU-EH (Mitgliedsstaat, RL) wider. Verwiesen wird auf das Fehlen einer direkten Übertragung von Emissionsrechten an ausländische Geldgeber; die Involviertheit solcher Geldgeber wird jedoch nicht ausgeschlossen. Es wird eine Negativdefinition verwendet, indem NP im Bereich der in der EU-RL verpflichteten Anlagen nicht angewendet werden können. Es liegt keine weitere Konkretisierung zugelassener Projekttypen vor. Betrachtet werden (alle) Treibhausgase, d. h. nicht nur CO₂. Dabei gilt als Inlandsprojekt nur ein Projekt, das gegenüber dem *Business-as-Usual*-Szenario zu zusätzlichen THG-Emissionsreduktionen führt.

13 In der derzeitigen Diskussion werden die Begriffe Nationale Projekte, Nationale Ausgleichsprojekte und Unilaterale Projekte verwendet. Im englischen Sprachraum trifft man auf die Bezeichnungen *National Projects*, *Carbon Offset Projects*, *Unilateral Projects* sowie in EU-Terminologie *Domestic Offset Projects*. In dieser Arbeit wird der Begriff Nationale Projekte (NP) gewählt.

Eine genauere Definition von Zusätzlichkeit wird allerdings nicht gegeben. Offen bleibt, ob Emissionsminderungsgutschriften und wenn ja, ob handelbare Gutschriften, für erreichte Emissionsminderungen vergeben werden. Unklar bleibt weiterhin, aus welchem Pool solche Gutschriften generiert werden würden. Es bleibt auch ungeklärt, wer als Projektentwickler in Frage kommt. Die Definition wird allerdings aussagekräftiger, wenn sie im Zusammenhang mit weiteren Dokumenten der UAG 4 gesehen wird (AGE 2002, Geres 2003 und UAG 4 (AGE) 2003).

Im Hessen-Tender wurden NP definiert als

„Projekte zur Minderung von Treibhausgasemissionen, wobei aufgrund der zeitlichen und anlagenbezogenen Systemgrenzen künftiger Emissionshandelssysteme die Emissionen nicht unter den Geltungsbereich des Emissionshandels fallen. Die Emissionsminderung durch nationale Ausgleichsprojekte wird grundsätzlich wie bei den projektbasierten Mechanismen JI und CDM ermittelt; d. h. die Emissionsminderung wird als Differenzemissionen zwischen einem "Was-wäre-ohne-das-Projekt"-Szenario und den tatsächlichen Emissionen berechnet“ (Hessisches Ministerium für Umwelt Landwirtschaft und Forsten (HMULF) et al. 2003, Anhang A, S. 2).

In dieser Definition wird die *Policy Additionality* der Emissionsminderung über die Abgrenzung zu künftigen Emissionshandelssystemen geregelt. Der Referenzfall und die entsprechende Emissionsreduktion sollen gemäß der internationalen Vorgaben für JI und CDM bestimmt werden. Die Definition suggeriert eine Offenheit gegenüber allen THG, tatsächlich waren im Hessen-Tender aber nur CO₂-Emissionen und bei JI Projekten auch CH₄-Emissionen zugelassen. Die Vergabe von Gutschriften wird in den Erläuterungen zum Hessen-Tender erklärt.

Eine weitere sehr allgemein gehaltene Definition für NP liefern Langrock und Wiehler (2003, S. 1):

„Nationale Ausgleichsprojekte (NAP) sind, ähnlich wie CDM- oder JI-Projekte, Klimaschutzprojekte, bei denen die Emissionsminderungen zur Ausgabe von Emissionszertifikaten an den Projektentwickler führen“.

Weder wird Bezug genommen zum Ort der Emissionsreduktion und Herkunftsland des Investors, noch wird geklärt, woher die Emissionszertifikate stammen, ob sie handelbar sein sollen und, wenn ja, in welchem Markt. Offen bleibt auch, welche THG eingeschlossen sind. Zusätzlichkeit und *Baseline* werden nur indirekt über die Orientierung an JI und CDM angesprochen.

In Großbritannien versteht man unter *UK Emissions Trading Scheme Projects* individuelle Emissionsreduktionsprojekte, die von Organisationen durchgeführt werden und

gemäß JI und CDM Emissionsreduktionen bewirken, die zusätzlich zum *Business-as-Usual* erfolgen. Solche Projekte erhalten für ihre zusätzlichen Emissionsreduktionen Zertifikate (*Allowances*), die an die Teilnehmer des britischen Emissionshandelsystems verkauft werden können (Begg et al. 2002b, S. 4). Gemäß dieser Definition kommen als Projektentwickler alle denkbaren Organisationstypen in Frage, ohne expliziten Ausschluss solcher aus anderen Herkunftsländern. Allerdings lässt der Name des Schemas vermuten, dass Gast- und Investorland jeweils Großbritannien ist. Die Definition legt die einbeziehbaren THG nicht fest. Aus der Definition geht die Orientierung an JI und CDM Kriterien hervor. Erstmals wird auch die Handelbarkeit der Zertifikate in die Definition einbezogen und die Einbindung der Gutschriften in das britische Emissionshandelssystem geregelt.

Dieser kurze Überblick zeigt, dass eine Reihe allgemeiner Definitionen existieren. Hier soll eine umfassende Definition für Nationale Projekte aufgestellt werden, die alle in Tabelle 5 aufgeführten Kriterien erfasst: Wer kann in ein NP investieren bzw. wer kommt als Projektentwickler in Frage? In welchem Land dürfen NP angesiedelt sein? Welche THG sind zugelassen? Wie soll die Zusätzlichkeit (*Additionality*) der Emissionsreduktionen gegenüber dem *Business-as-Usual*-Szenario (BAU) bestimmt werden? Und wie wird das BAU-Szenario, also die *Baseline* bestimmt? In welcher Form werden nationale Emissionsreduktionszertifikate vergeben? Und aus welchem Pool werden diese Zertifikate generiert? Wer ist für die korrekte Abwicklung von NP verantwortlich? In welchen Märkten können Zertifikate aus NP verwendet werden? Und schließlich: welche Projekttypen sind zugelassen?

Tabelle 5: Definitionskriterien für Nationale Projekte

In Definition zu erfassende Aspekte	Klärung
Investor/Projektentwickler	Private und öffentliche Einrichtungen im Inland
Projektlokalität	Inland (Deutschland)
Treibhausgase	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, H-FKW, PFKW, SF ₆
Zusätzlichkeit (<i>Additionality</i>) und Referenzfall (<i>Baseline</i>)	JI/CDM Kriterien, ggf. Projekt-Regeln auf EU-Ebene; <i>Policy Additionality</i> (national, europäisch),
Art der Zertifikate	Handelbar; z. B. EU- <i>Allowances</i> oder AAUs
Woher Zertifikate (Quelle)	EU- <i>Allowances</i> oder AAUs bzw. evtl. ERUs (nach 2008)
Verantwortliche Instanz	Staat (in Deutschland z. B. JIKO, DEHSt), beauftragte unabhängige Institutionen
Wo Verkauf (Markt)	Nationale Handelssysteme, EU-EH, IEH
Projekttypen	Offenheit durch Negativliste

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Nicht alle hier aufgeführten Fragen müssen in einer Definition Nationaler Projekte abschließend geklärt werden. So werden die Fragen nach der Einheit der Zertifikate, der Herkunft der Emissionsrechte sowie dem anvisierten Markt bewusst offen gelassen, damit die Definition nicht nur für Deutschland, sondern auch für andere Länder (insbesondere EU-Mitgliedstaaten) anwendbar ist (Ausgestaltungsoptionen für Deutschland werden in Kapitel 4 vorgeschlagen). Bei einer Übertragung der Definition in den jeweiligen Landeskontext müssen die hier nicht näher konkretisierten Aspekte aber sinnvollerweise geklärt werden – spätestens, wenn man mit der Umsetzung des Instruments beginnen möchte. Die im Folgenden formulierte Definition dient als solide Ausgangsbasis zur sich anschließenden Analyse von NP und deren Implementierung.

Nationale Projekte (NP) sind unilaterale Klimaschutzprojekte, die in einem Land mit verbindlichem THG-Emissionsreduktionsziel auf freiwilliger Basis stattfinden und zu zusätzlichen Emissionsminderungen von Treibhausgasen führen, wofür deren Projektentwickler gemäß der *Baseline-and-Credit-Methode* handelbare Zertifikate der zuständigen inländischen Instanz erhalten. Projekt und Investor sind im gleichen Land angesiedelt, so dass als Investoren nur im Inland ansässige öffentliche und private Einrichtungen in Frage kommen. Die Zusätzlichkeit der Emissionsreduktionen (*Additionality*) und das Referenzszenario (*Baseline*) werden dabei in Analogie zu den Vorgaben für JI Projekte ermittelt. Gleiches gilt für die Validierung, Verifizierung und Zertifizierung der Emissionsreduktionen sowie die Projektunterlagen (PDD) und das *Monitoring*. Darüber hinaus ist eine Orientierung an CDM Regelungen möglich. Besonders zu beachten ist das Kriterium der *Policy Additionality*, das sicherstellt, dass nur solche Emissionsreduktionen als zusätzlich eingestuft werden, die über im Inland geforderte und geförderte Emissionsstandards hinausgehen. Damit sind ausdrücklich alle Emissionsreduktionen in vom EU-EH verpflichteten Bereichen von der Teilnahme an NP ausgeschlossen. Für die Einbindung der Zertifikate in existierende oder zukünftige Zertifikatemarkte sind verschiedene Varianten denkbar, darunter die Teilnahme an einem nationalen, europäischen oder internationalen Markt. Die Verantwortung für die Zertifikatevergabe liegt beim Staat.

Die Definition lässt in vielen Punkten einen Spielraum bei der konkreten Instrumentausgestaltung zu. So kann ein Land beispielsweise bei Fehlen von adäquaten *Monitoring*-Methoden den Katalog der zugelassenen THG einschränken.

3.2 Funktionsweise und Einsatzgebiete

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat Deutschland die Möglichkeit, sowohl als Investorland für JI und CDM im Ausland als auch als Gastland für JI aufzutreten. Fungiert Deutschland als Gastland für ein Emissionsreduktionsprojekt, wird im Rahmen der JI

Vorgaben ein ausländischer Investor bzw. Gutschriftenkäufer benötigt, um ein entsprechendes Projekt als JI Aktivität durchführen und daraus Reduktionsgutschriften (ERUs) generieren zu können. Die erwünschten Vorteile eines JI Projektes ließen sich jedoch auch mit einem inländischen Investor bzw. Gutschriftenkäufer realisieren – allerdings ist diese Möglichkeit bei den internationalen Vorgaben von JI nicht vorgesehen.

In einem Staat mit einer verpflichtenden Emissionsobergrenze könnten Nationale Projekte als unilaterale Klimaschutzprojekte für zusätzliche Flexibilität und damit Kosteneinsparungen durch die Einbeziehung von nationalen Emissionsreduktionsmaßnahmen mit geringeren Grenzvermeidungskosten sorgen. Auch bliebe es bei einem Nullsummenspiel: Die Projektaktivität würde entsprechend ihrer Emissionsreduktion Zertifikate aus dem Budget der *Assigned Amount Units* (AAUs) des Gastlandes (und damit im Falle von NP gleichzeitig Investorlandes) zugeteilt bekommen. Bei Nationalen Projekten fände keine Verschiebung von Emissionen zwischen zwei oder mehreren Ländern, sondern eine Emissionsrechteverschiebung innerhalb eines Landes statt. So könnte ein in Deutschland ansässiges Unternehmen, das vom EU-Emissionsrechtehandel (EU-EH) betroffen ist, einen deutschen Partner suchen, bei dem THG-Emissionen mit geringeren Grenzvermeidungskosten reduziert werden können. Das verpflichtete Unternehmen würde im Gegenzug für seine Beteiligung an den Investitionskosten des Projektes die generierten nationalen Emissionsreduktionszertifikate des Partners erhalten und zur Erfüllung seines eigenen Ziels verwenden. Projektentwickler können aber auch ohne einen Vorab-Vertrag mit einem verpflichteten Partner nationale Emissionsreduktionszertifikate erzeugen. Derart generierte Zertifikate könnten dann in entsprechenden Emissionshandelssystemen verkauft werden. Denkbar ist – neben einer Einbeziehung inländischer Emissionsreduktionszertifikate in nationale Emissionshandelssysteme – eine Verknüpfung mit dem IEH sowie insbesondere mit dem EU-EH (siehe Kapitel 4.1). Als Einsatzgebiet für NP kommen grundsätzlich alle Sektoren in Frage, wobei durch die in Kapitel 4.5 näher beschriebenen Anforderungen an die *Policy Additionality* einige Bereiche, wie z. B. die vom Emissionshandel erfassten Sektoren, herausfallen.

Derzeit sind NP und damit die Generierung inländischer Emissionsreduktionszertifikate in Deutschland nicht vorgesehen. Ein inländischer Projektentwickler ist also immer auf einen ausländischen Partner angewiesen, sei es ein Tochterunternehmen, ein interessierter Käufer, ein ausländischer Fonds, mit dem im Inland erzeugte Reduktionsgutschriften ausgetauscht werden könnten, oder auch eine im Ausland eigens dafür gegründete Firma. Allerdings findet auf deutscher und europäischer Ebene ein Diskussionsprozess über die Einbeziehung Nationaler Projekte in den EU-EH statt (siehe die Arbeiten der Unterarbeitsgruppe 4 (UAG 4) der Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur

Bekämpfung des Treibhauseffektes“ (AGE) (AGE 2002; Geres 2003; UAG 4 (AGE) 2003 und des weiteren Langrock und Wiehler 2003; sowie Oppermann 2002, S. 4, 10).

3.3 Vor- und Nachteile Nationaler Projekte

Der Mechanismus NP ist umstritten. Befürworter sehen in ihm die logische Konsequenz aus den bereits bestehenden projektbezogenen Mechanismen, Kritiker beanstanden meist eine unnötige Verkomplizierung des Emissionsrechtehandels und befürchten eine Inkompatibilität mit bestehenden Mechanismen (siehe z. B. Rothe 2004). Im Folgenden werden einige Für und Wider des Instruments aufgezeigt.

3.3.1 Vorteile Nationaler Projekte

Generell ist mit NP eine zusätzliche Flexibilisierung des Klimaschutzes in Deutschland zu erreichen. So bieten sie Möglichkeiten zur Minderung von Emissionen in bisher noch durch kein Instrument erfassten Sektoren. Zudem könnten auch andere Gase mit einbezogen werden (AGE 2004). NP aktivieren durch ihre Offenheit für diverse Vermeidungsoptionen die Suchfunktion des Marktes. Damit könnten sie noch nicht erschlossene Vermeidungspotenziale aufdecken und dadurch Vermeidungskosten im Inland senken. Des Weiteren könnten NP als Testfeld für Erweiterungsoptionen des EU-EH dienen und erste Erfahrungen mit neuen *Monitoring*-Methoden aufzeigen.

Im Vergleich zu den beiden internationalen projektbezogenen Mechanismen JI und CDM ist ein Vorteil in den geringeren Transaktionskosten von NP zu sehen. So fallen Such- und Kontrollkosten niedriger aus bzw. ganz weg, da keine Vermittlungsinstitutionen z. B. für die Suche ausländischer Partner in Anspruch genommen werden müssen. Stattdessen können bestehende Geschäftsbeziehungen genutzt werden (AGE 2004). Auch die Reisekosten dürften erheblich geringer ausfallen als bei JI und CDM Projekten. Ein weiterer Vorteil bei der Realisierung von NP ist, dass innerhalb eines Landes keinerlei Sprachbarrieren zwischen den Projektteilnehmern bestehen und auch die Dokumentation – wie das PDD – in der Muttersprache erstellt werden kann.

Die Risiken für NP dürften geringer ausfallen als für JI oder CDM Projekte. Zum einen liegt das daran, dass der rechtliche Rahmen bekannt ist. So kommt es im Vergleich zu den internationalen projektbezogenen Mechanismen zu keinen Risiken und Unsicherheiten aufgrund juristischer Unterschiede in den verschiedenen beteiligten Ländern. Da es sich bei unilateralen Projekten immer um Investitionen im eigenen Land handelt, entfällt zudem das Wechselkursrisiko, das häufig mit JI und insbesondere mit CDM verbunden ist. Aufgrund der Unilateralität können Abstimmungs- und Anerkennungs-

prozesse auf nationaler Ebene einfacher geregelt werden, als auf bilateraler zwischenstaatlicher Ebene (AGE 2004).

Ein weiterer Vorteil gegenüber den internationalen Mechanismen ist, dass im Inland mit deutlich weniger administrativem Aufwand zu rechnen ist und NP somit schneller und kostengünstiger abzuwickeln sein werden (Betz, Schleich und Wartmann 2003). So ist beispielsweise eine einzige zentrale Stelle für die Anerkennung von Projekten in Deutschland ausreichend. Diese könnte eine bereits für CDM oder JI eingerichtete und somit erfahrene Institution sein. Auch entfällt die Absprache mit und Genehmigung durch ein anderes Gastland.

Gerade innerhalb der EU bieten projektbezogene Mechanismen, zu denen auch NP zu zählen sind, vielen Unternehmen eine Chance, durch eigene Emissionsreduktionen Emissionsrechte zu erhalten. Insbesondere kleinere und mittelgroße Unternehmen (KMU) würden sonst vom EH ausgegrenzt werden (AGE 2004).

Die institutionelle Umsetzung von NP kann in Analogie zu den fachlichen Grundlagen, die schon durch die *Marrakesh Accords* und die Folgebeschlüsse im UNFCCC-Rahmen für JI und CDM geregelt sind, erfolgen. Eine derartige Orientierung an bestehenden oder zu schaffenden Institutionen bedeutet, dass NP keinen oder nur minimalen zusätzlichen staatlichen Regelungsaufwand nach sich ziehen. Des Weiteren kann bei der Implementierung NP auf das internationale Expertenwissen und auf Erfahrungen zu JI und CDM zurückgegriffen werden. Daneben ermöglicht eine ähnliche Ausgestaltung Lerneffekte bei Projektentwicklern, bei prüfenden unabhängigen Institutionen und bei den staatlichen Akteuren. Darüber hinaus besteht dennoch die prinzipielle Möglichkeit, für NP die internationalen Vorschriften an die nationalen Rahmenbedingungen anzupassen und zu vereinfachen.

3.3.2 Nachteile Nationaler Projekte

Bei der Umsetzung von NP treten ähnliche Nachteile wie für die internationalen projektbezogenen Mechanismen CDM und JI auf. Insbesondere treten die gleichen Probleme auf, die bei der Umsetzung von JI Projekten in EU-Ländern bzw. JI Projekten im Inland anfallen. So spielt z. B. die Gefahr der Doppelzählung eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Um diese zu vermeiden, müssen – unabhängig von der Zulassung von NP – institutionelle Kapazitäten bereitgestellt werden. Bei der Implementierung NP kann hierfür auf die für JI geltenden bzw. zu bestimmenden Doppelzählungsregeln zurückgegriffen werden. Die Gefahr der Doppelzählung von Emissionen ist vor allem in Form der Zurechnung von indirekten Minderungen gegeben. Zudem könnten Probleme bei der Regelung und Administration von NP entstehen, die aber durch eine Integration

der Verfahrensmechanismen in bestehende Institutionen für CDM und JI vermieden werden können.

Ein weiterer Kritikpunkt sind die eventuell entstehenden Folgeprobleme bei einer späteren Erweiterung des EU-EH auf andere Sektoren. Hier muss genauso wie bei JI sichergestellt werden, dass eine Doppelzählung verhindert wird (siehe Kapitel 4.5 und 7.1). Auch wird befürchtet, dass NP zu einem Hemmnis zur Weiterentwicklung anderer Politiken in Deutschland führen könnte. Aufgrund der Aktivierung der Suchfunktion des Marktes können Bereiche erschlossen werden, in denen bisher noch keine Instrumente zur Vermeidung von Emissionen greifen bzw. die in den bestehenden Politiken nicht berücksichtigt werden. NP können so Hinweise für eine Weiterentwicklung des bestehenden *Policy-Mixes* geben.

Alle diese Punkte sprechen meist nicht nur gegen die Einführung von NP, sondern gelten auch für die internationalen projektbezogenen Mechanismen, und hier insbesondere für JI. Da jedoch CDM und JI aufgrund der *Linking*-Richtlinie im EU-EH zugelassen sind und somit Regelungen geschaffen werden müssen, die die angeführten Nachteile vermeiden, könnten konsequenterweise auch NP in den EU-EH eingebunden werden.

Ein nur bei NP und JI *First Track* auftretender Nachteil ist eine mögliche Ungleichbehandlung von Unternehmen in verschiedenen Staaten, je nach länderspezifischen Vorgaben. Da es jedoch jedem Land freigestellt ist, eigene Systeme nach länderspezifischen Recht zu implementieren, wird sich dies kaum vermeiden lassen (AGE 2004).

3.3.3 Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile Nationaler Projekte

In Tabelle 6 werden unter Verwendung von Geres (2003), UAG 4 (AGE) (2003), AGE (2002), ECCP Working Group JI CDM (2002a, S. 1) und EU-Kommission (2003a, S. 23) die Vor- und Nachteile von Nationalen Projekten zusammengefasst, ergänzt und systematisiert. Die Systematisierung ist dabei anhand der üblichen umweltökonomischen Evaluierungskriterien ökologische Treffsicherheit, statische Effizienz, dynamische Effizienz, sowie Transaktionskosten, und gesellschaftlich-politischen Umsetzbarkeit erfolgt.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile nationaler Projekte

	Vorteile	Nachteile
Ökologische Treffsicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidungsaktivitäten im Inland (Land mit verpflichtender Emissionsbeschränkung), daher Emissionsneutralität sichergestellt (Nullsummenspiel) • Testfeld für neue <i>Monitoring</i>-Methoden für alle THG, damit Unterstützung der schnellstmöglichen Ausdehnung des EU-EH auf weitere THG neben CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr der Doppelzählung direkter und indirekter Emissionsreduktionen in EU-EH • Probleme bei Erweiterung des EU-EH für bereits laufende Projekte
Statische ökonomische Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Größerer Teilnehmerkreis durch Integration der aus EU-EH ausgeschlossenen Aktivitäten, Anlagen und Sektoren (z. B. Haushalte, Verkehr) sowie Nicht-CO₂-Gasen bewirkt Kostenreduktion • Zusätzliche Option zur Erfüllung der zugeteilten Emissionsobergrenze für zum EU-EH verpflichtete Unternehmen • Aktivierung der Suchfunktion des Marktes • Ergänzung nationaler Klimaschutzprogramme • Geringere Risiken bei Projekten im Inland 	
Dynamische Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Durchführung innovativer Projektaktivitäten außerhalb des EU-EH (<i>Early Action</i>) • Vorreiterrolle von Projektaktivitäten • Aufdecken unberücksichtigter Klimaschutzaktivitäten • Diffusion von neuen Klimaschutztechnologien 	<ul style="list-style-type: none"> • Verringerte dynamische Anreizwirkung im Gesamtsystem durch Zertifikatepreisminderung
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Nur geringer zusätzlicher Regelungs- und Verwaltungsaufwand, da Infrastrukturaufbau ohnehin für JI und CDM nötig • Geringere Transaktionskosten im Vergleich zu CDM und JI (z. B. wegen Nutzung bestehender Geschäftsbeziehungen, gleicher Sprache, Infrastruktur, Bekanntheit des Rechtssystems), Transaktionskosten in etwa vergleichbar mit JI <i>First Track</i> • Lerneffekte für internationale Projekte • Wettbewerbsvorteile durch frühe praktische Erfahrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • zusätzlicher Regelungs- und Verwaltungsaufwand
Gesellschaftliche und politische Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Befürwortung seitens deutscher Industrie, Länder, Kommunen und Bund • EU-Mitgliedsländer Deutschland und UK für Einbeziehung NP in EU-EH • Erhöht Akzeptanz für Emissionshandel, z. B. bei Unternehmen • Gleichbehandlung von in- und ausländischen Investoren • Anreiz für Investitionen in strukturschwachen Regionen (z. B. Biomasse) • NP i. d. R. <i>Domestic Action</i>: kein <i>Supplementarity</i>-Problem 	<ul style="list-style-type: none"> • Skepsis seitens EU-Kommission bezüglich Einbindung in EU-EH • Skepsis kleiner EU-Mitgliedstaaten bei nationalen Zusätzlichkeitsprüfverfahren • Generelle Skepsis seitens Umwelt-NGOs bezüglich Umweltintegrität projektbezogener Mechanismen • Erschweren der Erweiterung des EU-EH

Quelle: Eigene Zusammenstellung

3.4 Vergleich Nationaler Projekte mit JI- und CDM-Projekten

Nationale Projekte und CDM bzw. JI Projekte sind drei verschiedene Ausgestaltungsformen des umweltökonomischen Instruments projektbezogener Mechanismus. Alle drei basieren auf dem *Baseline-and-Credit*-Ansatz und haben gemäß der internationa-

len Regelungen zur Ausgestaltung von CDM und JI viele Gemeinsamkeiten, weisen aber im Detail Unterschiede auf.

Tabelle 7 gibt einen vergleichenden Überblick über die wesentlichen Aspekte zur organisatorischen Ausgestaltung, zu den Kosten und Risiken von NP, JI und CDM.

Tabelle 7: Vergleich Nationaler Projekte mit JI und CDM Projekten

	Aspekt	NP	JI	CDM
Organisation	Gutschriften	<i>Allowances</i> bzw. AAU, ggf. auch ERU	ERU	CER
	Verantwortung für Reduktionsziel	Staat (Deutschland)	Staat	Keine Verpflichtung
	Nullsummenspiel	Ja	Ja	Nein
	Aufsicht national	<i>Designated Focal Point</i>	<i>Designated Focal Point</i>	<i>Designated National Authority</i>
	Aufsicht international	<i>Designated Focal Point</i>	<i>Second Track: Supervisory Committee, First Track: Gastland</i>	<i>Executive Board</i>
	Ausführende Instanz	Unabhängige Organisationen	Akkreditierte <i>Independent Entities</i>	<i>Designated Operational Entities</i>
	Emissionsreduktion im	Inland	Ausland bzw. Inland zzgl. Verkauf der Gutschrift ins Ausland	Ausland
Markt	Banking	Noch zu regeln	2,5 % des <i>Assigned Amount</i>	2,5 % des <i>Assigned Amount</i>
	IEH	AAU, ggf. ERU	Ja, als ERU	Ja, als CER
	EU-EH	<i>Allowances</i> (keine Kernkraft und Senken)	Ja, Anrechnung auf Ziel in EU-EH möglich (keine Kernkraft und Senken)	Ja, Anrechnung auf Ziel in EU-EH möglich (keine Kernkraft und Senken)
	Nationaler EH	Prinzipiell möglich, trifft für Dtl. nicht zu	Prinzipiell möglich, trifft für Dtl. nicht zu	Prinzipiell möglich, trifft für Dtl. nicht zu
Kosten	Suchkosten	Gering (Projektpartner), da von höchsten bestehenden Geschäftsbeziehungen und bester Infrastruktur auszugehen ist	Mittel bis Hoch (abhängig von bestehenden Geschäftsbeziehungen)	Hoch (abhängig von bestehenden Geschäftsbeziehungen)

	Aspekt	NP	Jl	CDM
	Verhandlungskosten	Niedrig (gleiche Sprache)	Mittel (in Abhängigkeit vom Gastland)	Hoch (in Abhängigkeit vom Gastland)
	Durchsetzungskosten	Niedrig, da vor Ort	Mittel	Hoch
	Genehmigungskosten	Mittel (wie Jl <i>First Track</i>), allerdings i.d.R. höhere Lohnkosten für Beratungsleistungen und PDD-Erstellung	Hoch bzw. Mittel bei <i>First Track</i> , jedoch i. d. R. niedrigere Kosten für Beratungsleistungen etc.	Hoch, jedoch i. d. R. niedrigste Kosten für Beratungsleistungen etc.
	Zeitaufwand	Mittel	Hoch bzw. mittel bei <i>First Track</i>	Hoch
	Verwaltungsgebühr	Voraussichtlich Ja, jedoch gering	Voraussichtlich Ja	Ja
	<i>Share of Proceeds</i> (2 %)	Nein	Nein	Ja
	<i>Monitoring-Kosten</i>	Mittel, aber höhere Lohnkosten, wobei abhängig vom Projekttyp	Mittel, i. d. R. niedrigere Lohnkosten, wobei abhängig vom Projekttyp	Mittel, i. d. R. niedrigste Lohnkosten, wobei abhängig vom Projekttyp
	Versicherungskosten	Niedrig	Mittel bis Hoch	Hoch
Risiken	Politische	Keine	Abhängig vom Gastland, ggf. hoch	Abhängig vom Gastland, ggf. hoch
	Sprachbarrieren	Keine	Abhängig von Sprachkenntnissen (Gastland, Projektpartner)	Abhängig von Sprachkenntnissen (Gastland, Projektpartner)
	Wechselkurs	Kein Risiko (Projektdurchführung, EU-EH)	Risiko abhängig von Gastland	Risiko abhängig von Gastland
	Zukünftige Marktpreisschwankung	Gering bei Verwendung durch Investor, hoch bei Verkaufsabsicht	Gering bei Verwendung durch Investor, hoch bei Verkaufsabsicht	Gering bei Verwendung durch Investor, hoch bei Verkaufsabsicht
	Juristische Risiken	Gering: Rechtssystem bekannt (Dtl.)	Abhängig von Gastland, ggf. hoch	Abhängig von Gastland, ggf. hoch
Sonstiges	Umweltgesetzgebung	Bekannte, hohe inländische Standards (Dtl.)	I. d. R. geringere Umweltauflagen	I. d. R. geringste Umweltauflagen
	Vermeidungspotenzial	Gering	Mittel	Hoch
	Technologie-transfer	-	Voraussichtlich Ja	Ja, größtes Potenzial – gefordert von CDM

Quelle: Eigene Darstellung unter Einbeziehung von Betz, Schleich und Wartmann (2003, S. 27)

Bei NP sind vier Zertifikatstypen denkbar: AAUs, ERUs, EU-*Allowances* oder ein eigener Typ, wobei jeder dieser Zertifikatstypen mit eigenen technischen Problemen verbunden ist (siehe Kapitel 4.1). Im Falle von JI werden ERUs als projektbezogene Emissionsreduktionsgutschriften aus den AAUs bzw. RMUs des Gastlandes generiert und dem Investor(land) gutgeschrieben. Bei der Anwendung des CDM werden für Emissionsreduktionen CERs generiert, ohne dass dafür auf AAUs bzw. RMUs zurückgegriffen wird. Diese neuen Emissionsrechte erhält der Investor im Gegenzug für seine Klimaschutzinvestition im Ausland, d. h. hier handelt es sich um kein Nullsummenspiel im reglementierten Kyoto-System. ERUs und CERs sind gültige Handelseinheiten für den internationalen Emissionshandel (IEH) und können zur Erfüllung der Verpflichtung im EU-EH genutzt werden.¹⁴ Denkbar ist auch eine Zulassung für nationale Emissionshandelssysteme anderer Staaten. NP könnten in Abhängigkeit von ihrer Ausgestaltung gehandelt werden im IEH, EU-EH und in nationalen Emissionshandelssystemen.

Die Projektkosten setzen sich zusammen aus den Kosten einer *Business-as-Usual*-Investition, den zusätzlichen Vermeidungskosten und den Transaktionskosten für die Generierung von Emissionsreduktionszertifikaten. Diese Transaktionskosten lassen sich gemäß Betz, Schleich und Wartmann (2003, S. 195 f.) unterteilen in Such-, Verhandlungs-, Genehmigungs-, *Monitoring*-, Durchsetzungs- und Versicherungskosten. **Suchkosten** entstehen beim Projekt-Design und beinhalten die Kosten für die Suche nach potenziellen Projekten sowie Projektpartnern, Maklergebühren für Projektvermittlung, Gebühren für Informationsdienstleistungen und ggf. Kosten für den Zeitaufwand durch Verzögerungen. Sie dürften bei NP aufgrund zahlreicher bestehender Geschäftsbeziehungen und Netzwerk sowie einer sehr guten Informationsinfrastruktur am geringsten ausfallen. **Verhandlungskosten** fallen bei der gemeinsamen Ausgestaltung des Projekts durch die Projektteilnehmer und die Aufteilung der Minderungszertifikate unter den Projektteilnehmern an. Aufgrund von Sprachbarrieren, kulturellen Unterschieden und anderen Kriterien werden diese Kosten im Regelfall bei CDM und JI höher ausfallen als bei NP. Unter **Genehmigungskosten** werden hier die Kosten für die Erstellung des PDD, sowie die Prüfung und Anerkennung des Projekts als NP oder CDM/JI Projekt verstanden, d. h. auch die Kosten für die zuständigen unabhängigen Institutionen für Validierung, Verifizierung und Zertifizierung. Einerseits liegen die Kosten für NP lediglich in der Höhe derer eines JI *First Track*-Verfahrens, denn es

14 In Artikel 53 der Registervorordnung ist geregelt, dass auf Anfrage eines Betreibers eine bestimmte Anzahl seiner CERs/ERUs in das Staatenkonto (Guthabekonto) transferiert werden und ein entsprechender Eintrag in der Spalte der "Abgaben Tabelle" des Betreibers vorgenommen wird. Es erfolgt somit keine Umwandlung der ERUs oder CERs in EU-*Allowances* sondern eine einmalige "Rückgabe" und Anrechnungsmöglichkeit der Gutschriften. Die Einheiten werden ansonsten als CERs oder ERUs im Konto geführt und können, wenn vom Vertragsstaat vorgesehen, unter Artikel 17 KP gehandelt werden (EU-Kommission 2004b).

steht Deutschland völlig frei, wie es JI und auch NP ausgestaltet. Andererseits fallen die Kosten für die Erstellung des PDD und Beratungsleistungen aufgrund höherer Lohnkosten in vielen Annex-B-Ländern und insbesondere in Deutschland stärker ins Gewicht. **Monitoring-Kosten** entstehen durch die Überwachung des Projektes während der Projektlaufzeit. Sie dürften relativ unabhängig vom Projektmechanismus sein und vielmehr vom Projekttyp beeinflusst werden (bei Methanprojekten werden sie vermutlich höher als bei CO₂ sein), wobei jedoch die in Industrieländern meist höheren Lohnkosten berücksichtigt werden müssen. Die Kontrolle der Einhaltung der vertraglich zugesicherten Projekteigenschaften führt zu **Durchsetzungskosten**, beispielsweise für notwendige Veränderungen an einer Anlage. NP sollten hier die geringsten Kosten aufweisen, da sich die Projektpartner im gleichen Land befinden und folglich vor Ort schnell eingegriffen werden kann. Bei Inanspruchnahme von Versicherungsdienstleistungen, die finanzielle Risiken im Falle eines Scheiterns des Projektes abdecken sollen, fallen **Versicherungskosten** an. Denkbar sind politische Risiken, mit Sprachbarrieren und kulturellen Unterschieden verbundene Risiken, Wechselkursrisiken und juristische Risiken. Da die meisten **Risiken** für JI und v. a. CDM höher eingeschätzt werden als für NP, dürften die Versicherungskosten im Inland am geringsten ausfallen. Auch zukünftige Schwankungen der Zertifikatepreise können – egal ob für Zertifikate aus NP, JI oder CDM – über Finanzdienstleistungen abgesichert werden.

Im Allgemeinen werden die **Minderungspotenziale** in Entwicklungsländern am höchsten (und damit die Vermeidungskosten am geringsten) ausfallen, gefolgt von den Vermeidungsoptionen in den Transformationsländern. Im Vergleich zu JI Projekten v. a. in Transformationsländern ist es denkbar, dass die Minderungspotenziale von NP in Deutschland aufgrund der relativ strengen Umweltgesetzgebung und den freiwilligen Umweltmanagementaktivitäten vieler Unternehmen am geringsten ausfallen. Generell gilt, je älter die verwendeten Technologien, desto günstigere Minderungspotenziale sind realisierbar und desto höher ist das Potenzial für Technologietransfer. Zwar weisen Projekte in Entwicklungs- und Schwellenländern i. d. R. die **geringsten Vermeidungskosten** auf; dafür sind die Such- und Kontrollkosten in Entwicklungs- und Schwellenländern oft höher, da sie i. d. R. eine schlechtere Infrastruktur aufweisen (inklusive Informationssysteme) und Risiken durch vergleichsweise geringere politische Stabilität oder höhere Korruption bestehen. Der Suchprozess, der durch NP in Gang gesetzt wird, kann zum Aufdecken kostengünstiger Vermeidungsoptionen auch in Deutschland oder aber anderen europäischen Ländern beitragen.

3.5 Stand der Diskussion auf Europäischer Ebene

Laut der *Linking*-Richtlinie wird die Einbeziehung nationaler Projekte von der Kommission bis Juni 2006 geprüft (EU-Parlament und EU-Rat 2004, ergänzter Artikel 30 (2) n). Artikel 30 (2) n erteilt zwar einen positiven Prüfauftrag an die Kommission, ist aber nicht an die Vorlage eines Gesetzentwurfs gekoppelt. Da die Liste der von der Kommission nach Artikel 30 (2) zu prüfenden Aspekte des EU-EH lang ist und die Kommission im Vorfeld keine Befürworterin Nationaler Projekte war, bleibt abzuwarten, wie detailliert sie sich diesem Themenbereich annimmt und wie das Ergebnis der Prüfung letztlich ausfällt (siehe Kapitel 2.2.5).

Die Diskussionen im Vorfeld der Verabschiedung der *Linking*-Richtlinie waren sehr kontrovers. Es wurde eine Wirkungsanalyse für die *Linking*-Richtlinie angefertigt. Dem *Extended Impact Assessment* dieser Analyse kann entnommen werden, dass NP – in EU-Terminologie *Domestic Offset Projects* (DOP) – schon in einer frühen Phase der Entwurfsanfertigung ausgeschlossen worden seien (EU-Kommission 2003a, S. 23). Tabelle 8 gibt die angeführten Gründe für den damaligen Ausschluss von NP aus dem EU-EH an.

Tabelle 8: Gegenargumente für den Einbezug NP ins EU-System

Gegenargumente	NP können die zukünftige Erweiterung des EU-EH erschweren
	NP erfordern den Aufbau einer ressourcen- und kostenintensiven institutionellen Kapazität ähnlich der auf UN-Niveau, um nationale Gutschriften (DOCs) zu generieren und zu verteilen
	NP erhöhen die Gefahr der doppelten Anrechnung von sämtlichen Emissionsreduktionen
	NP könnten zukünftige Entscheidungen bezüglich der Durchführung anderer Politiken und Maßnahmen in Sektoren, die nicht im EU-EH eingeschlossen sind, verzerren

Quelle: Eigene Zusammenfassung aus EU-Kommission (EU-Kommission 2003a, S. 23)

Im Gegensatz zu den Aussagen des *Extended Impact Assessment* wurde von der Arbeitsgruppe zum JI/CDM unter dem *European Climate Change Programme* (ECCP) betont, dass NP nicht vernachlässigt werden sollten und weitere Analysen zur Integration von NP mit dem EU-EH erstrebenswert sind: „*There is a potential for emission reductions that fall outside the scope of the Community emissions trading scheme and which should not be neglected. The practicalities related to the integration of domestic project-based activities into the Community emissions trading scheme should be further analysed*“ (ECCP Working Group JI CDM 2002b, S. 3).

Die ECCP-Arbeitsgruppe für JI/CMD hatte sich am 24. April 2002 mit den *Domestic Offset Projects*, also den NP, und deren Zusammenspiel mit dem EU-EH auseinandersetzt.

gesetzt. Damit wurde dem Auftrag der EU-Kommission Rechnung getragen, die „*Practicality of possible Community rules and modalities for national offset projects and their link to the EU emissions trading scheme*“ zu überprüfen (EU-Kommission 2002, S. 2, 3. (3)). Das vorgelegte Hintergrundpapier arbeitet Ziele, Vor- und Nachteile sowie leitende Prinzipien von NP heraus und beurteilt NP positiv. Demnach sollten NP (DOP) ab 2005 nationale Emissionsreduktionsgutschriften (*Domestic Offset Credits*, DOCs) erhalten, die den EU-*Allowances* gleichgestellt sind. Als weitere Einheit wären also DOCs im nationalen Register mit einer eigenen Identifikationsnummer zu vermerken gewesen. Es wurde weiterhin vorgeschlagen, NP ab 2008 als unilaterale JI Projekte anzusehen und die dann erzeugten DOCs in ERUs umzuwandeln. Der Vorschlag der Einbeziehung von NP in den EU-EH wurde von der *Linking*-Richtlinie allerdings nicht aufgegriffen.

Des Weiteren wurde angeregt, Projekte im EU-Kontext zu definieren als „*physical installations emitting greenhouse gases emissions*“ (ECCP Working Group JI CDM 2002a, S. 3). Auch sollen Senkenprojekte nicht zugelassen sein, da sie für Annex-I-Länder und damit die EU-Staaten unter Artikel 3.3 und 3.4 des Kyoto-Protokolls fallen.

Um die Doppelzählung von Emissionsminderungen zu vermeiden, wurden zwei Methoden vorgeschlagen: Erstens, NP dürfen nur für Gase und Sektoren zugelassen werden, deren Emissionsquelle nicht vom EU-EH erfasst wird (Negative Definition). Die zweite Möglichkeit besteht darin, explizit alle Sektoren und Gase, die nicht vom EU-EH betroffen und somit für NP zugelassen sind, aufzulisten (Positivliste).

Eine Konsequenz der Zulassung von NP im Rahmen des EU-EH wäre schließlich noch, dass Regelungen zum Projekt-Design (Projektgrenze, *Leakage*, Umweltwirkung, öffentliche Partizipation) und zur *Baseline*, zum *Monitoring* sowie zur Validierung, Verifizierung und Zertifizierung festgelegt werden müssten. An dieser Stelle soll darauf verwiesen werden, dass dies bei der Teilnahme als Gastland unter JI sowieso zu regeln wäre.

Die ECCP-Arbeitsgruppe setzte sich kritisch mit dem Papier auseinander und verwarf einige Punkte, jedoch konnte man sich zu dem Zeitpunkt auf keinen Kompromiss einigen (ECCP Working Group JI CDM 2002c).

Fazit: Der Einbezug von NP im EU-EH ist möglich, stößt aber auf Skepsis seitens der EU-Kommission. Es bleibt abzuwarten, wie die Prüfung und der Vorschlag der Kommission Mitte 2006 ausfallen wird.

3.6 Erfahrungen mit innerstaatlichen projektbezogenen Mechanismen

Dieses Kapitel soll einen Überblick über einige bestehende und angedachte nationale, projektbezogene Mechanismen geben, nämlich jene in Großbritannien, Hessen (Deutschland), Seattle (USA), Australien, in der Schweiz und Kanada – ohne dabei einen Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben. In der Regel erfüllen diese inländischen Klimaschutzprojekte nicht die gesamten Anforderungen der in dieser Arbeit aufgestellten Definition für NP. Ihre kurze Vorstellung soll die prinzipielle Praxistauglichkeit des Instruments aufzeigen und verdeutlichen, dass andere Ausgestaltungsvarianten als die hier angeführten denkbar sind.

3.6.1 Emissionshandelsprojekte in Großbritannien

Vor Einführung des EU-EH waren die *UK Emissions Trading Projects* ein geplanter Bestandteil der britischen Strategie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die britischen Projekte sollten die beiden Hauptpfeiler des *UK Emissions Trading Scheme* (UK ETS), nämlich die *Climate Change Agreements* (CCAs) und die *Direct Participation* ergänzen.¹⁵ In den Vereinbarungen zum Klimawandel (CCAs) können sich bestimmte Sektoren zu einem Reduktionsziel verpflichten und erhalten im Gegenzug einen 80 %igen Erlass der *Climate Change Levy*, einer Steuer, die Unternehmen für ihren Energieverbrauch zahlen müssen (sektorenspezifisches *Baseline-and-Credit*). Die Reduktionsverpflichtung kann in Form eines relativen Energieeffizienzziels bezogen auf den Output (GWh/Output bzw. t CO₂e/Output) oder in Form einer absoluten Obergrenze (GWh bzw. t CO₂e) erfolgen. Derzeit partizipieren an diesem Programm etwa 6.000 Unternehmen mit 17.000 Standorten, wobei die Teilnahme nur für solche Firmen möglich ist, die gemäß EU IVU-Richtlinie energieintensiv sind (EU-Rat 1996). Als direkte Teilnehmer (*Direct Participation*) haben sich 34 Firmen während einer Auktion auf ein absolutes Reduktionsziel gegenüber der Referenzperiode 1998 bis 2000 verpflichtet (*Cap-and-Trade*). Als Anreiz diente eine Zahlung der britischen Regierung in Höhe von insgesamt 215 Mio £.

Die projektbasierten Emissionsreduktionen waren als weitere Angebotskomponente des britischen Systems gedacht (projektspezifisches *Baseline-and-Credit*). In Tabelle 9 wird die Konzeption für britische Projekte anhand einiger Kriterien kurz vorgestellt (für

15 Es ist zu berücksichtigen, dass einige Anlagen des UK ETS freiwillig aus dem EU-EH herausoptieren und im UK ETS bis Ende 2006 verbleiben können. Diesen Antrag der Britischen Regierung hat die EU-Kommission bereits genehmigt. Es bleiben somit beide Systeme vorerst parallel bestehen (siehe hierzu im Internet unter http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm, Stand 17.11.2004).

nähere Ausführungen zum Konzept siehe Begg et al. 2002a; Begg et al. 2002c).¹⁶ Im UK ETS herrschte im September 2003 ein Überangebot an Zertifikaten und damit fehlte der finanzielle Anreiz für die Durchführung von Projekten.

Tabelle 9: Überblick über geplante *UK Emissions Trading Projects*

<i>Projektentwickler</i>	Alle Interessierten, voraussichtlich keine Beschränkungen.
<i>Treibhausgase</i>	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, H-FKW, PFKW, SF ₆ .
<i>Kreditierungsperiode</i>	Start offen, Gutschriften voraussichtlich bis 2012.
<i>Zugelassene Projekttypen</i>	Verkehr, Bau; nach Industrie-Lobbying auch flüchtiges Methan, KWK, Energieeffizienz auf Angebotsseite; Anträge anderer Projekttypen nicht ausgeschlossen.
<i>Ausgeschlossene Projekttypen</i>	Erneuerbare Energien; UK ETS Maßnahmen; im Bausektor keine privaten Projekte (<i>domestic</i>), da über Energieanbieter (Gas, Strom) geregelt.
<i>Mindestreduktion</i>	Nicht vorgesehen; voraussichtlich spezielle Regeln für kleine Projekte.
<i>Maximalreduktion</i>	Grenze für Projektgröße und Gutschriftengeneration eines Projektes vorgesehen, um Markt nicht zu überfluten.
<i>Preis</i>	Bei vorhandener Nachfrage auf UK-Zertifikatemarkt 5 – 12 £ für Reduktionsgutschriften, derzeit aber keine bzw. schwache Nachfrage.
<i>Organisation</i>	Orientierung an Kyoto-Mechanismen JI/CDM: 1. Prüfung der Berechtigung, 2. Validierung durch Drittpartei oder Regierung, 3. <i>Monitoring</i> , 4. Verifizierung, 5. Ausgabe der Gutschriften
<i>Additionality</i>	<i>Policy Additionality</i> : Projekte nur in Bereichen ohne oder ohne funktionierende politische Regulierung oder Maßnahmen; nicht <i>Business-as-Usual</i> (BAU): Bestes in Klasse; eventuell einige Sektoren vorab (a priori) als zusätzlich eingestuft.
<i>Evaluierung</i>	Genauere Ausgestaltung noch offen.

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Begg et al. 2002a; Begg et al. 2002c; Grütter, Softe und Kinkhead 2003, Stand September 2003

Nach Auskunft des britischen *Focal Points* für JI wird derzeit ein nationales Pilotprojekt zur Produktion von Salpetersäure und N₂O auf seine Genehmigung geprüft. Dieses Pilotunterfangen soll in die Entscheidungsfindung darüber einfließen, ob in Großbritannien nationale JI Projekte oder nationale Projekte zugelassen werden sollen (Hession 2004).

16 Siehe auch im Internet unter <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/index.htm>.

3.6.2 Hessen-Tender

Im März 2003 wurde mit der Veröffentlichung des Endberichts die „Gemeinschaftsinitiative des Landes Hessen zum Erwerb von CO₂-Emissionsminderungsgarantien zur Umsetzung flexibler Kyoto-Instrumente in einem Pilot- und Demonstrationsvorhaben“ (Hessen-Tender) abgeschlossen (Hessisches Ministerium für Umwelt Landwirtschaft und Forsten (HMULF) et al. 2003). Die wesentlichen Kriterien des Tender werden in Tabelle 10 vorgestellt.¹⁷

Tabelle 10: Überblick über Hessen-Tender

<i>Projektentwickler</i>	Unternehmen, die Emissionsminderungen in Hessen durchführen (50 % des Aufkommens des Tenders); Unternehmen mit Sitz oder Niederlassung in Deutschland, die Emissionsminderungen in Deutschland beabsichtigen (30 %); hessische Unternehmen, die auf bestimmte Regionen beschränkte JI Projekte planen (20 %); von Unternehmen wurde Umweltmanagementsystem erwartet.
<i>Treibhausgase</i>	Nur CO ₂ - bzw. bei JI Projekten auch CH ₄ - Emissionsreduktionen.
<i>Kreditierungsperiode</i>	2005 bis 2009.
<i>Zugelassene Projekttypen</i>	Erhöhung der Energieeffizienz, Brennstoffwechsel, bauliche Maßnahmen, Nutzung erneuerbarer Energien, im Falle von JI Minderung von CH ₄ -Emissionen; hohes Replikationspotenzial oder besonders innovativer Charakter; nicht überwiegend aus Fördermitteln finanziert.
<i>Ausgeschlossene Projekttypen</i>	Senkenprojekte; Wechsel von Strom- oder Wärmelieferanten.
<i>Durchgeführte Projekte</i>	6 Projekte: Bau eines Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerks, Energieeffizienzerhöhung eines Kraftwerks, Geothermieanlage, Energieeinsparung bei der Papiertrocknung, Bau eines Holzheizwerks, Effizienzsteigerung und Bau eines Biomasse-Heizkraftwerks.
<i>Mindestreduktion</i>	Mind. 2.500 t CO ₂ über 5 Jahre.
<i>Aufkaufgrenzen</i>	Max. 60 % der Emissionsreduktionen bzw. 50.000 t CO ₂ über 5 Jahre; Verkauf restlicher Emissionsreduktionen am Markt problematisch, da nicht anerkannt.
<i>Preisbildung</i>	Mittels inverser Auktion der 6 ausgewählten Projekte: 6,58 €/t CO ₂ .
<i>Erzielte Emissionsreduktion</i>	Insgesamt 1,267 Mio. t CO ₂ , wovon Ankauf in Höhe von 157.930 t CO ₂ bis 2009.
<i>Auszahlung</i>	Insgesamt 1,04 Mio €. Transaktionskosten im Vergleich zu Auszahlung des Hessen-Tenders 1 – 2 % bei großen Reduktionen, 12 – 38 % bei geringen Reduktionen.

17 Für weitere Informationen siehe <http://www.kfw-foerderbank.de/DE/Umweltschutz/Hessen-Ten62/Inhalt.jsp> (Stand September 2003).

<i>Organisation</i>	Drei Phasen: (1) Bekanntmachung, Informationsveranstaltungen; Übermittlung von Projektvorschlägen; Auswertung Projektvorschläge; Abstimmung der Ergebnisse der Projektvorschläge; (2) Erstellung der Projektangebote, Vorprüfung/Validierung der Angebote; Auswertung der Projektangebote; Auswahl der Projektangebote für die Zulassung zur Auktion; Auktion und Abschluss der Kaufverträge; (3) Realisierung der Maßnahmen; <i>Monitoring</i> , Verifizierung, Zertifizierung.
<i>Additionality</i>	Orientierung an existierenden internationalen Standards, wobei JI/CDM Regeln teilweise verschärft: Nachweis indirekter Emissionen bis zur Quelle, Verfügungsberechtigung über die eigentliche direkte Emissionsminderung, nur Investitionen in bestehende Anlagen; statische, konservativ gehandhabte, projektspezifische <i>Baseline</i> basierend auf Durchschnittsaktivitätswerten 1999 – 2001; Projekte durften nicht der Erfüllung rechtlicher Auflagen dienen (<i>Policy Additionality</i>); bei Unterstützung durch Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) oder andere nationale Förderprogramme wurde nur ein Teil ihrer Emissionsreduktionen zugelassen.
<i>Evaluierung</i>	<i>Monitoring</i> 2005 – 2009; Nachweis über Vergleich <i>Baseline</i> -Emissionen mit dem jährlich aktualisierten Emissionsinventar; unabhängige, vom Unternehmen aus einem Zertifizierer-Pool gewählte Prüfungsgesellschaft; Kosten für Verifizierung und Zertifizierung sowie für Vorprüfung tragen Unternehmen.

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Hessisches Ministerium für Umwelt Landwirtschaft und Forsten (HMULF) et al. 2003 und Grütter, Softe und Kinkhead 2003, S. 64

Bei der Bestimmung der Emissionsminderung orientiert sich der Hessen-Tender an existierenden internationalen Standards, wobei die Regeln für JI und CDM für diese inländischen Projekte teilweise verschärft wurden. So war ein Nachweis indirekter Emissionen bis zur Quelle sowie eine Verfügungsberechtigung über die eigentliche direkte Emissionsminderung vorgeschrieben. Projekte zur Reduktion indirekter Emissionen schlugen fehl, weil es den Projektentwicklern nicht möglich war, die verlangte Verfügungsberechtigung zu erhalten.

3.6.3 Seattle Programm zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen

Zwar haben die USA das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert, dennoch gibt es Klimaschutzaktivitäten. So verlangt die Stadt Seattle im Nordwesten der USA seit 2001 von ihrem lokalen Energieversorgungsunternehmen *Seattle City Light* die Einsparung aller Treibhausgasemissionen: ca. 247.000 t CO₂e pro Jahr (Resolution Nr. 30359). Damit könnte *Seattle City Light* erstes Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Null-Nettoemissionen werden. Dieses Ziel will das EVU mit Hilfe von kosteneffizienten *Carbon Offset Projects* erreichen. Dabei ist ein *Offset Project* darüber definiert, dass es THG-Emissionen direkt vermeidet, ersetzt, oder sequestriert; dass es in der Zukunft implementiert wird; dass es nur mit Hilfe der finanziellen Mittel aus dem Seattle-Programm

durchgeführt werden kann; und dass es zu klar quantifizierbaren Emissionsreduktionen führt. Ausschreibeschluss der ersten Phase war der 30. Januar 2003. Tabelle 11 bietet eine Kurzbeschreibung des Programms.¹⁸

Da die Projekte erst Ende 2003 anlaufen sollen, gibt es bisher weder Emissionsreduktionen noch getätigte Auszahlungen.

Tabelle 11: Überblick über Projektschema von *Seattle City Light*

<i>Projektentwickler</i>	Non-profit und for-profit Unternehmen; Regierungsbehörden; nationale Institutionen; Individuen; gerne gemischte Projektpartner; Bevorzugung lokaler Projekte (aus Seattle, King County, Puget Sound Region, Washington State, Nordwesten der USA); internationale Projekte mit US-Partner.
<i>Treibhausgase</i>	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, H-FKW, PFKW, SF ₆ .
<i>Kreditierungsperiode</i>	Erste Phase 2003/04.
<i>Zugelassene Projekttypen</i>	Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Brennstoffwechsel, CO ₂ - und Rauchgassequestrierung, Materialsubstitution, Recycling/Kompostierung; Methan aus Kohlebergbau, Deponien, Biogas; alternative Treibstoffe für Verkehr, Emissionsreduktion Fahrzeuge, Verkehr.
<i>Durchgeführte Projekte</i>	Zu Vertragsverhandlungen ausgewählt wurden Projekte aus den Bereichen Effizienzverbesserung, KWK, Materialsubstitution, Waldsequestrierung; geplante Projektvergabe Herbst 2003 und Winter 2004.
<i>Mindestreduktion</i>	50.000 t CO ₂ e/a; lokale Projekte auch weniger als 50.000 t CO ₂ e/a.
<i>Aufkaufgrenzen</i>	350.000 t CO ₂ e/a pro Projekt; gesamte jährliche Obergrenze 386.000 t CO ₂ e/a, d. h. für erste Phase 2003/04 772.000CO ₂ e für 3 – 10 Projekte.
<i>Preis</i>	Erwartet wird Durchschnitt von \$ 4/t CO ₂ e oder weniger; Abraten von Projekten mit Vermeidungskosten über \$ 10/t CO ₂ e; Flexibilität für lokale Projekte, insbesondere bei großen zusätzlichen Vorteilen (Umwelt, Gesundheit, sozioökonomisch).
<i>Organisation</i>	2 Auswahlphasen: 1. Phase: 10-seitiger Projektvorschlag, Deckblatt, Spreadsheet zu Budget und Berechnung der THG Emissionsreduktionen; 2. Phase: zusätzliche Informationen.
<i>Additionality</i>	Vermeidungsmaßnahmen nur dank Seattle-Programm, dürfen nicht gesetzlich gefordert werden; nur Reduktionen, die freiwillige Verpflichtungen übersteigen; Beschreibung von <i>Baseline</i> , Annahmen, Methodik, Unsicherheit; Berücksichtigung von <i>Leakage</i> .
<i>Evaluierung</i>	<i>Monitoring</i> durch Projektträger, Verifizierung durch Drittpartei.

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Seattle City Light 2002

18 Ausführliche Informationen über das Seattle City Light's Request for Greenhouse Gas Offsets unter <http://www.cityofseattle.net/light/climatechange/> (Stand September 2003).

3.6.4 Einsatz von Nationalen Projekten in Australien

Im Rahmen des *Greenhouse Gas Abatement Program* (GGAP) Australiens wurde am 29. Mai 2003 die nunmehr dritte Runde für Projekte, die zu substantziellen Verringerungen von Treibhausgasemissionen oder einer deutlichen Verbesserung von Senken führen, ausgeschrieben. Ziel ist es, dass Australien sein Kyoto-Ziel für die Periode 2008 – 2012 (+8 % gegenüber 1990) erreicht, auch wenn Australien das Kyoto-Protokoll vorerst nicht ratifizieren wird. Mit insgesamt AU\$ 400 Mio. sollen Projekte gefördert werden, die zusätzliche CO₂e zwischen 2008 und 2012 einsparen. Tabelle 12 können Angaben über das 1998 aufgelegte Australische Programm entnommen werden (detailliertere Informationen finden sich unter Australian Greenhouse Office 2003).¹⁹

Auch der Staat New South Wales verfügt über ein eigenes Emissionshandelssystem, das auf einem *Baseline* und Gutschriften Prinzip basiert.²⁰

Tabelle 12: Überblick über Greenhouse Gas Abatement Program in Australien

<i>Projektentwickler</i>	In Australien eingetragenes Unternehmen; lokale, nationale oder Commonwealth-Regierungskörperschaften; Konsortium unter Führung eines zugelassenen Projektentwicklers.
<i>Treibhausgase</i>	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, H-FKW, PFKW, SF ₆
<i>Kreditierungsperiode</i>	Anlauf erste Phase 2000, Laufzeit mindestens bis 2012.
<i>Zugelassene Projekttypen</i>	Senken gemäß Kyoto-Vorgaben; nachhaltige Energie (v. a. Biomasse/Biotreibstoffe), Bau (Design, Nutzung und Management von THG-effizienten kommerziellen Gebäuden und Wohngebäuden), Dienstleistungen und Management im Verkehrsbereich, strategische Infrastrukturentwicklung; erwartet werden zusätzlichen Vorteile (ökologische Nachhaltigkeit, Förderung des ländlichen Raums und der Regionen, Beschäftigungswachstum, Innovationen, Nichtregierungsinvestitionen).
<i>Ausgeschlossene Projekttypen</i>	Projekte außerhalb von Australien.
<i>Durchgeführte Projekte</i>	15 Projekte in ersten beiden Phasen: Phase 1: BCSE – Unterstützungsprogramm KWK für Industrie, Origin Energy – Bau und Operation eines Portfolios von bis zu 120MW KWKs, BP – Erneuerbare Energien Projekt an Ostküste, Douglas Shire/Mossman Central Mill – Regionale Partnerschaft im Douglas Shire zu Erneuerbaren Energien und Verminderung von THG-Emissionen, RRA/NRAC – THG-Management-Programm Kühlung und Klimaanlage, EDL – German Creek Grubengaskraftwerk, Alcan Gove – Brennstoffwechsel Öl zu Gas, Macquarie Generation – Ersetzen einer

19 Die Internetseite zum Programm lautet <http://www.greenhouse.gov.au/ggap/index.html>.

20 Nähere Informationen hierzu finden sich unter: <http://www.greenhousegas.nsw.gov.au/> (Stand November 2004).

	Niederdruckturbine der Liddell Power Station, Envirogen – Grubengasnutzung zur Stromproduktion mittels Gasmotoren in Teralba (NSW) und North Goonyella (QLD), Queensland Alumina – Energieeffiziente Kalzinierung in <i>Alumina Refining</i> ; Phase 2: BHP – Vermeidung und Nutzung von Methan in Bergbau Ventilationsystem, Centennial Coal – Grubengasvermeidung (Methan), Envirogen – Grubengaskraftwerk in Bellambi Colliery, Lignit Vortrocknung mittels <i>Mechanical Thermal Expression</i> (MTE)
<i>Mindestreduktion</i>	250.000 t CO ₂ e/a (Ausnahme bei Projekten mit anderen Vorteilen).
<i>Preis</i>	Vorzug für kostenminimale Projekte, bisher 4,75 €/t CO ₂ e (Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 29).
<i>Erzielte Emissionsreduktion</i>	27 Mio. t CO ₂ e zwischen 2008 – 2012.
<i>Auszahlung</i>	Bisher AU\$ 145 Mio. (gesamter Projektwert AU\$ 724 Mio.), insgesamt zur Verfügung gestellte Mittel: AU\$ 400 Mio.
<i>Additionality</i>	Nur Emissionsreduktionen über das in Australischen Gesetzen vorgesehene Maß hinaus (<i>Policy Additionality</i>).
<i>Evaluierung</i>	Orientierung an Kyoto-Standards und Australischem Treibhausgasinventar (NGGI); Kosteneffizienz, signifikante, langanhaltende Emissionsreduktionen, Zusatzfinanzierung, Vorzeigecharakter, zusätzliche Vorteile.

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Australian Greenhouse Office 2003

3.6.5 Unilaterale Projekte in der Schweiz

In der Schweiz wurde überlegt, ob zur Unterstützung der Erreichung des Kyoto-Reduktionsziels (-8 % gegenüber 1990 bis 2008 – 2012) und des CO₂-Gesetzes im Inland durchgeführte Klimaschutzprojekte mit CDM und JI Projekten im Ausland gleichgestellt werden sollen. Dazu wurde eine Studie angefertigt, die davon ausgeht, dass die Emissionsvermeidungskosten in der Schweiz höher sind als im Ausland und die schweizerischen unilateralen Projekte daher auf dem internationalen Zertifikatemarkt nicht abgesetzt werden können (Grütter, Soffe und Kinkhead 2003). Daher wird eine Kompatibilität des Schweizer Projektmechanismus mit dem EU- und Kyoto-System als nicht nötig angesehen. Vielmehr sollen die Schweizerischen Projektkredite als Instrument zur inländischen Zielerreichung der Reduktionsverpflichtung dienen. Da Schweizer Projekte eher klein sein werden, wird zur Reduktion der sonst relativ hohen Transaktionskosten eine Bündelung der Projekte empfohlen. Für die Bestimmung der inländischen Nachfrage wurden als Einflussfaktoren ermittelt: die Ziellücke zur Erfüllung der Ziele von Kyoto und CO₂-Gesetz; die Einführung und Höhe einer CO₂-Abgabe; die Existenz eines Fonds, der Projektkredite aufkauft; und die angestrebte Höhe der *Supplementarity* ausländischer Emissionsreduktionen zur Erfüllung des Schweizer Ziels. Bezüglich der Sicherstellung der Zusätzlichkeit (*Additionality*) von Projekten werden zwei Vorschläge unterbreitet: erstens ließen sich strikte *Additionality*-

Regeln aufstellen, die allerdings mit einem Anstieg der Transaktionskosten einhergehen würden. Alternativ könnte, zweitens, nur eine partielle Anerkennung der Emissionsreduktionen vorgenommen werden. Es werden zwei Lösungen für die als betriebswirtschaftlich sinnvoller und vom Umwelteffekt als vergleichbar eingestufte Partialanerkennung vorgeschlagen: entweder gibt die Schweiz für durchgeführte Emissionsreduktionen nur einen bestimmten Teil als Reduktionsgutschriften aus; oder die Schweizer Emissionskredite müssten durch den Zukauf international anerkannter Kredite (AAUs, CERs, ERUs) partiell ergänzt werden. Es muss sich noch zeigen, ob und in welcher Ausgestaltung die Schweiz unilaterale Projekte einführen wird.

Aktueller Stand in der Schweiz ist, dass zwar nationale Projekte vom Bund nicht gefördert werden sollen. Wenn aber Schweizer Unternehmen eine gute Idee für ein CO₂-Minderungsprojekt in der Schweiz haben, dann soll es möglich sein, dafür auch Emissionsrechte abzugeben. Hierzu soll genauso wie bei JI Projekten mit der Schweiz als Gastland verfahren werden, wobei diese Regeln noch nicht verabschiedet wurden. Demnach soll für Schweizer unilaterale Projekte derselbe Ablauf wie beim JI *Second Track* gelten. Es wird eine zum PDD analoge Projektdokumentation verlangt, die von einer Prüfstelle validiert wird. Diese unabhängige Institution soll CDM oder JI akkreditiert sein oder aber ähnliche Qualifikationen aufweisen. Es könnte sich hierbei also auch um eine Schweizer Prüfstelle handeln. Danach erteilt SwissFlex, die Schweizer DNA, die Genehmigung des Projekts. Das *Monitoring* erfolgt durch Projektbetreiber, die Verifizierung und Zertifizierung durch die Prüfstelle. Im Anschluss daran sollen ERUs (oder AAUs) durch den Registermanager ausgeschüttet werden. Ein unilaterales Projekt in einem Unternehmen mit einer Zielvereinbarung im Rahmen des CO₂-Gesetzes wird nicht zugelassen (Keckeis 2004).

3.6.6 **Greenhouse Gase Offsets System in Kanada**

Dem Kanadischen Klimawandelplan vom November 2002 ist zu entnehmen, dass Kanada sein Kyoto-Ziel mit einem *Policy-Mix*, der neben einem nationalen Emissionshandelsystem für industrielle Großemittenten u. a. auch Nationale Projekte, so genannte *Domestic Offsets*, vorsieht.²¹ Diese *Offsets* wurden zunächst nur für die Forst- und Landwirtschaft (Senkenprojekte) und Deponiegasprojekte angedacht, die Überlegungen erstrecken sich mittlerweile aber auf eine Zulassung aller wirtschaftlichen Sektoren, außer jenen, die dem Kanadischen Emissionshandelssystem unterliegen (Environment Canada 2003, insbesondere Kapitel 5.D, S. 204 - 211). Emissionsreduktionen

21 Darüber hinaus gab es in Kanada zwei Pilotprogramme, CERT und GERT, die u. a. auch projektbezogene Emissionsminderungen beinhalteten.

aus den zugelassenen Sektoren würden nationale Gutschriften generieren, die in das Emissionshandelssystem verkauft werden könnten (Government of Canada 2002).²² Bei der Ausgestaltung der Systemparameter wird auf die Transaktionskosten besonderen Wert gelegt (siehe Studie von Marbek Resource Consultants, PwC und IISD 2004). Das System soll nach Verabschiedung durch die Regierung und Ausarbeitung aller Details 2006 voll funktionsfähig sein.

3.7 Preisprognose für Zertifikate

Auch wenn das Kyoto-Protokoll erst zum 16. Februar 2005 in Kraft treten wird, gibt es schon eine Reihe von Aktivitäten im Bereich der projektbezogenen Mechanismen und damit Vorläufermärkte, an denen mit CER, ERU und AAU vergleichbare Einheiten, so genannte *Verified Emission Reductions* (VER), gehandelt werden. VER beziehen sich nicht auf Emissionsrechte, sondern direkt auf die realisierten oder noch durchzuführenden Emissionsreduktionen (PwC 2002). Die von diesen Initiativen ausgehenden Preissignale stellen einen Indikator für die zukünftigen Preise von CO₂e-Minderungsgutschriften dar. In einer Studie über die 2003 gehandelten CO₂e-Zertifikate wurden unter anderem Preise von Emissionsgutschriften aus projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls untersucht. Die Preise hängen vom Marktsegment und der Struktur der Transaktion ab, und variierten je nachdem, wer das Risiko der Registrierung trug: Lag es beim Käufer, war der mittlere Preis pro Tonne CO₂e bei US\$ 3,51 (ca. 3 €), lag es beim Verkäufer, waren es US\$ 4,88 (ca. 4,10 €) (Lecocq und Capoor 2003). Diese Preistendenzen wurden in einer neueren Studie bestätigt (Lecocq 2004, S. 27 f.). Die Preisdifferenzierung ist auch für zukünftige Transaktionen zu erwarten: Werden beispielsweise Spot CERs gekauft, dann geht der Käufer kein Risiko ein, was sich in einem höheren Preis widerspiegeln sollte (Risikoprämie). Ist für einen Gutschriftentyp *Banking* erlaubt (z. B. bei CERs), dürfte der Preis im Vergleich zu einem Zertifikatentyp, bei dem *Banking* nicht vorgesehen ist (z. B. für fast alle EU-*Allowances* von der ersten in die zweite Handelsperiode) bei gleichen sonstigen Rahmenbedingungen höher ausfallen. Eine weitere Studie gibt den Preis von *CDM credits* mit US\$ 4 bis 5 an (de Coninck und van der Linden 2003).

Der 1999 von der Weltbank ins Leben gerufene und mittlerweile geschlossene *Prototype Carbon Fund* (PCF) bewertet Emissionsminderungsprojekte und prüft sie auf ihre Durchführbarkeit als CDM oder JI Projekt. Gekauft werden Optionen auf die Emissionsreduktionen, die diese Projekte erzeugen sollen. Der PCF geht davon aus, dass der

²² Zum aktuellen Stand der Einführung von *Offset Projects* siehe im Internet unter <http://www.climatechange.gc.ca/english/offsets> (Stand 23.11.2004).

Preis für 1 t CO₂e aus seinen Projekten 2012 zwischen US\$ 5 und US\$ 6 liegen wird (ca. 4,20 € bis 5 €) (PCF 2004).

Durch die staatliche Organisation Senter kauft die niederländische Regierung über zwei Tender – ERUPT (JI) und CERUPT (CDM) – Emissionsrechte aus Klimaschutzprojekten. Hierbei können sich Unternehmen, die Minderungsprojekte in anderen Staaten planen, am Tender beteiligen, und Preise für die von ihnen erwirtschafteten Emissionsminderungen anbieten. Jeder Tender besteht aus einer festen Menge an Emissionen, die die Niederlande zukaufen wollen. Zu einem festen Datum wird er geschlossen und die billigsten Minderungen erworben. In 2004 lagen die Preise zwischen 3 € und 5 € (Senter 2004).

Ferner können Preise, die auf dem **Emissionsmarkt Großbritanniens** entstehen, als Signal für die zu erwarteten Preise von Reduktionsgutschriften dienen. In einer ersten Auktion am 11. März 2002 wurde hier eine Preisspanne von £ 12,45 und £ 17,79 (ca. 18,60 € bis 26,60 €) pro Tonne CO₂e festgestellt (DEFRA 2002). Als Durchschnittswert ergibt sich für den Zeitraum seit Beginn des UK Systems ein Wert von ca. 11 € (Betz, Schleich und Wartmann 2003). In 2004 wurden *UK-Allowances*, die Einheiten des britischen Emissionshandelssystems, zu einem Preis von £ 3,50 gehandelt, was 5,20 € entspricht (Natsource 2004).

Daneben existieren eine Reihe weiterer Fonds, wie u. a. der neu aufgelegte *Italian Carbon Fund* oder der KfW-Klimaschutz-Fonds, für die allerdings noch keine Preise verfügbar waren. Folgende Tabelle zeigt einige Beispiele für zu erzielende Zertifikatepreise aus verschiedenen, jetzt schon handelbaren Rechten. Auch für den EU-EH, der zum 1. Januar 2005 starten wird, werden heute schon erste Transaktionen, meist in kleinen Mengen, durchgeführt. Dabei hat sich der Preis für die Tonne CO₂ zwischen 8 – 9 € eingepegelt (Evolution Markets LCC 2004b). Für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 gibt es ein erstes großes *Forward*-Geschäft, bei dem EU-*Allowances* zum Preis von 9 €/t CO₂e gekauft wurden (Evolution Markets LCC 2004a).

Obwohl die in Tabelle 13 angeführten Preise zum Großteil aus dem Jahr 2002 stammen, zeigen die relativ großen Differenzen zwischen den Preisen für die schon handelbaren Emissionsreduktionen, dass auch für NP keine sicheren Preisaussagen getroffen werden können. Bei NP ist das Preisrisiko sogar höher, da bisher weder die Handelseinheit, die -plattform noch der Anrechnungszeitraum festgelegt wurden. Daher wird die Berechnung des Finanzierungsbeitrages der Zertifikate für die in den Kapiteln 6 und 7 vorgestellten Fallbeispiele mit verschiedenen Preisszenarien durchgeführt.

Tabelle 13: Preise für Emissionsrechte aus 2002/2004

Handelsware	Preis pro Tonne CO ₂ -Emissionen [in €]
VERs	0,50 – 2,50
CERs	1,67 – 6,67
ERUs	2,09 – 4,17
<i>Danish Allowances</i>	0,33 – 3,75
<i>UK-Allowances</i>	3,50 ^(x)
<i>EU-Allowances</i>	8 – 9 ^(x)

Quelle: die mit ^(x) gekennzeichneten Preise sind von 2004, die restlichen aus 2002 Carbon-credits 2004; Evolution Markets LCC 2004b; Natsource 2004; Varilek und v.Ruffer 2002

4 Umsetzung Nationaler Projekte in Deutschland

Über die konkrete Ausgestaltung des NP Mechanismus kann im Zusammenhang mit der Umsetzung der *Linking*-Richtlinie und Regelungen für JI diskutiert werden. Derzeit wird davon ausgegangen, dass von NP generierte Zertifikate innerhalb des EU-EH ab 2008 handelbar sein könnten, und der Mechanismus in das europäische System eingegliedert wird. Da Deutschland am EU-EH teilnimmt, erfüllt es automatisch auch die Kriterien für die Teilnahme am JI *First Track*-Modus. Damit steht es Deutschland als Gastland für JI Projekte frei, nationale Regeln für deren Durchführung aufzustellen. D. h., Deutschland kann als Gastland eigene Verfahrensregeln für Projekte im Inland aufstellen, an denen sich NP orientieren können (vgl. die Forschungsergebnisse für NP in Großbritannien von Begg et al. 2002a und Begg et al. 2002c). Dem Gesetzgeber steht also ein großer Gestaltungsspielraum offen. Allerdings ist es aus verschiedenen Gründen sinnvoll, sich bei der Umsetzung NP an die institutionelle Umsetzung der internationalen Mechanismen CDM und JI anzulehnen.

Werden NP in Analogie zu CDM und JI implementiert, so wäre nur eine Institution für JI, CDM und NP aufzubauen. Dies ermöglicht eine Kosten- und Zeitersparnis für den Staat. NP würden einfach auf Strukturen zurückgreifen, die für CDM und JI ohnehin aufgebaut werden. Weiterer Vorteil einer Orientierung an CDM und JI wäre, dass auf internationale Expertise und Erfahrung mit projektbezogenen Mechanismen zurückgegriffen werden könnte. Derzeit konzentrieren sich die Forschungsarbeiten und Praxiserfahrungen auf CDM, da hier schon rückwirkend ab 2000 Gutschriften generiert werden können. Diese Erfahrungen können auf NP übertragen und beim Design berücksichtigt werden. Sämtliche beteiligten Akteure, also staatliche und unabhängige Institution sowie Projektentwickler, würden zudem von Lerneffekten aufgrund der ähnlichen Abwicklung der projektbezogenen Mechanismen profitieren. So ließen sich wiederum die nicht zu unterschätzenden Transaktionskosten des Instruments senken. Aus den angeführten Gründen sollten sich die Überlegungen zur Umsetzung von NP in Deutschland stark an den Modalitäten und Verfahren für CDM und – wenn bereits vorhanden – JI orientieren.

4.1 Markt für nationale Emissionsreduktionszertifikate

Nationale Projekte wurden in dieser Arbeit als ein umweltökonomisches Instrument definiert, das über den Marktmechanismus zur kostenminimalen Vermeidung von THG-Emissionen beitragen kann. Dafür bedarf es eines Marktes für nationale, projektbezogene Emissionsreduktionszertifikate. Es lassen sich grundsätzlich drei Märkte für NP erschließen (siehe Abbildung 2).

Erstens, Zertifikate aus NP könnten am internationalen Emissionshandel (IEH) gehandelt werden. Denkbare Handelseinheiten wären die *Assigned Amount Units* (AAUs) oder die *Emission Reduction Units* (ERUs). Im ersten Fall würden den Projektträgern AAUs in Höhe der erzielten Emissionsreduktion von der zuständigen inländischen staatlichen Instanz gutgeschrieben. Die Projektentwickler würden vom Staat zu einer am IEH zugelassenen öffentlichen oder privaten Einrichtung erklärt und könnten somit am Kyoto-Markt als Anbieter von AAUs auftreten. Bedingung dafür ist, dass der Staat die Teilnahmevoraussetzungen für den IEH erfüllt (siehe Kapitel 2.1.1). Dieser Markt steht bei Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ab 2008 zur Verfügung. Allerdings dürften die am IEH erzielbaren Zertifikatepreise zunächst relativ gering ausfallen. Wie für alle flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls gilt die *Supplementarity*-Regel. Technisches Problem dieser Ausgabe von AAUs ist, dass bei AAUs eine Kennzeichnung mit einem Projekt-*Identifier* nicht vorgesehen ist. Somit liesse sich nicht zurückverfolgen, dass die für ein NP vergebenen AAUs aus einem NP stammen. Es müsste also geklärt werden, ob und in welcher Form eine Projektidentifikation der für NP zugeteilten AAUs im internationalen und europäischen Markt erfolgen soll. Im zweiten Fall müssten AAUs in ERUs umgewandelt werden und dem Projektträger gutgeschrieben werden. In diesem Fall bestände die Problematik in der Tatsache, dass ERUs an ein anderes Annex-I-Land vergeben werden sollen, also nicht vorgesehen ist, dass die ERUs auf ein Konto des Landes gebucht werden, aus dem die zuvor umgewandelten AAUs stammen. De facto käme eine solche Vorgehensweise einem unilateralen JI Projekt gleich. Wenn auf internationaler Ebene beschlossen werden sollte, dass unilaterale JI Projekte zulässig sind, so wäre die Ausgabe von ERUs die vorzuziehende Variante und würde der Idee Nationaler Projekte zur Umsetzung verhelfen – allerdings dann unter der Kategorie von JI.

Die zweite, und in Deutschland am stärksten diskutierte Möglichkeit ist die Einbindung von Emissionsreduktionszertifikaten aus NP in den am 1.1.2005 startenden europäischen Emissionsrechtehandel. Hierfür müsste die Richtlinie zum EU-System die Einbeziehung von NP vorsehen, was aufgrund von Artikel 30 (2) n ab 2008 denkbar ist. In diesem Szenario könnten NP ab 2008 EU-Berechtigungen (*EU-Allowances*) erhalten. Auch in diesem Fall sind einige Detailfragen der Umsetzung zu klären, denen sich Kapitel 7.3 widmet.²³

23 Alternativ wäre die Einführung einer neuen Einheit für Gutschriften aus NP denkbar, z. B. in Anlehnung an JI eine so genannte *National Emission Reduction Unit*, NERU. Diese könnten dann entweder in *EU-Allowances* umgewandelt oder direkt für die Verpflichtungen im EU-EH anerkannt werden. Allerdings wäre die Erzeugung einer weiteren Einheit mit zusätzlichem technischen Aufwand und erhöhter Komplexität des Systems verbunden, die nicht nötig erscheinen. Daher wird hier von der Schaffung einer neuen Einheit für NP abgesehen.

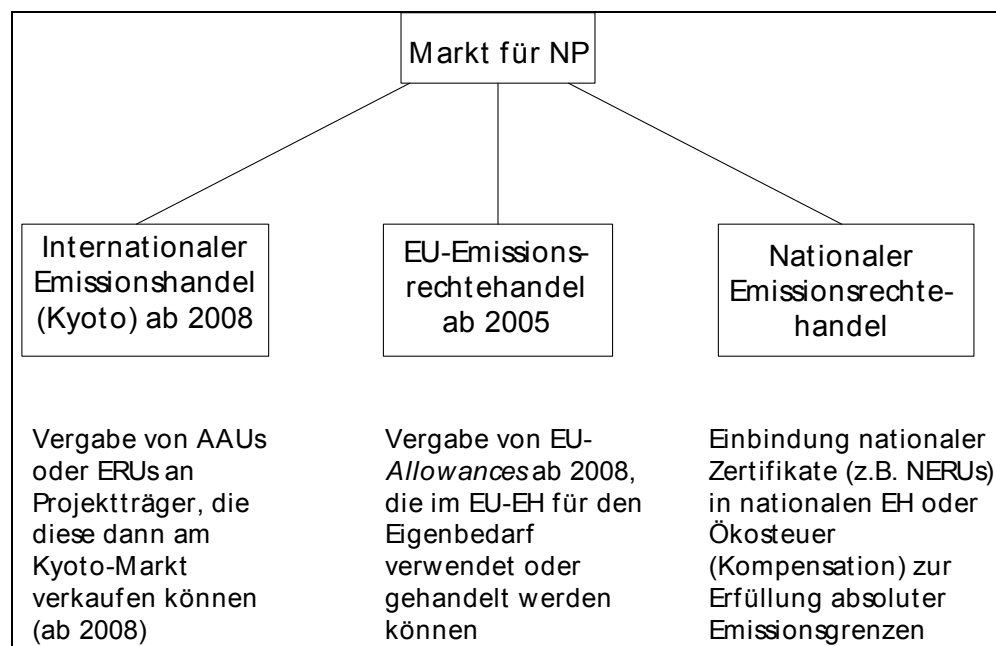
Die dritte Möglichkeit ist der Handel von nationalen Emissionsreduktionszertifikaten in einem nationalen Markt, so wie dies in Großbritannien (Begg et al. 2002a; Begg et al. 2002c) und in der Schweiz (Grütter, Softe und Kinkhead 2003) vorgesehen ist. Hierfür könnte eine eigene Zertifikateart nötig sein. So könnten beispielsweise *National Emission Reduction Units* (NERUs) ab sofort vergeben werden.²⁴ Ab 2008 könnten diese NERUs dann durch die Umwandlung von AAUs erzeugt werden. In Deutschland ist die Möglichkeit eines nationalen Marktes (vorerst) ausgeschlossen, da es keinen deutschen Emissionsrechtehandel gibt und auch die Ökosteuer nicht so angelegt ist, dass Zertifikate als Kompensationen zur Erfüllung absoluter Emissionsgrenzen gegengerechnet werden können (zum Kompensationsmodell über eine Steuer siehe Michaelowa 1997b).

In Abbildung 2 werden diese drei Grundvarianten der Märkte für Zertifikate aus NP gegenübergestellt. Vorstellbar sind weiterhin Kombinationen dieser drei Grundvarianten. So wäre es denkbar, dass sich in Deutschland aus NP erzielte Emissionsreduktionszertifikate ab 2008 zunächst über einen Transfer von AAUs auf das Konto des Projektträgers gutschreiben ließen. Dieser kann dann frei entscheiden, ob er seine Emissionsrechte für seinen eigenen Bedarf im EU-EH verwendet oder aber auf dem internationalen oder europäischen THG-Markt verkaufen möchte. Da für AAUs unbeschränktes *Banking* zugelassen ist, hat der Projektträger auch die freie Wahl des Verkaufszeitpunkts. Bei der Entscheidung für das EU-System besteht lediglich die Notwendigkeit, diese AAUs wie CERs oder ERUs auf die Verpflichtung anrechnen zu können. Diese Eröffnung von zwei Märkten müsste auch buchhaltungstechnisch abgesichert sein. So muss geklärt werden, ob nur projektgebundene AAUs, die für NP vergeben worden sind, in den EU-EH eingebracht werden sollen. Andernfalls bestünde die Gefahr, dass beispielsweise "Hot Air" aus Russland in Form von AAUs in den EU-EH gelangen könnte. Daher wäre eine Rückverfolgbarkeit gewünscht und eine Kennzeichnung notwendig.

Da der größte und dringlichste Klärungsbedarf bezüglich der Einbeziehung der NP in den EU-EH besteht, wird im Folgenden auf Variante zwei, die Einbindung in das EU-System, Bezug genommen.

24 Der Begriff *National Emission Reduction Unit* (NERU) wurde in dieser Arbeit in Anlehnung an die konzeptionell ähnlichen *Emission Reduction Units* (ERUs) aus JI Projekten gewählt.

Abbildung 2: Mögliche Einbindung von Zertifikaten aus NP



Quelle: Eigene Darstellung

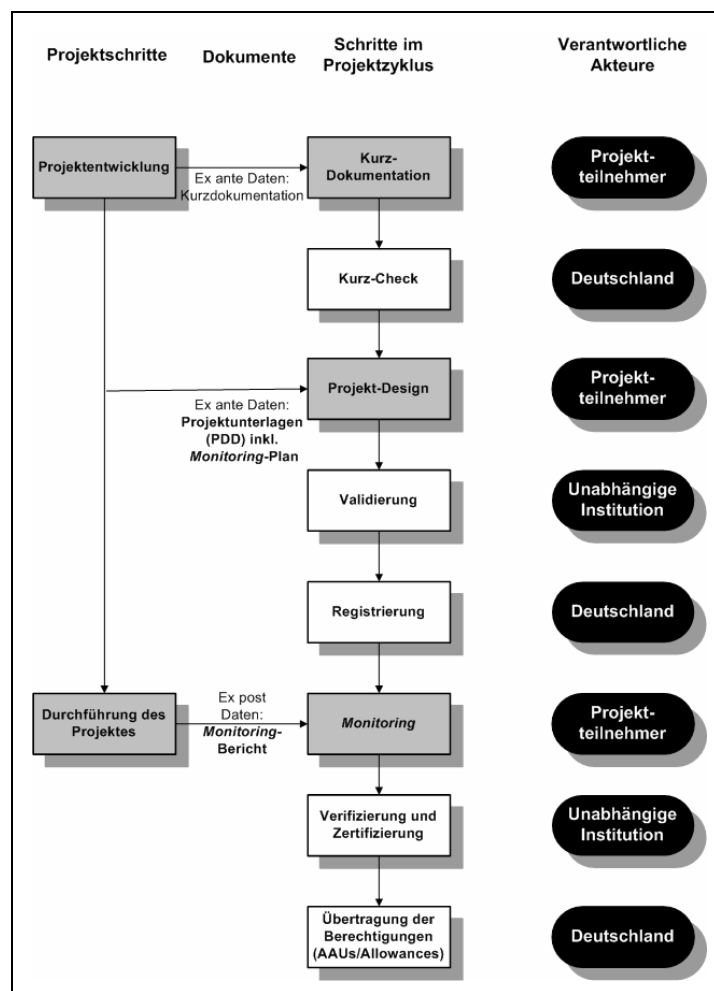
4.2 Kreditierungszeitraum

Die Dauer des Kreditierungszeitraums für einen projektbezogenen Mechanismus ist nur für CDM festgelegt. Für JI hingegen gibt es keine Vorgaben, und so eröffnet sich hier auch für NP ein großer Gestaltungsspielraum. So könnte der Kreditierungszeitraum für NP in Anlehnung an den CDM zwei Auswahlmöglichkeiten aufweisen. Zum einen gäbe es einen statischen Zeitraum, der für maximal 10 Jahre beantragt werden kann und nicht verlängerbar ist. Zum anderen bestünde die Möglichkeit, den dynamischen Ansatz zu wählen, der bis zu 21 Jahre Kreditierungszeit zulässt, jedoch mit einer erneuten Überprüfung der *Baseline* nach jeweils 7 Jahren verbunden ist. Eine derartige Überprüfung der *Baseline* ist insbesondere in Bereichen, in denen die Klimapolitik sich dynamisch entwickelt von hoher Bedeutung für die Gewährleistung der *Policy Additivity*. Es wäre aber auch denkbar, dass für NP in Anlehnung an die Verpflichtungsperioden des EU-EH ein fünfjähriger Kreditierungszeitraum gewählt wird. Möglich ist aber auch, keine Vorgaben zu machen und projektspezifische Kreditierungszeiträume zuzulassen. Eine Entscheidung über die Festlegung des Kreditierungszeitraums sollte sich v. a. an den Kriterien der Gewährleistung der Zusätzlichkeit und der Planungssicherheit für Investoren orientieren. Für die Untersuchung der Fallbeispiele dieser Arbeit wurden die CDM Vorgaben angewendet. Die Auswirkungen anderer Kreditierungszeiträume kann jedoch leicht von den auf diese Art und Weise durchgeführten Berechnungen abgelesen werden.

4.3 Projektzyklus für Nationale Projekte

Nationale Projekte unterliegen ebenso wie JI *First Track* keinen internationalen Vorgaben bezüglich des Projektzyklus. Daher sind viele Ausgestaltungsvarianten denkbar und eine Anpassung an sich ändernde Umstände oder neue Erkenntnisse jederzeit möglich. Bis zur Aufstellung länderspezifischer JI Vorgaben sowie zur Sicherung der Zusätzlichkeit und Minimierung von Transaktionskosten orientiert sich der hier vorgestellte Projektzyklus an bestehenden internationalen Vorgaben (v. a. an jenen für CDM). In Abbildung 3 wird ein potenzieller NP-Projektzyklus mit seinen möglichen Schritten und jeweiligen Zuständigkeiten für Projekt-Design, Validierung, Registrierung, *Monitoring*, Verifizierung und Zertifizierung, sowie Ausschüttung der Zertifikate aufgezeigt.

Abbildung 3: Möglicher Projektzyklus für Nationale Projekte



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Betz, Schleich und Wartmann (2003, S. 172)

Der in Abbildung 3 gezeigte Projektzyklus enthält einen **Kurz-Check**, der im Interesse des Investors im BMU Leitfaden, Band II für CDM und JI vorgeschlagen wurde (BMU 2003). Hier erstellt der Projektteilnehmer vor Beginn der Projektdurchführung eine Kurzdokumentation, die in wenigen Seiten einige Angaben zum Projekt, den zu reduzierenden Treibhausgasen, der Laufzeit, *Policy Additionality*, Zusätzlichkeit, *Baseline* und erwarteter Emissionsminderung u. a. enthält. Im Fall der NP vereinfacht sich diese Kurzdokumentation durch den unilateralen Charakter Nationaler Projekte, denn alle Angaben zum Gastland entfallen. Der Adressat der Kurzdokumentation ist wie im Fall von JI der *Designated Focal Point* (DFP). In Deutschland könnte diese Rolle z. B. von der *Joint Implementation* Koordinierungsstelle am BMU (JIKO) oder der Deutschen Emissionshandelsstelle am UBA (DEHSt) wahrgenommen werden. Basierend auf dem Kurz-Check erteilt der DFP Auskunft über die grundsätzliche Akzeptanz oder Ablehnung eines Projektes als NP und gibt ggf. Hinweise für das weitere Vorgehen.

Der verpflichtende Teil des Projektzyklus beginnt mit der Erstellung der Projektunterlagen (*Project Design Document*, PDD) durch den Projektteilnehmer. Die Vorgaben zu den **Projektunterlagen (PDD)** können denen für den JI *First Track* – unter Auslassung von Angaben zum ausländischen Partner – entsprechen. Sind diese Regeln noch nicht festgelegt, kann auf die Vorgaben zum JI *Second Track* oder auch CDM zurückgegriffen werden (zum PDD siehe z. B. BMU 2003). Wiederum ergeben sich aufgrund der Unilateralität Vereinfachungen, die zu deutlich geringeren Transaktionskosten bei der Erstellung des PDD führen dürften. Auf politischer Ebene muss zudem entschieden werden, ob es Vereinfachungen beim PDD für NP mit geringen Emissionsminderungen (bei CDM so genannte *Small Scale Projects*) geben soll. Diese Überlegung der Vereinfachung für Kleinprojekte ist bei NP von besonderer Bedeutung, da es sich im bisher unreglementierten Bereich hauptsächlich um solche SSP handeln dürfte. Wie die Fallbeispiele zeigen werden, fallen die Transaktionskosten, u. a. für die Erstellung des PDD, bei solchen Kleinprojekten besonders stark ins Gewicht. Eine Vereinfachung der Anforderungen erscheint sinnvoll, sollte aber nicht auf Kosten der ökologischen Integrität des Instruments erfolgen. Das PDD, das auch den *Monitoring*-Plan enthält, wird bei einer vom Projektteilnehmer gewählten unabhängigen Institution zur Prüfung eingereicht.

Die **Validierung** beinhaltet die Prüfung der Projektunterlagen (u. a. *Additionality*, *Policy Additionality*, Zulässigkeit *Baseline*- und *Monitoring*-Methoden) sowie die Erstellung eines Validierungsberichts. Dieser Schritt kann sowohl von einer *Independent Entity* im Sinne des JI oder von einer für CDM akkreditierten *Operational Entity* als auch von einer anderen, vom deutschen DFP legitimierten, unabhängigen Institution durchgeführt werden. Die Zulassung einer unabhängigen Institution sollte eine Haftungsregelung für die Richtigkeit der Vergabe von Zertifikaten in Analogie zur Haftung von *Indepen-*

dent Entities und *Operational Entities* beinhalten. Weiterhin sollten die unabhängigen Institutionen mit der Aufsicht über *Baselines* und Kreditierungsperioden betraut werden (insbesondere im Falle einer Erweiterung des Anwendungsbereichs des EU-EH und neuer gesetzlicher Vorschriften – Stichwort *Policy Additionality*). Es ist zu überlegen, in welcher Form die Projektunterlagen des zu validierenden Projekts veröffentlicht werden sollen. Die Kosten der Validierung trägt der Projektteilnehmer.

Der Validierung durch die frei gewählte unabhängige Institution schliesst sich eine **Registrierung** des Projektes als NP bei dem DFP an. Diese Prüfung und Genehmigung des Projektes als NP erfolgt basierend auf der Vorlage von PDD und Validierungsbericht. Des Weiteren muß geklärt werden, ob für die Registrierung des Projektes Gebühren erhoben werden sollen. Hier kann wiederum in Analogie zu den Regeln für JI *First Track* verfahren werden.

Das **Monitoring** der Projektemissionen erfolgt durch den Projektteilnehmer gemäß dem im PDD festgehaltenen *Monitoring*-Plan. Nach der Ermittlung der tatsächlichen THG-Emissionen wird die tatsächliche THG-Emissionsminderung berechnet. Die ermittelten Daten werden an eine wiederum frei gewählte unabhängige Institution in Form des *Monitoring*-Berichts weitergeleitet.

Die gewählte unabhängige Institution, bei der es sich um die gleiche handeln kann, die auch die Validierung durchgeführt hat, **verifiziert** periodisch die laut *Monitoring*-Bericht erzielten Emissionsreduktionen. Mit der **Zertifizierung** bestätigt sie schriftlich die Höhe der verifizierten Emissionsreduktionen eines NP in einer bestimmten Periode.

Der Projektzyklus endet mit der **Übertragung der Zertifikate** (z. B. *Allowances*) an die Projektentwickler durch die zuständige deutsche Stelle (z. B. DEHSt). Die DEHSt bucht Zertifikate in Höhe der verifizierten Emissionsreduktionen auf das Konto des Projektteilnehmers. Die Kosten des Verfahrens tragen die Projektentwickler. Es ist zu überlegen, wie hoch die Gebühren für die Ausgabe der Zertifikate ausfallen sollen. Aufgrund der ohnehin hohen Transaktionskosten wird ein Erlass oder eine Ermäßigung der Gebühren, zumindest für *Small Scale Projects*, empfohlen.

4.4 Zusätzlichkeit (**Additionality**) und Referenzfall (**Baseline**)

Um die ökologische Treffsicherheit eines Nationalen Projektes sicherzustellen, werden zwei eng miteinander verbundene Fragen gestellt: Erstens, ob das Projekt ohne nationale Emissionsreduktionszertifikate nicht durchgeführt worden wäre (*Additionality*), und zweitens, ob die THG-Emissionen niedriger als im Szenario ohne Projekt sind (*Baseline*). Die Beantwortung dieser Fragen kann bei NP in Anlehnung an die im JI und CDM vorgesehenen Verfahren erfolgen. Zwar könnten für NP genauso wie für JI *First Track*

auch eigene Regeln aufgestellt werden. Mit einer Orientierung an den JI bzw. CDM Zusätzlichkeits- und *Baseline*-Anforderungen ist neben Lerneffekten auch die Vereinbarkeit von NP mit dem Kyoto-Protokoll nicht nur rechtlich, sondern auch vom inhaltlichen Verständnis der projektbezogenen Mechanismen gegeben. Dies fördert die Glaubwürdigkeit von NP. Wenn Gutschriften aus NP in den EU-EH eingebracht werden sollen, müssen zudem die EU-Regeln für die Einbeziehung von JI und CDM Gutschriften beachtet werden. Hierunter fällt z. B. der Ausschluss von Atomkraft- und Senkenprojekten.

4.4.1 Zusätzlichkeit (*Additionality*) Nationaler Projekte

Die Prüfung der Zusätzlichkeit soll sicherstellen, dass nur solche Projekte nationale Emissionsreduktionszertifikate erlangen, die ohne das Instrument NP nicht durchgeführt worden wären. Andernfalls würden Emissionsreduktionen, die *Business-as-Usual* (BAU) sind, mit Gutschriften belohnt, ohne dass eine tatsächliche (zusätzliche) Reduktion der THG-Emissionen stattgefunden hätte. Dadurch käme es zu einer Erhöhung der im reglementierten System zugelassenen Gesamtemissionen (siehe Kapitel 7.1). Ein *Additionality*-Test soll derartiges Trittbrettfahrerverhalten (*Free Riding*) und damit eine schwerere Kyotozielerreichung ausschließen.²⁵

Die *Marrakesh Accords* sehen für CDM Projekte vor, dass die Zusätzlichkeit eines Projektes durch die *Baseline*-Aufstellung sichergestellt wird. Daneben gibt es eine Reihe separater *Additionality*-Tests. Da NP konzeptionell JI und CDM nahe stehen, kann auf Vorschläge zum Testen der *Additionality* von JI bzw. CDM Projekten zurückgegriffen werden. Die folgenden Ausführungen orientieren sich daher an den Ergebnissen des EU-Forschungsvorhabens PROBASE (Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003c, S. 1 ff. und 2003d, S. 137 ff.). Grundsätzlich lassen sich für NP sechs denkbare *Additionality*-Ansätze unterscheiden: (1) Umwelt-, (2) *Policy*-, (3) A-priori- und (4) Investitions-Zusätzlichkeit sowie (5) Barrieren- und (6) Emissionsbenchmarktest (*Emissions Benchmark Additionality Test*, EBAT).

Die Sicherstellung der Zusätzlichkeit eines NP hat zum Ziel, dass nur solche THG-Emissionsreduktionen nationale Emissionsreduktionszertifikate generieren können, die ohne das Projekt nicht realisiert worden wären. Das Hauptanliegen bei der Durchführung eines *Additionality*-Tests ist also die Prüfung der **Umwelt-Additionality**. Sie wird durch den Vergleich der Projektemissionen mit den Emissionen des Referenzfalls ermittelt. Damit hat sie zum Vorteil, eine quantitative Aussage zur Zusätzlichkeit eines

25 Eine Analyse der Wirkung der Ausgestaltung des CDM auf das Ausmaß von Trittbrettfahrerverhalten findet sich in Bernow et al. 2000.

Projektes treffen zu können. Da die Umwelt-*Additionality* über eine kontrafaktische *Baseline* ermittelt wird, besteht ein Unsicherheitsproblem (siehe Kapitel 4.4.2). Einen weiteren Unsicherheitsfaktor stellt das Auftreten von *Leakage* dar.

Der **Policy-Additionality-Test** soll feststellen, ob ein Projekt aufgrund bestehender Politiken und Maßnahmen ohnehin durchgeführt worden wäre. Ein Projekt kann mit diesem Test komplett von der Teilnahme als NP ausgeschlossen werden. Die Projektaktivität kann den *Policy-Additionality-Test* aber auch teilweise bestehen. In diesem Fall dient das Ergebnis dem Aufstellen einer geeigneten *Baseline*. Allerdings ist die *Policy Additionality* eines Projektes nur bei gesetzlichen Vorschriften eindeutig bestimmbar. Handelt es sich hingegen um einen *Policy-Mix* oder Politiken und Maßnahmen, die mit finanziellen Anreizen verbunden sind, ist eine Beurteilung schwierig. Kapitel 4.5 widmet sich daher der *Policy Additionality* von Nationalen Projekten in Deutschland ausführlich.

Eine weitere Möglichkeit des Feststellens der Zusätzlichkeit bietet das Konzept der **A-priori-Additionality**. Hier wird bestimmten Projekttypen vorab, d. h. ohne separaten *Additionality-Test*, die Zusätzlichkeit zuerkannt. Dadurch kann ein projekttypenspezifischer Anreiz gesetzt werden, der z. B. einen Technologie- oder Energieerzeugungswechsel stimulieren kann. Vorteilhaft ist, dass für den Projektentwickler nur geringe Transaktionskosten anfallen. Allerdings geht das Festlegen von denjenigen Projekttypen, die a priori zusätzlich sein sollen, mit staatlichen Transaktionskosten einher. Da NP die Reduktion von THG zum vorrangigen Ziel haben, sollte die staatliche Entscheidung zugunsten der *A-priori-Additionality* bestimmter Projekttypen klimapolitisch begründbar sein. Auch hier können Mitnahmeeffekten auftreten.

Die **Investitions-Additionality** soll prüfen, ob ein Projekt ohne den finanziellen Vorteil der Gutschriften nicht durchgeführt worden wäre (vgl. z. B. Langrock, Michaelowa und Greiner 2000). Dazu wird der *Net Present Value* (NPV) mit einem typischen Referenzfall am Markt bzw. der *Internal Rate of Return* (IRR) mit Kapitalmarktdaten verglichen. Solch ein Test ist ein hilfreiches Auswahlinstrument und wird als solches auch vom EB vorgeschlagen (EB 2004), ist aber als alleingültiger *Additionality-Test* aus mehreren Gründen nicht unproblematisch. So können die Investitionskriterien je nach Investor und Projektsituation unterschiedlich ausfallen. Außerdem sind die Finanzdaten eines Investors vertraulich. Aufgrund asymmetrischer Informationsverteilung besteht die Möglichkeit, Finanzdaten zu manipulieren (*Gaming*). Ist der Zertifikatepreis sehr niedrig, so hat der Erlös aus Zertifikaten einen sehr beschränkten Anteil an den Investitionskosten und somit nur geringe Aussagekraft für die *Investitions-Additionality*. Ein weiteres Problem der *Investitions-Additionality-Tests* ist die Gefahr, Anreize zu setzen, die ungünstige Standorte bzw. Projekte mit höheren THG-Grenzvermeidungskosten

begünstigen (vgl. Grubb, Vrolijk und Brack 1999, S. xxxix; Sugiyama und Michaelowa 2001). Damit würde die Kosteneffizienz des Instruments aufgegeben werden. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die bloße Rentabilität eines Projektes nicht seine tatsächliche Durchführung garantiert (vgl. Rentz 1998). Ein rentables Projekt ist nur dann *Business-as-Usual* (BAU) und somit von der Generation nationaler Zertifikate auszuschließen, wenn keine Markthindernisse bestehen.

Daher ist es empfehlenswert, bei Anwendung des Investitions-*Additionality*-Tests gleichzeitig einen **Barriertest** durchzuführen. Marktbarrieren können in Form von hohen Operations- und Unterhaltungskosten, schlechter Infrastruktur, Subventionen für Brennstoffe und Strom, Mangel an technischem Sachverstand und hohen Initialkosten auftreten. Weitere mögliche Hindernisse sind ein mangelhafter juristischer Rahmen, eine unwirksame Umsetzung der Umweltgesetzgebung und eine geringe Verbreitungsrate neuer Technologien. Die einzelnen Risiken bzw. Barrieren können für eine bessere Handhabbarkeit mit Risikofaktoren gewichtet werden. Dennoch bleibt der Barriertest qualitativer Natur und ist damit subjektiv. Zudem lässt es sich nicht leicht einschätzen, inwiefern Barrieren nur aufgrund von Zertifikaten überwunden werden können. Wenn eine Projektaktivität bisher nicht vorkommt, kann dieses ein Hinweis für die Existenz von Barrieren, die die Projektimplementierung verhindern, sein. Ein weiterer Hinweis wäre, ob andere privat finanzierte Projekte dieses Typs durchgeführt werden, wobei die Finanzierung aus staatlichen Quellen eingeschlossen ist. Der Barriertest sollte nicht als alleiniger *Additionality*-Test, sondern lediglich als Zweitkriterium in Kombination mit einem anderen *Additionality*-Test angewandt werden.

Eine weitere Alternative ist der **Emissionsbenchmarktest (*Emissions Benchmark Additionality Test*, EBAT)**. Der EBAT vergleicht die Projektemissionen mit einem Schwellenwert (*Threshold*). Zusätzlichkeit ist gegeben, wenn die THG-Emissionen geringer als die besten x % der derzeitigen oder vor kurzem installierten Anlagen des Sektors sind. Nachteilig ist, dass auch zusätzliche Projekte als *non-additional* herausgefiltert werden können und gleichzeitig kein hundertprozentiger Ausschluss von Trittbrettfahrern möglich ist. Auch sind nicht immer Daten für das Aufstellen eines *Benchmarks* verfügbar. Beim Aufstellen des *Benchmarks* besteht zudem Manipulationsgefahr (*Gaming*), nicht jedoch bei seiner Anwendung.

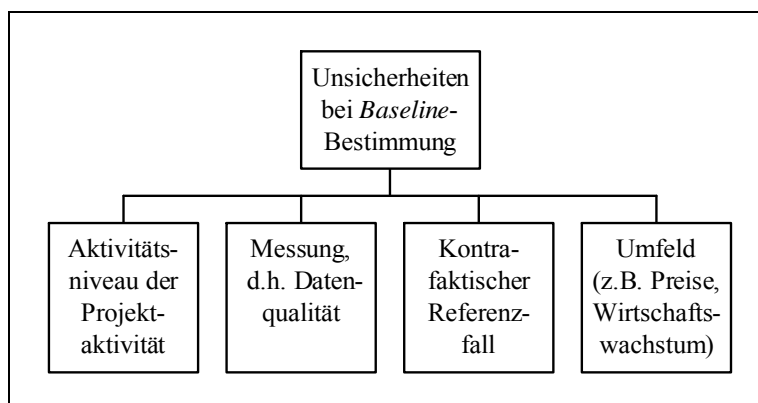
Der gewählte *Additionality*-Ansatz sollte nachweisen, dass ein Projekt – unabhängig von seiner möglichen Rentabilität – ohne die Vergabe nationaler Emissionsreduktionszertifikate nicht durchgeführt worden wäre. PROBACE schlägt drei denkbare *Additionality*-Ansätze für JI und CDM vor, die auch auf NP übertragbar sind: Erstens, eine projektspezifische *Baseline* in Kombination mit einem Barriertest; zweitens, eine Multi-Projekt-*Baseline* und, drittens, eine Multi-Projekt-*Baseline* (siehe Kapitel 4.4.2) in Kom-

ination mit einem Barrierentest (Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003e, S. 12). In den in dieser Untersuchung gewählten Fallbeispielen wird eine projektspezifische *Baseline* erstellt, ein *Policy-Additionality*-Test durchgeführt und die Wirtschaftlichkeit des Projekts ohne Zertifikate überprüft.

4.4.2 Referenzfallbestimmung (*Baseline*) Nationaler Projekte

Zur Bestimmung der Umwelt-*Additionality* eines Projektes werden die Projektemissionen mit denen eines kontrafaktischen Referenzfalls (*Baseline*) verglichen. Dabei wird der Referenzfall deswegen als kontrafaktisch bezeichnet, weil es aufgrund der Projektdurchführung nie möglich sein wird, seine Korrektheit nachzuweisen. Die Differenz aus Projektemissionen und der *Baseline* ergibt die zusätzliche Emissionsreduktion. Die Aufstellung des Referenzszenarios dient der Ermittlung der tatsächlichen Emissionsreduktionen eines Projektes. Sie läuft für alle projektbezogenen Mechanismen nach dem gleichen Prinzip ab. Daher ist eine gesonderte Untersuchung der *Baseline*-Problematik für NP nicht nötig: Das Aufstellen der *Baseline* kann sich ebenso wie die Frage der *Additionality* an den Empfehlungen für JI und CDM Projekte anlehnen. Aus diesem Grund werden hier nur einige allgemeine Anmerkungen gemacht, die bei der Aufstellung der *Baseline* berücksichtigt werden müssen. Für detailliertere Ausführungen sei auf die Untersuchungsergebnisse von PROBASE und anderen Arbeiten verwiesen (z. B. Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003d, World Bank 2004).

Da aufgrund der Durchführung des Projektes nicht bekannt ist, was ohne das Projekt passiert wäre, geht die *Baseline*-Aufstellung mit unvermeidbaren Unsicherheiten einher. Die Wahl der *Baseline*-Methode sollte bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Transaktionskosten die mit dem kontrafaktischen Charakter der Referenzsituation verbundene Unsicherheit begrenzen,. Abbildung 4 gibt einen Überblick über Quellen der Unsicherheit bei der *Baseline*-Bestimmung (Parkinson et al. 2001). So steht das Projektaktivitätsniveau vorab nicht sicher fest. Diese Unsicherheit ist leicht kontrollierbar durch die ex post Vergabe von Zertifikaten. Daneben treten Unsicherheit bei Messungen auf, wodurch die Datenqualität beeinflusst werden kann. Unsicherheiten sind auch durch Veränderungen im Umfeld der Projektaktivität gegeben. So sind Aussagen zum zukünftigen Wirtschaftswachstum, Energiebedarf, zur Preisentwicklung und zu zukünftigen gesetzlichen Vorschriften immer mit Unsicherheit behaftete Prognosen über die Entwicklung exogener Faktoren.

Abbildung 4: Unsicherheiten bei der Bestimmung des Referenzfalls (*Baseline*)

Quelle: Eigene Darstellung gemäß Parkinson et al. 2001

Die *Baseline* und die damit eng verbundene Projektgrenze kann projektspezifisch, sektorspezifisch oder mit Hilfe eines aggregierten BAU-Vergleichswerts (*Benchmark*) erfolgen (vgl. Grütter, Softe und Kinkhead 2003, S. 67 ff.). Eine Kombination dieser Ansätze bezeichnet man als hybride Methode. Während projektspezifische *Baselines* individuell von den Projektentwicklern aufgestellt werden, können bei den anderen Verfahren Schlüsselparameter vorgegeben werden (*Top-Down*). Durch solch eine Standardisierung von *Baseline*-Parametern (Multi-Projekt-*Baselines*) kann eine Manipulation der *Baseline* durch eine subjektive Auswahl bestimmter Annahmen und Daten ausgeschlossen und die Transaktionskosten der *Baseline*-Erstellung und Projekt-Validierung können verringert werden. Des Weiteren lassen sich damit die nationalen Politiken und Maßnahmen im Klimaschutz vorab einbeziehen. Auf diese Art und Weise könnte die separate Überprüfung der *Policy Additionality* vereinfacht oder ganz weggelassen werden (vgl. Kapitel 4.5). Durch eine sektorweite *top-down* Festlegung von *Baseline*-Parametern kann das Auftreten von *Leakage*, der Versuch der Manipulation (*Gaming*) und Trittbrettfahrerverhalten reduziert werden.

Eine Standardisierung der *Baseline*-Ermittlung, d. h. die Verwendung von Multi-Projekt-*Baselines*, kann durch einheitliche Prozeduren der *Baseline*-Aufstellung, standardisierte *Baseline*-Parameter und standardisierte *Baseline*-Emissionsfaktoren erreicht werden (Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003e, S. 14). Im Rahmen des EU-Forschungsprojektes PROBACE wurde zur Operationalisierung der *Baseline*-Prozedur ein internetbasiertes Instrument für JI und CDM entwickelt, das sich derzeit im Probestadium befindet (e-SERAM: *Web Based Smart Emission Reduction Estimation Manual*, siehe Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003a). Auch wurden im Rahmen mehrerer Fallstudien sektorspezifische *Baselines* entwickelt (siehe OECD und IEA 2000; Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003b). PROBACE schlägt vor, dass Standardisierungen nicht nur bei der Aufstellung von *Baselines* vorgenom-

men werden sollten, sondern u. a. auch für Projektgrenzen und *Leakage*-Faktoren (Foundation Joint Implementation Network (JIN) 2003e, S. 14). Allerdings gehen die Vorteile der Standardisierung mit einem zusätzlichen Aufwand für den Staat einher. Auch werden projektspezifische Daten vernachlässigt. Es ist denkbar, dass gerade bei NP projektspezifische *Baselines* für alle diejenigen Projekte sinnvoll sind, die völlig neue Bereiche erschließen und damit zu Innovationen im Klimaschutz beitragen. In anderen Fällen kann hingegen mit standardisierten *Baselines* gearbeitet werden. So sind in Appendix B zu den *Small Scale* Projekten verschiedene Faktoren der *Baseline* standardisiert worden (UNFCCC 2004a).

Eine *Baseline* kann als ein statisches oder aber als ein dynamisches Szenario angelegt werden. Bei einer statischen *Baseline* bleiben die ursprünglichen Bedingungen, Annahmen und Parameter konstant, wohingegen sie sich bei einem dynamischen Referenzszenario im Laufe der Zeit ändern. Diese Änderung kann vorab festgelegt werden, so dass für den Investor keine zusätzliche Unsicherheit entsteht. Eine dynamische *Baseline* dürfte i. d. R. eine akkuratere Beschreibung des *Business-as-Usual*-Szenarios (BAU) bieten. Eine weitere Überlegung ist, ob *Baseline*-Daten auf historischen oder für die Zukunft prognostizierten Daten basieren sollten. Bei Verfügbarkeit und Verlässlichkeit der Daten sollte die *Baseline* auf der zukünftigen Entwicklung basieren.

Das Problem der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des BAU-Szenarios kann durch die Wahl einer dynamischen *Baseline* gelöst werden. So kann bspw. im Gebäudebereich die jeweils gültige EnEV als *Baseline* angesetzt werden, so dass bei einer Veränderung der EnEV-Vorgaben sich auch die *Baseline* automatisch anpasst. Bei den NP wäre zudem denkbar, mit Beginn z. B. jeder neuen Verpflichtungsperiode die *Baseline* zu überprüfen und ggf. an eine Veränderung der *Policy*-Umgebung (z. B. Erweiterung des EU-EH) anzupassen. Es ist im Falle von NP sogar möglich, dass als Ergebnis solch einer Anpassung keine Zertifikate mehr generiert werden können und somit die Kreditierungsperiode frühzeitig ausläuft. Das damit verbundene Risiko der Investoren könnte im Fall der Erweiterung der EU-RL – ähnlich wie bei JI Projekten in EU-Beitrittsländern – durch die Ausgabe von *EU-Allowances* aufgefangen werden (siehe Kapitel 7).

Die Festlegung der Kreditierungsperiode eines Projektes (*Crediting Lifetime*) und die Wahl der *Baseline*-Variante hängen eng miteinander zusammen. Prinzipiell gibt es für NP keine Vorgaben zur *Crediting Lifetime*. Die Wahl kann also projektspezifisch je nach Referenzfall erfolgen (siehe auch Kapitel 4.2).

4.5 *Policy Additionality*

Um die *Policy Additionality* eines Nationalen Projekts feststellen zu können, muss geprüft werden, ob ein Projekt aufgrund von bestehenden Politiken und Maßnahmen ohnehin durchgeführt werden würde und somit die THG-Emissionsreduktionen nicht zusätzlich wären. Die Fragestellung zeigt, dass der Test der *Policy Additionality* sehr eng mit der Aufstellung der *Baseline* verbunden ist. Im Folgenden wird ein auf NP zugeschnittenes Prüfschema entworfen, das ins NP-PDD einbezogen werden kann. Dabei wird im ersten Schritt die Vereinbarkeit mit dem EU-EH sichergestellt. Dieser Prüfschritt ist auch dann notwendig, wenn keine Einbindung der Gutschriften in den EU-EH erfolgen soll. Der zweite Schritt prüft, ob eine Projektaktivität lediglich die im Inland geltenden Gesetze erfüllt. Während die ersten beiden Prüfschritte relativ leicht zu klären sind, stellt die im dritten Schritt notwendige Überprüfung der inländischen Fördermöglichkeiten – wie zinsverbilligte Kredite, Subventionen oder Steuererleichterungen – eine Herausforderung dar. In 4.6 wird unter Berücksichtigung der für NP wichtigsten Politiken und Maßnahmen der deutschen Klimapolitik eine Liste mit potenziellen Projekttypen erstellt.

4.5.1 Prüfschema für *Policy Additionality*

4.5.1.1 Beachtung der EU-Richtlinie zum Emissionsrechtehandel

Vom Start des EU-Emissionsrechtehandels (EU-EH) in 2005 ab müssen Projektaktivitäten von der Generierung nationaler Emissionsreduktionszertifikate ausgeschlossen werden, die zu **direkten Emissionsreduktionen in Anlagen** führen, **die zur Teilnahme am EU-EH verpflichtet sind** (Doppelzählungsproblem – Variante 1 in Geres 2003, S. 1 f.). Dieses Ausschlussprinzip zur Vermeidung von Doppelzahlungen direkter Emissionsminderungen gilt auch dann, wenn die Projektaktivität aufgrund eines *Opt-in* unter die EU-Richtlinie fällt. Wann immer einer Aktivität, Anlage oder einem Sektor EU-*Allowances* zugestanden wurden, können für dort erzielte Emissionsreduktionen keine nationalen Zertifikate aus NP erzeugt werden. Durch die EU-RL reglementierte Anlagenbetreiber können aber sehr wohl außerhalb der vom EU-EH betroffenen Systemgrenzen NP durchführen. Die erste Stufe des *Policy-Additionality*-Tests kann anhand einer Negativliste erfolgen, die durch Anhang I der EU-RL vorgegeben und durch die freiwilligen *Opt-ins* ergänzt wird. Diese Daten liegen der in Deutschland für den EU-EH verantwortlichen Instanz, der Deutschen Emissionshandelsstelle im UBA (DEHSt) vor, so dass sich derartige Doppelzahlungen einfach und sicher ausschließen lassen.

In einem zweiten Teilschritt muss geprüft werden, ob Projektaktivitäten zu **direkten Emissionsreduktionen** in Anlagen führen, die **in Zukunft zur Teilnahme am EU-EH**

verpflichtet werden. Solch eine Prüfung sollte bei Bekanntgabe von Änderungen bzw. zu Beginn jeder neuen EU-Verpflichtungsperiode vorgenommen werden, um auch Opt-in Anlagen zu erfassen. Die Verantwortung dafür könnte den unabhängigen Institutionen auferlegt werden. Dieser Prüfschritt kann analog zum Umgang mit JI Projekten in EU-Beitrittsländern erfolgen. Hier soll in Anlehnung an Geres (2003, S. 1 ff.) eine mögliche Vorgehensweise vorgestellt werden: Nationale Projekte in diesen zukünftig reglementierten Bereichen können nur bis zum Inkrafttreten der Erweiterung Emissionsreduktionszertifikate generieren. Damit wird verhindert, dass es zu einer Doppelzählung von Emissionsreduktionen kommt. Entweder wird die Kreditierungsperiode ex post beschränkt oder die *Baseline* für die betroffenen Projektkomponenten entsprechend angepasst. Eine entsprechende Entscheidung bewegt sich im Spannungsfeld von Investorsicherheit und Umweltintegrität. Die mit einer nachträglichen Veränderung der Quantität der generierten Zertifikate einhergehende Unsicherheit wird für die Projektträger allerdings dadurch beschränkt, dass nach dem vorzeitigen Ablauf des Anrechnungszeitraums bzw. der Anpassung der *Baseline* den dann unter dem EU-EH reglementierten Projektaktivitäten *EU-Allowances* zustehen. Steht die zukünftige Erweiterung heute schon rechtsverbindlich fest, kann bei Aufstellen der Kreditierungsperiode bzw. der *Baseline* ex ante die Erweiterung berücksichtigt werden. Es ist dann denkbar, dass über die Höhe der zukünftig zu vergebenden *Allowances* schon bei Projektabschluss eine Vereinbarung getroffen wird.

Des Weiteren kann die Reduktion von **indirekten Emissionen**, die häufig beim *Demand-Side-Management* anfallen, zu Emissionsrückgängen in Anlagen führen, die dem EU-EH unterliegen. Die Prüfung dieses Doppelzählungsproblems (siehe Kapitel 7.2) zählt ebenso zum *Policy-Additionality-Test*. *Demand-Side-Management*-Projekte (DSM-Projekte) zielen auf Einsparungen auf der Verbraucherseite ab – entweder durch Verhaltensänderungen oder durch Effizienzsteigerungen. Solche Einsparungen können z. B. beim Strom- oder Heizwärmeverbrauch erzielt werden (Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 284). Eng damit verbunden sind indirekte THG-Emissionen. Die mit DSM-Projekten verbundenen Emissionsreduktionen fallen nämlich i. d. R. nicht bei der Projektaktivität selbst sondern bei Versorgungsunternehmen an, werden aber durch die Projektaktivität verursacht. Wichtigstes Beispiel ist elektrische Energie: Wenn eine Projektaktivität zur Einsparung von Strom führt (verringertes Endverbrauch, z. B. durch die Installation von Energiesparlampen), fallen beim Projekt unverändert keine eigenen Emissionen an. Allerdings verursacht der verringerte Stromverbrauch, dass beim Stromproduzenten weniger Emissionen anfallen. Wie hoch die Verringerung der indirekten Emissionen ausfällt, ist von der Energiequelle und dem Effizienzgrad der Anlagen des Energieversorgungsunternehmens (EVU) abhängig (vgl. Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 43).

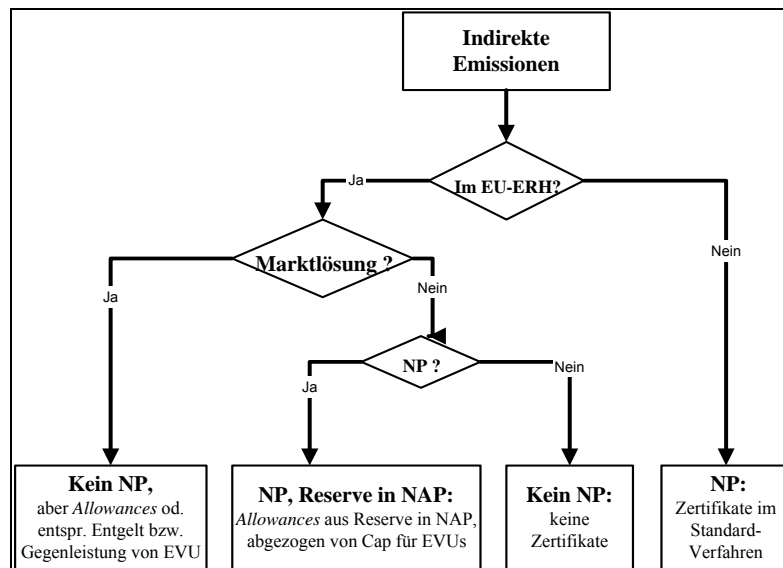
Sollen nun Projekte durchgeführt werden, die zur Verminderung indirekter THG-Emissionen führen, muss geprüft werden, ob die indirekte Emissionsreduktion bei Aktivitäten, Anlagen oder Sektoren auftritt, die dem EU-EH unterliegen. Ist dies der Fall, kommt es zu einem Doppelzählungsproblem (gemäß Geres 2003 Doppelzählungsproblem – Variante 2). Für solche indirekten Emissionsminderungen im Gültigkeitsbereich des EU-EH dürfen keine Emissionsreduktionszertifikate vergeben werden, da der Stromproduzent von der indirekten Minderung in Form von freiwerdenden EU-Zertifikaten profitiert. Eine zusätzliche Ausgabe von Gutschriften würde die Emissionsreduktion doppelt zählen, und somit zu einem Absinken der ökologischen Treffsicherheit führen.

Allerdings besteht die Möglichkeit, dass die Entwickler von NP mit ihrem Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Verhandlung treten. So könnte das EVU die bei ihm durch die EVU-externe Projektaktivität verursachten Emissionsreduktionen mit einem Transfer von EU-*Allowances* an den Träger des NP in entsprechender Höhe entgelten. Da die hier angesprochenen EVU einer im Rahmen des EU-Systems absoluten Emissionsobergrenze unterliegen, gefährden solche Markttransaktionen nicht die ökologische Treffsicherheit des Systems. Darüber hinaus werden bei privatwirtschaftlicher Abwicklung solcher Projektaktivitäten keine staatlichen Ressourcen in Anspruch genommen. In diesem Rahmen sind auch Energieeinsparprogramme von EVU oder aber von *Contracting*-Firmen vorstellbar, die auch das Einsparpotenzial kleiner Projekte durch Bündelung erschließen könnten. So könnten EVUs ihren Kunden Energiesparlampen kostenlos zur Verfügung stellen, in der Hoffnung, dass sie durch die bewirkten indirekten Emissionsreduktionen ihr EU-*Cap* erfüllen oder sogar überschüssige EU-*Allowances* am EU-EH verkaufen können.

Problematisch wird eine Marktregelung, wenn die indirekten Emissionsreduktionen bei mehr als einem Anlagenbetreiber anfallen. Es ist dann davon auszugehen, dass der Projektentwickler keine Emissionsrechte erhalten kann. Geres (2003, S. 2) schlägt zur Lösung dieses Problems vor, dass der Staat Minderungsgutschriften ausgibt, und beim nächsten Allokationsplan (NAP) zu Lasten aller EVUs abzieht. Diese Regelung kommt einem längerfristigen *Borrowing* gleich und wirkt damit einerseits der Erfüllung des Kyoto-Ziels der aktuellen Verpflichtungsperiode entgegen. Andererseits ist sie nicht im Sinne des EU-Systems, das *Borrowing* nur sehr eingeschränkt vorsieht. Außerdem tritt dabei ein *Timing*-Problem auf, da der nächste Nationale Allokationsplan immer anderthalb Jahre vor Beginn der zukünftigen Periode feststehen muss. Alternativ könnte eine derartige Sonderregelung so ausgestaltet werden, dass die Emissionsreduktionen *Allowances* aus einer im NAP vorgesehenen Reserve für NP mit indirekten Emissionen erhalten. Hierzu müsste der Staat abschätzen, wie hoch die Emissionsminderungen aus NP mit indirekten Emissionsreduktionen über die Allokationsperiode ausfallen und

diese Menge in den NAP einstellen (siehe hierzu Kapitel 7.3). Um eine Doppelzählung auszuschließen, muss diese Menge von der Emissionsobergrenze für Anlagenbetreiber, bei denen es zu solchen Doppelzählungen kommen kann, abgezogen werden. D. h., dass diese Reserve zu Lasten aller EVUs von deren zugestandenen Emissionsobergrenzen im NAP ex ante abgezogen werden müsste. Abbildung 5 fasst die angestellten Überlegungen in einem Entscheidungsbaum zusammen.

Abbildung 5: *Policy Additionality* von indirekten Emissionen



Quelle: Eigene Darstellung

Es können also nur solche *Demand-Side-Management*-Maßnahmen auf direktem Wege als NP durchgeführt werden, die zu keinen indirekten Emissionsminderungen in Aktivitäten, Anlagen und Sektoren führen, die vom EU-EH betroffen sind. In diesem Fall kommt es zu keinem Doppelzählungsproblem. Ohne die Einrichtung einer Reserve können *Demand-Side-Management*-Projekte nur bei eigener Strom- oder Wärmeenergieerzeugung oder bei Stromabnahme von Kleinkraftwerken (Anlagen unter 20 MW) als NP durchgeführt werden. Im ersten Fall – beispielsweise bei der Stromerzeugung mit einem Dieselgenerator – handelt es sich um keine indirekten Emissionen, denn die Energieerzeugung liegt dann innerhalb der Projektgrenze. So könnten beispielsweise Emissionsreduktionen aus Gebäudesanierungen v. a. dann nationale Zertifikate generieren, wenn es sich um Selbstversorger handelt. Dies dürfte insbesondere bei eigenen Öfen zur Wärmeenergieerzeugung zutreffen. Im zweiten Fall, der Energieversorgung aus kleinen Anlagen – wie z. B. kleinen BHKW – fallen die indirekten Emissionsreduktionen aus DSM-Projekten nicht unter die EU-RL, kämen also prinzipiell als NP in Frage. Allerdings müsste in diesem Fall noch eine weitere Frage beantwortet werden, und

zwar die nach der *Policy Additionality*, die z. B. wegen öffentlicher Fördermaßnahmen verletzt sein könnte.

4.5.1.2 Beachtung nationaler Vorschriften

Prüfschritt zwei stellt sicher, dass keine nationalen Emissionsreduktionszertifikate für die bloße Erfüllung gesetzlicher Vorschriften vergeben werden. D. h., dass Zertifikate aus NP nur dann generiert werden können, wenn die Emissionsreduktionen über das gesetzlich geforderte Maß hinausgehen. Die Prüfung der relevanten gesetzlichen Vorschriften ist auch für die Aufstellung der *Baseline* erforderlich.

4.5.1.3 Berücksichtigung nationaler Förderleistungen

Die konzeptionell schwierigste Stufe in der Bestimmung der *Policy Additionality* der Emissionsreduktionen eines NP ist die Beachtung der vielfältigen nationalen Förderinstrumente (z. B. EEG, KWKG, vergünstigte Kredite, Zuschüsse, Steuererlasse). Die öffentliche Förderung von Klimaschutzaktivitäten kann u. a. damit begründet werden, dass die mit solchen Aktivitäten einhergehenden positiven Externalitäten vergütet werden sollen. Dabei soll mit Maßnahmen wie Zuschüssen und Mindestpreisen das Marktversagen korrigiert werden, so sollen nach Möglichkeit die privaten Grenznutzen an die sozialen Grenznutzen angeglichen werden. Da die Monetarisierung der positiven externen Effekte jedoch konzeptionell äußerst schwierig ist, können die Zahlung von Subventionen und das Setzen ökonomischer Anreize nur gemäß dem Preis-Standard-Ansatz erfolgen. Denn aufgrund von Informationsdefiziten lässt sich keine Aussage darüber treffen, wann private und soziale Grenznutzen übereinstimmen, d. h. wie hoch das optimale Niveau öffentlicher Förderung ist. Die Entscheidung, wann eine Projektaktivität das Kriterium der *Policy Additionality* nicht mehr erfüllt, ist daher politischer Natur. Bei der Entscheidungsfindung ist zu beachten, dass Emissionsreduktionszertifikate lediglich die Zusatzkosten eines Klimaschutzprojektes abdecken sollen.

4.6 Potenzielle Projekttypen für Deutschland unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality*

Im Rahmen dieser Arbeit sollen in einem ersten Schritt Projekttypen und -aktivitäten, die unter Beachtung des Kriteriums der *Policy Additionality* als Nationale Projekte in Deutschland in Frage kommen, angegeben werden. Hierzu wurden die in Deutschland existierenden Politiken und Maßnahmen im Klimaschutz für die Treibhausgase CO₂ und CH₄ nach den UNFCCC-Instrumententypen für die nationale Berichterstattung systematisiert und unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* Nationaler Projekte analysiert. Untersucht wurden 227 Maßnahmen für CO₂ und 14 für CH₄ (siehe An-

hang 1). Länderspezifische Maßnahmen fanden nur für Baden-Württemberg Eingang in die Betrachtung. Aus diesem breiten *Policy-Mix* wurden die für die *Policy Additivity* NP für CO₂ und CH₄ wesentlichen klimapolitischen Instrumente identifiziert (graue Hinterlegung in den Tabellen in Anhang 1) und daraus potenzielle Projekttypen für Deutschland abgeleitet. Es wurde die konservative Annahme zugrunde gelegt, dass eine Kumulierbarkeit von Fördermöglichkeiten ausgeschlossen ist. Bei der Aufstellung der Projekttypenliste wurden – basierend auf einer zweiten Relevanzanalyse – das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) (Bundesregierung 2000a und Bundesregierung 2004), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) (Bundesregierung 2002b), die Energieeinsparverordnung (EnEV) (Bundesregierung 2001b), die Biomasseverordnung (BiomasseV) (Bundesregierung 2001a), die 1. BImSchV und der EU-Emissionsrechtehandel (EU-EH) (EU-Rat 2003) berücksichtigt. Darüber hinaus existieren eine Reihe weiterer Politiken und Maßnahmen, die bei projektspezifischen Überlegungen berücksichtigt werden müssen – wie z. B. Förderprogramme der Bundesländer oder Energiesparprogramme von Energieversorgungsunternehmen. Es ist zu berücksichtigen, dass die identifizierten Projekttypen nur vor dem Hintergrund der *Policy Additivity* identifiziert wurden, wohingegen ihr tatsächliches Vermeidungspotenzial an dieser Stelle der Untersuchung nicht berücksichtigt wurde. Diese Potenzialanalyse erfolgt in Kapitel 8.

Betrachtet wurden die Projekttypen Einsatz erneuerbarer Energien, Steigerung der Energieeffizienz, Kraft-Wärme-Kopplung, Verminderung von CH₄-Emissionen, Brennstoffwechsel und Energieeinsparungen im Gebäudebereich. Daneben gibt es weitere Projekttypen, die durch die Suchfunktion des Marktes erschlossen werden können, z. B. im Verkehrssektor, im Rahmen dieser Untersuchung aber nicht berücksichtigt werden konnten. In Tabelle 14 sind jeweils die Politiken und Maßnahmen aufgeführt, die den identifizierten Bereichen Grenzen setzen. Die Anzahl der generierbaren Zertifikate hängt beispielsweise im Fall der Gebäudesanierung von den durch die Sanierung erreichten Minderungen ab, die durch die Übererfüllung der in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgelegten maximalen Energieverbrauchswerte bewirkt werden. Allerdings muss die Reduktion indirekter Emissionen in vom EU-EH regulierten Anlagen berücksichtigt werden, um Doppelzählungen auszuschließen.²⁶ Weiterhin sollte bei Projekten zur Vermeidung von Methan überlegt werden, inwiefern eine indirekte Förderung über CO₂-Minderungsprogramme (z. B. EEG) einen ausreichenden Anreiz für die Projektaktivität bietet und daher eine Zertifikatengeneration über NP einer Doppelförderung gleichkäme.

26 Dies trifft beispielsweise auf den Projekttyp Wärme aus Feuerungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energien bis 20 MW zu.

Ein Beispiel für die sich wandelnde *Policy*-Umgebung ist das EEG. Im Juli 2004 wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz neugefasst, so dass die ursprüngliche Version der Projekttypentabelle angepasst werden musste. Für die Erneuerung von Wasserkraftanlagen wurde in der Neuauflage des EEG die Leistungsbeschränkung der bisherigen Fassung (EEG 2000) auf 5 MW aufgehoben. Es wird nach § 6 (2) EEG eine Vergütung für die der Erneuerung zuzurechnende zusätzliche Strommenge garantiert. Die *Policy Additivity* ist also nur noch für den Neubau von Wasserkraftanlagen gegeben. Ebenso wurde die Beschränkung der alten Fassung für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Anlagen mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW bzw. über 100 kW aufgehoben, sofern es sich um "Freiflächenanlagen" (so genannte *Stand-Alone*-Anlagen) handelt (also Anlagen, die nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung dienen). Insofern ist die *Policy Additivity* auch für diesen Projekttyp nicht mehr gegeben. Im Gegensatz hierzu findet sich in der Neufassung des EEG weiterhin eine Beschränkung für Strom aus Deponiegas- oder Klärgasanlagen, indem für größere Anlagen keine Angaben zur Vergütung gemacht werden. Deponiegasanlagen scheiden allerdings wegen nicht erfüllter *Policy Additivity* als Projekttyp aus, denn für sie schreibt die TA Siedlungsabfall (Bundesregierung 1993) auch für Altanlagen und unabhängig von der Anlagengröße die Fassung und Verwertung des anfallenden Gases vor (Abschnitt 10.6.5.2). So wird dort für Hausmülldeponien (aufgrund der organischen Substanz höchster Gasanfall) als Stand der Technik z. B. die Verbrennung mit Energienutzung in Feuerungsanlagen oder Verbrennungsmotoranlagen festgelegt. Eine Verbrennung ohne Energienutzung darf nur in begründeten Ausnahmefällen erfolgen (Abschnitt 11.2.1). Aus diesem Grund kommt Deponiegas auch nicht im Projekttyp CH₄ vor.

Die Vernachlässigung eines Bereiches, so z. B. des Verkehrssektors, und die Auslassung der anderen Treibhausgase, wie z. B. SF₆ und der PFKW, sind lediglich dem begrenzten Rahmen dieser Arbeit geschuldet. Letztendlich ist jedoch eine vollständige Tabelle möglicher Projekttypen und -aktivitäten für NP nicht notwendig, denn der besondere Reiz dieses umweltökonomischen Instruments liegt gerade in seiner Offenheit für jegliche Arten der Erbringung von zusätzlichen THG-Emissionsreduktionen (siehe Tabelle 14, Projekttyp: Weitere).

Neben dem Kriterium der *Policy Additivity* sollten auch andere wichtige Kriterien bei der Zulassung von Projektaktivitäten als NP herangezogen werden. Hierfür bietet sich beispielsweise ein *Sustainability*-Test an, der die ökologische, wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeit einer Projektaktivität überprüft. Eine Reduktion von THG-Emissionen ist kein automatisches Gütesiegel einer Projektaktivität in einer komplexen und von Wechselwirkungen geprägten Umwelt.

Tabelle 14: Policy Additionality potenzieller Projekttypen für NP in Deutschland

Typ	Projektaktivität
Nutzung erneuerbarer Energien	Von EEG-Vergütung ausgeschlossen, Obergrenze wegen EU-EH: <ul style="list-style-type: none"> • Neubau von Wasserkraftwerken mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW. • Strom aus Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung von 5 – 20 MW. • Klärgasnutzung zur Stromerzeugung für den Eigenverbrauch von Kläranlagen bis max. 20 MW. • Strom aus erneuerbaren Energien aus Anlagen, die zu über 25 % Deutschland oder einem Bundesland gehören. Installierte elektrische Leistung bei Feuerungsanlagen bis max. 20 MW. • Wärme aus Feuerungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energien bis 20 MW.
Energieeffizienz	Steigerung der Energieeffizienz in nicht vom EU-EH betroffenen Anlagen (v. a. Produktion). Feuerungsanlagen bis zu 20 MW (keine Obergrenze für Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen).
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung bis 20 MW. Keine Berücksichtigung von KWK-Strom, wenn gefördert durch EEG oder ggf. KWKG.
CH ₄	Auffangen/Verbrennen von Biomasse, Klär- und Grubengas (ohne Kapazitätsgrenze für CH ₄). Auch bei Verwendung in KWK.
Brennstoffwechsel	Umrüstung auf kohlenstoffärmere Brennstoffe in nicht vom EU-EH betroffenen Anlagen. Feuerungsanlagen bis zu 20 MW. V. a. Haushalte und KMU. Begrenzung aufgrund EU-EH, EnEV und evtl. anderer Förderprogramme.
Gebäude	Bereiche in denen die EnEV-Vorgaben für folgende Gebäude nicht gelten, bzw. die Grenzwerte als Obergrenze dienen (<i>Baseline</i>): ²⁷ <ul style="list-style-type: none"> • Modernisierung von Wohngebäuden • Neubau von Wohngebäuden • Energieeinsparungen durch Wärmeschutz und Anlagentechnik in Betriebsgebäuden zur Aufzucht oder Haltung von Tieren, Unterglasanlagen und Kulturräumen für Aufzucht, Vermehrung und Verkauf von Pflanzen sowie in unterirdischen Gebäuden.
Weitere	Alle Projektaktivitäten, die nicht durch den EU-EH, gesetzliche Vorschriften und Inanspruchnahme hoher gesetzlich initiiierter Förderung ausgeschlossen sind. Identifikation durch Suchfunktion des Marktes (z. B. im Verkehrssektor).

Quelle: Eigene Darstellung

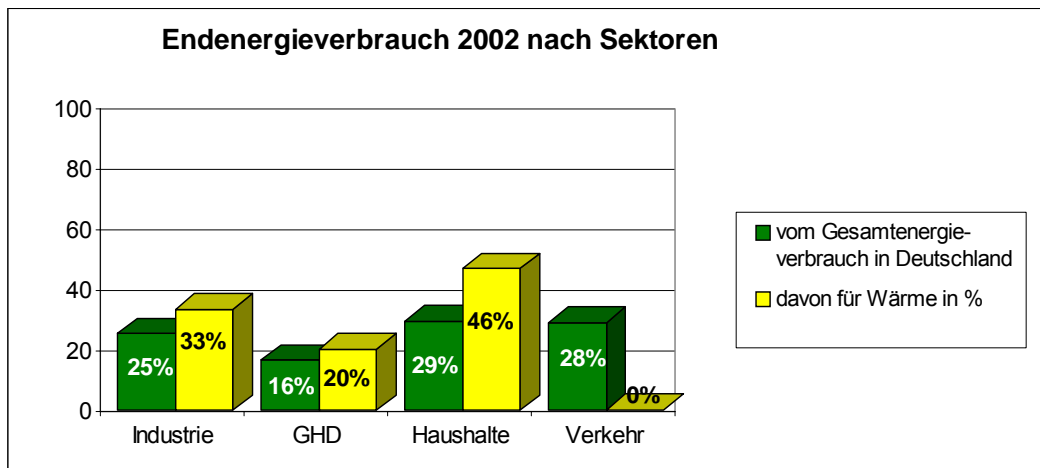
In den folgenden Kapiteln 5 und 6 werden zwei Fallbeispiele untersucht, die als NP in Frage kämen: das erste Beispiel fällt in den Bereich der Gebäudesanierung, während das zweite Beispiel sich der Wärmeversorgung durch erneuerbaren Energien widmet. Diese beiden Fallbeispiele sollen als Implementierungstest für das Instrument NP dienen und Hindernisse sowie Schwachstellen des Anerkennungsverfahrens für NP aufzeigen.

²⁷ Für die Wärmedämmung von Rohrleitungen und von nicht begehbaren obersten Geschossdecken räumt die EnEV neben einer Ausnahmeregelung für selbst genutzte Wohnungen Übergangsfristen bis zum 31. 12. 2006 ein. Da die Aufnahme NP in den EU-EH frühestens ab 2008 geregelt sein wird, ist kein Potenzial für anrechenbare Emissionsgutschriften gegeben. Ohnehin scheint fraglich, ob die Ausnutzung zugestandener kurzer Übergangsfristen nicht als reiner Mitnahmeeffekt zu betrachten wäre, der bei der Ausgestaltung des Instrumentariums unterbunden werden sollte.

5 Fallbeispiel I: Gebäudesanierung

Gebäude sind für einen wesentlichen Teil der CO₂-Emissionen im westlichen Europa verantwortlich. In ihrer Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden stellen das Europäische Parlament und der Rat fest, dass Gebäude für über 40 % des Endenergieverbrauchs in der Gemeinschaft verantwortlich sind. Zudem ist dieser Bereich am Expandieren, was seinen Energieverbrauch und somit auch die CO₂-Emissionen steigen lässt (EU-Parlament und EU-Rat 2002). In dieser Richtlinie wird daher die Steigerung der Energieeffizienz und damit verbunden die Steuerung der Energienachfrage als wesentlicher Bestandteil zur Erfüllung des im Kyoto-Protokoll eingegangenen Emissionsreduktionsziels angesehen. Für Deutschland sieht die Verteilung des Energieverbrauchs nicht anders aus. Abbildung 6 zeigt, wie viel Energie die einzelnen Sektoren in Deutschland im Jahr 2002 verbraucht haben. Mit einem Anteil von 29 % geht fast ein Drittel des Endenergieverbrauchs auf das Konto der Haushalte, dicht gefolgt von den Sektoren Verkehr und Industrie. Dies macht deutlich, dass unter Aspekten des Klimaschutzes dem Gebäudesektor mehr Beachtung geschenkt werden sollte (Kleemann et al. 2002, 2002). Ebenfalls aus der Abbildung ersichtlich ist, dass ca. die Hälfte dieser Energie für die Wärmeerzeugung benötigt wird.

Abbildung 6: Energie- und Wärmeverbrauch 2002 nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung (Daten von der Energiebilanzen AG)

Dabei könnten durch Sanierung des Bestandes je nach Gebäudetyp 30 – 80 % an Energie eingespart werden (Kleemann 2003, 2003). Der Gebäudesektor bietet damit immense Energieeinsparungspotenziale, die meist auf Grund der höheren Kosten für ökologisch wertvollere Maßnahmen nicht ausgenutzt werden. Wie sich aus Tabelle 20 entnehmen lässt, bietet der Gebäudebereich speziell bei der Sanierung von Altbestand eine Vielzahl an Energieeinsparpotenzialen, die mittels NP am Emissionshandel teil-

nahmeberechtigt sein könnten. Allerdings fordert die "Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden" der EU die Einführung von Rechts- und Verwaltungsvorschriften auf nationaler Ebene bis 2006, die dann bei der Prüfung der *Policy Additivity* (siehe Kapitel 4.5) berücksichtigt werden müssen (EU-Parlament und EU-Rat 2002, 2002).

Die Einführung von NP im Gebäudesektor könnte ein passendes Instrument sein, um durch zusätzliche Gewinne aus Emissionszertifikaten Sanierungsprojekte finanzierbar und somit realisierbar zu machen. Daher wurde ein Beispiel aus diesem Bereich näher untersucht, wobei aufgrund der höheren Minderungspotenziale besonders größere Sanierungsprojekte von Wohnungsbaugesellschaften als geeignet erschienen. Die Anzahl der Zertifikate hängt dabei von den durch die Sanierung erreichten Minderungen ab, die durch die Übererfüllung der in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgelegten maximalen Energieverbrauchswerte bewirkt werden. Die Vorgaben der EnEV könnten somit als *Baseline*-Szenario dienen, um die *Policy Additivity* von Sanierungsprojekten zu gewährleisten.

Anhand des hier gewählten Fallbeispiels soll die praktische Umsetzung von Nationalen Projekten im Gebäudesektor, speziell bei der Sanierung von schon bestehenden Wohngebäuden, untersucht werden. Dabei werden sowohl die wirtschaftlichen und technischen Energieeinsparpotenziale als auch die Schwierigkeiten bei deren Umsetzung bzw. Ausschöpfung erfasst und bewertet. Neben einer Beschreibung des Sanierungsprojekts, seiner Teilnehmer und Träger werden der Ausgangszustand sowie die Folgeaktivitäten vorgestellt. Zudem wird ein *Business-as-usual*-Szenario (BAU) als Referenz-Szenario erstellt, mit dem der Altzustand der Gebäude und Sanierungsvarianten auf unterschiedlichen energetischen Niveaus verglichen werden können.

5.1 Grundlagen der Gebäudesanierung

5.1.1 Energieeinsparpotenziale bei Gebäuden

Die Potenziale zur Vermeidung von CO₂-Emissionen im Bereich der Sanierung und Modernisierung von Häusern sind erheblich. Heute sind 80 % des Gebäudebestandes in Deutschland über 20 Jahre alt und somit praktisch zu den "energetischen Altbauten" zu zählen. Zudem sind nur wenige der in den 90er Jahren errichteten Häuser nach Maßstäben für Niedrigenergiehäuser oder dem Passivhausstandard gebaut worden. Mit dem technischen Fortschritt in der Bauwirtschaft und der Forschung speziell im Klimaschutz änderte sich der damalige Mangel an Energiesparbewusstsein beim Bau von Häusern über die Jahre grundlegend. Inzwischen sind mehr Möglichkeiten gegeben, den Bestand an Altbauten hochwertig zu sanieren und somit Energie und CO₂-

Emissionen einzusparen. Meist hindern die höheren Investitionen für energetisch sinnvolle Maßnahmen deren Realisierung (BINE 2004). Ein anderes Hemmnis stellt die geringe Bekanntheit vieler Maßnahmen dar. Oft wissen die Bauherren nicht, dass sie mit einfachen und oft auch nicht teureren Mitteln besser bauen bzw. Altbauten sanieren könnten. Um dieses so genannte *"no regret"*-Potenzial als Standard zu etablieren, wurden zahlreiche Förderprogramme und Informationsdienste, wie z. B. die KfW-Programme (siehe Kapitel 5.2.2.2) oder der BINE-Informationssdienst ins Leben gerufen. Sie und auch individuellere Programme, zu denen auch das EnSan-Projekt zu zählen ist, sollen den Bekanntheitsgrad umweltschonender Maßnahmen erhöhen, das Bewusstsein der Gesellschaft dahingehend verstärken und somit für mehr Marktdurchdringung sorgen.

5.1.2 Bauliche Maßnahmen

Von den rund 30 % des Energieverbrauchs in Deutschland, die auf das Konto der Haushalte gehen, hat neben der Beleuchtung und mechanischer Energie die Heizwärme den größten Anteil am Verbrauch. Unter Kosten-Nutzen-Aspekten wird oft die Wahl des besten Heizungssystems in den Vordergrund gestellt, dabei bieten Wärmeschutzmaßnahmen am Gebäude sowohl unter ökologischen als auch unter ökonomischen Gesichtspunkten die effizienteste Möglichkeit, den Heizwärmebedarf erheblich und dauerhaft zu reduzieren. Mit einer guten Dämmung der Gebäudehülle, über die die meisten Energieverluste zu verzeichnen sind, kann der Heizenergieverbrauch um bis zu 80 % gesenkt werden (Russ 2000).

Die **Gebäudehülle** setzt sich aus der Außenwand, den Fenstern, dem Dach bzw. der obersten Geschossdecke und der Kellerdecke zusammen. Einfaches Grundprinzip ist: Je besser die Hülle isoliert ist, desto geringer werden die Verluste an Wärme aus dem Innenraum und desto höher sind die Energieeinsparungen. Der wichtigste energie-technische Kennwert zur Beschreibung der Qualität einer Wärmedämmung ist der **Wärmedurchgangskoeffizient**, der so genannte U-Wert. Er gibt über die Transmissionswärmeverluste der einzelnen Bauteile der Gebäudehülle Auskunft und beschreibt, wie viel Wärme in Watt bei einem Temperaturunterschied von einem Kelvin zwischen Innen- und Außenwand je Quadratmeter durch ein Bauteil verloren geht (BINE 2003b, S. 4). Bei einer Sanierung sind **Wärmebrücken** nicht zu vernachlässigen, die insbesondere an Übergängen von Bauteilen aus unterschiedlichen Materialien und damit verschiedenen Wärmeleitfähigkeiten entstehen. Jede Wärmebrücke bildet eine Lücke im System, an der unnötige Wärmeverluste entstehen (BINE 2004). Ein gutes Beispiel hierfür ist der Anschluss vom Dach an die Außenwand. Er ist nur mittels spezieller baulicher Maßnahmen und nicht alleine mit Dämmmaterial und dessen Stärke abzudichten (BINE 2003a).

5.1.3 Technische Gebäudeausrüstung

Nachdem das Gebäude nach außen optimal gegen Wärmeverluste gedämmt ist, besteht der nächste Ansatzpunkt zur Reduktion des Energiebedarfs eines Gebäudes in der Wahl der **Heiztechnik**.

Der Wärmebedarf bei Gebäuden entsteht zum einen aus der Beheizung der Wohnräume und zum anderen aus der Bereitstellung von Warmwasser. Natürlich existieren für beide Bereiche verschiedene Einzelheizanlagen, aber auch Kombinationstechniken. Generell sind folgende Komponenten bei einer Erneuerung des Wärmebereitungssystems eines Gebäudes zu beachten:

- Heizwärmeerzeugung
- Warmwasserbereitstellung
- Solare Kollektoren für Raum- und Warmwasserwärme

Tabelle 15 gibt die verschiedenen verwendeten Beheizungsarten in Deutschland, auch nach alten und neuen Bundesländern gegliedert, für das Jahr 2002 wieder. Zusätzlich enthält sie eine Übersicht der dafür eingesetzten Energieträger. In Deutschland wird der Großteil der Wärme durch Heizöl und zunehmend Erdgas erzeugt, während Fernwärme und Strom nur zu einem geringen Teil genutzt werden. Noch weniger kommen alternative Heizverfahren auf Grundlage erneuerbarer Energien, wie solare Anlagen, zum Einsatz. Zu erklären ist dies durch die relativ hohen Investitionskosten. Die Nutzung von Kohle zur Wärmeerzeugung ist aus Wirtschaftlichkeitsgründen und aufgrund der hohen Schadstoffemissionen im Vergleich zu 1990 deutlich zurückgegangen und spielt daher kaum noch eine Rolle (Statistisches Bundesamt 2003).

In Tabelle 16 werden die CO₂-Emissionen der meistgenutzten Energieträger, bezogen auf die daraus gewonnene Endenergie dargestellt und prozentual mit dem Emissionswert von Heizöl verglichen. Daraus ersichtlich ist, dass Fernwärme die geringsten Emissionen in Bezug auf den Energieertrag aufweist und Erdgasheizungen den mit Heizöl befeuerten vorzuziehen sind. Insgesamt können alleine durch Brennstoffwechsel, verbunden mit einem Tausch von alten Ölkesseln zu Gasbrennwertkesseln bis zu 44 % an CO₂-Emissionen eingespart werden. Die in Deutschland zu beobachtende Tendenz zu mehr Erdgasbefuerung ist also durchaus positiv zu bewerten (DIW et al. 1999).

Tabelle 15: Beheizungsarten und Energieträger in Deutschland 2002

Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden nach überwiegender Beheizungs- und Energieart * in 1 000						
Gegenstand der Nachweisung	2002					
	Deutschland	in %	Früheres Bundesgebiet	in %	Neue Länder und Berlin-Ost	in %
Wohneinheiten insgesamt	35.127,7	100,00	28.589,8	100,00	6.537,9	100,00
davon mit Beheizungsart						
Block-/Zentralheizung	24.308,2	69,20	20.964,9	73,33	3.343,3	51,14
Fernheizung	4.804,7	13,68	2.712,4	9,49	2.092,3	32,00
Einzel- oder Mehrraumöfen	3.197,9	9,10	2.685,4	9,39	512,5	7,84
Etagenheizung	2.777,8	7,91	2.193,4	7,67	584,4	8,94
ohne Angabe	39,1	0,11	33,6	0,12	5,5	0,08
davon mit Energieart						
Gas	16.750,4	47,68	13.803,6	48,28	2.946,8	45,07
Heizöl	11.177,1	31,82	10.174,8	35,59	1.002,3	15,33
Fernwärme	4.804,7	13,68	2.712,4	9,49	2.092,3	32,00
Elektrizität (Strom)	1.440,4	4,10	1.316,6	4,61	123,8	1,89
Briketts, Braunkohle	451,6	1,29	137,0	0,48	314,5	4,81
Holz o. sonst. erneuerbare Energien	347,3	0,99	309,6	1,08	37,7	0,58
Koks, Steinkohle	117,1	0,33	102,0	0,36	15,1	0,23
ohne Angabe	39,1	0,11	33,6	0,12	5,5	0,08

* Ohne Wohnheime. Aktualisiert am 13. August 2003

Quelle: Eigene Darstellung (Werte aus Statistisches Bundesamt 2003)

Tabelle 16: CO₂-Emissionen der Energieträger

Energieträger	CO ₂ -Emissionen [kg/MWh Endenergie]	CO ₂ -Emissionen in % bezogen auf Heizöl
Heizöl	280	100
Erdgas	220	79
Fernwärme	178	64
Strom	350 – 1000	125 – 375

Quelle: Greenpeace und IG BAU 1999

Anmerkung: Werte aus der Landeseinheitlichen Emissionsfaktorentabelle des UBA weisen für Heizöl leicht einen Emissionsfaktor von 74 t CO₂/TJ bzw. 206 kg CO₂/MWh aus, da hier keinerlei Emissionen der Prozessvorketten berücksichtigt worden sind (UBA 2004).

Neben dem Ersatz der Heizung durch einen neuen Niedrigtemperaturheizkessel oder Brennwertkessel, oder einen Brennstoffwechsel bei der Erneuerung der Heizanlage kann auch die Installation eines **Blockheizkraftwerks (BHKW)** sinnvoll sein. Unter einem Blockheizkraftwerk wird eine kompakte Anlage verstanden, die gleichzeitig Wärme und Strom (= Kraft) erzeugt. Sie funktioniert auf Basis des Kraft-Wärme-

Kopplungs-Prinzips (KWK) ²⁸, wobei bei Kleinanlagen ein mit Brennstoff betriebener Motor einen Generator antreibt. Die durch diesen Stromerzeugungsprozess entstandene Abwärme im Kühlwasser und in den Abgasen kann für Heizzwecke genutzt werden. Im Vergleich zu herkömmlichen Kraftwerken, bei denen dieses Wärmepotenzial ungenutzt bleibt, kann durch KWK der Energienutzungsgrad des Gesamtprozesses deutlich erhöht werden. Diese bessere Ausnutzung wirkt sich positiv auf die CO₂-Emissionen aus, die um bis zu 30 % reduziert werden (BHKW-Info 2002).

BHKW sind insbesondere dann eine gute Alternative, wenn gleichzeitig Strom und Wärme benötigt wird und das BHKW möglichst nah am Endverbraucher installiert werden kann. Wirtschaftlich interessant wird der Betrieb einer Kombination von Niedrigtemperatur-Kessel (NT-Kessel) ²⁹ und BHKW in gut gedämmten Häusern mit einer höheren Anzahl von Wohnungen, die aus einer Zentrale beheizt werden. Dies trifft für einen Wohnhauskomplex, zu dem das Projektgebäude zu zählen ist, zu (BHKW-Info 2002).

Zur Wärmeerzeugung existieren zudem verschiedene Techniken, die auf der **Nutzung erneuerbarer Energien** beruhen. Zu erwähnen sind hier Biomasse- und Biogasanlagen, Erdwärmetauscher, Geothermische Anlagen, Wärmepumpen, Wärmetauscher, Solarthermische Anlagen, und Photovoltaikanlagen. Beim Projektgebäude finden keine dieser Techniken Anwendung.

5.2 Projektbeschreibung

5.2.1 Projektüberblick

Als Fallbeispiel wurde ein vom Bundeswirtschaftsministerium gefördertes Sanierungsprojekt gewählt, das über den durch die EnEV gesetzten Standard hinausgeht und in den Jahren 2000 und 2001 von der Volkswohnung GmbH Karlsruhe realisiert wurde. Ziel der Untersuchung war es zu prüfen, ob dieses Projekt mittels der Zertifikate als NP auch ohne Fördergelder des Bundeswirtschaftsministerium und die damit verbundene zukünftige Verpflichtung zur Datenerhebung und -bereitstellung über mehrere Jahre auf ein ökonomisch rentables Niveau gehoben hätte werden können. Beim Sanierungsprojekt handelt es sich um einen aus drei Wohnhäusern bestehenden Gebäude-

28 Definition KWK: "Die gleichzeitige Umwandlung von Energie in mechanische oder elektrische und thermische Energie unter Einhaltung bestimmter Qualitätskriterien hinsichtlich der Energieeffizienz" (EU-Parlament und EU-Rat 2002).

29 Definition NT-Kessel: "Heizkessel, die kontinuierlich mit einer Eintrittstemperatur von 35 – 40 % betrieben werden können und in denen es unter bestimmten Umständen zur Kondensation des in den Abgasen enthaltenen Wasserdampfes kommen kann" (Bundesregierung 1998§ 2 (7)).

komplex mit einer Wohnfläche von 9.832 m², verteilt auf 147 Wohnungen. Er wurde in Karlsruhe/Oberreut (Baden-Württemberg) in den Jahren 1970/71 errichtet und hat seitdem keine nennenswerten Neuerungsmaßnahmen erfahren, so dass im Zuge der Sanierung alle innerhalb der Systemgrenzen liegenden Bauteile einschließlich der Heizungsanlage berücksichtigt werden mussten. Dabei wurden zuerst Wärmedämmmaßnahmen durchgeführt, eine neue Lüftungstechnik eingebaut und in einem zweiten Schritt die Heizanlage erneuert und ergänzt. Ziel war eine Verringerung des Energieverbrauchs mit wirtschaftlich sinnvollen Gesamtkosten.

Da es sich bei der Erneuerung der Fassaden mit einer Verbesserung des Wärmeschutzes sowie dem Einbau einer vollständig modernisierten Lüftung um die Modernisierung bestehender Strukturen handelt, sind diese Maßnahmen gemäß dem Leitfaden zur Erstellung eines PDD den "Retrofit"-Projekten zuzuordnen. Zudem wurde das Heizsystem erneuert und durch ein Blockheizkraftwerk erweitert, welches die Energiebilanz auf Erzeugerseite erheblich aufwertet. Dieser Teil des Projekts zählt zu den "Brownfield"-Aktivitäten (BMU 2003, Band I).

5.2.1.1 Ausgangszustand des Projektgebäudes

Im Folgenden wird der Ausgangszustand der einzelnen Bauteile innerhalb der Systemgrenze des Gebäudes vor der baulichen Sanierung im Jahr 2000 beschrieben (EnSan 2002).

Gebäudetyp

Bei dem im Rahmen des EnSan-Projekts renovierten Gebäude handelt es sich um einen 12-geschossigen Wohnblock in der Goerdelerstraße, der mit zwei weiteren Wohnblöcken Teil eines Gebäudekomplexes ist. Im Projektgebäude befinden sich 147 Wohneinheiten, die von ca. 1000 Bewohnern genutzt werden und zusammen 9.832 m² so genannte begehbbare Fläche bieten.

Außenwände/Fassade

Die Außenwände bestanden aus 24 cm Ziegel, 2,5 cm Glaswolle und hinterlüfteter Eternit-Vorhangfassade. Der U-Wert lag bei 0,77 W/m²K.

Fenster

Die Fenster waren 2-Schalen-Verbundfenster mit Holzrahmen und einem U-Wert von 2,5 W/m²K. Vor den Fenstern waren teilweise Balkonbrüstungen, Holzschalungen und Hartstoffplatten angebracht, die mit einer dazwischen liegenden Wärmedämmschicht von 3,5 cm auf einen U-Wert von 1,1 W/m²K kamen.

Kellerdecke

Eine 12 cm dicke Betondecke mit Trittschalldämmung und 0,5 cm PVC-Bodenbelag bildete die Kellerdecke. Der U-Wert lag bei 1,08 W/m²K.

Dach

Das Flachdach bestand aus 12 cm Beton-Tragschale mit 4 cm Dämmung und einem U-Wert von 0,86 W/m²K.

Heizanlage und Warmwasserbereitung

Sowohl die Raumwärme als auch das Warmwasser wurde durch drei 30 Jahre alte Erdgaskessel mit einer Heizleistung von 2.800 kW dezentral geheizt. Bei der Heizanlage ist zu berücksichtigen, dass sowohl die alte Anlage als auch die neue gemeinsam von den drei Wohnblöcken genutzt wurde bzw. wird.

Lüftung

Die Bäder, Toiletten und Küchen wurden durch mechanische Entlüftungsanlagen mit frischer Luft versorgt, die von den Nutzern nicht geregelt werden konnten. Neben schallschutz- und brandschutztechnischen Mängeln erwies sich auch die Lufthygiene als ungenügend.

Insgesamt war die gesamte Gebäudehülle nach heutigen Maßstäben nur unzureichend gedämmt. Hinzu kamen Undichtigkeiten in den Fenster-Anschlussfugen und an den Eingangstüren. Die Fassadenverkleidung aus Asbestzementplatten erwies sich bei Regen als nicht mehr dicht.

5.2.1.2 Bauliche Maßnahmen

Im Rahmen der baulichen Sanierung im Jahr 2000 wurden alle Bauteile berücksichtigt. Angefangen wurde mit einer Erneuerung der vorgehängten Fassade, wobei eine zusätzliche Wärmedämmschicht von 16 cm angebracht wurde. Der so erreichte U-Wert beträgt 0,22 W/m²K und liegt damit deutlich unter den von der EnEV geforderten 0,40 W/m²K. Einen weiteren Ansatzpunkt bildeten die Kellerdecke und das Flachdach. Beiden wurde eine Wärmedämmung von 10 cm zugefügt, die bei der Kellerdecke den Wärmedurchgangskoeffizienten auf 0,32 W/m²K senkt, bei geforderten 0,50 W/m²K. Das Dach kommt nun auf einen Wert von 0,24 W/m²K, wobei gemäß EnEV hier nur 0,30 W/m²K nötig gewesen wären. Die teilweise undichten Fenster wurden durch neue mit Wärmeschutzverglasung und einem U-Wert von 1,3 W/m²K ersetzt und erfüllen nun den Standard für Niedrigenergiehäuser. Ergänzt wurde die Außenwandsanierung durch den Einbau von neuen Haustüren und Vordächern, sowie der Renovierung der Balkone inklusive der Balkonbrüstungen. Durch diese Maßnahmen konnten weitere

potenzielle energetisch ungünstige Wärmebrücken ausgeschaltet und vermieden werden.

Tabelle 17 stellt die je nach Sanierungsphase unterschiedlichen U-Werte der Bauteile gegenüber. Die Werte vor der Sanierung sind als Schwachstellen zu betrachten, die Werte nach Sanierung geben das realisierte und im Fall der Goerdelerstraße optimale bzw. energetisch und damit klimapolitisch Wünschenswertes wieder.

Tabelle 17: U-Werte der Bauteile nach und vor Sanierung

Bauteil	Fläche [m ²]	U-Wert <u>vor</u> Sanierung [W/m ² K]	U-Wert <u>nach</u> Sanierung [W/m ² K]
Wand	5.770	0,77	0,22
Fenster/ Balkon-Brüstung	1.270	1,1	1,1
Fenster	1.740	2,5	1,3
Flachdach	1.450	0,86	0,24
Kellerdecke	1.400	1,08	0,32

Quelle: Eigene Darstellung (Werte aus EnSan 2002)

Insgesamt wurde alleine durch die bauliche Sanierung der Brennstoffbedarf für die Bereitstellung des Endenergiebedarfs von vorher 1.789 MWh/a auf 1.069 MWh/a reduziert. Bei einem konstanten Bedarf an Brauchwasserwärme von 256 MWh/a sank der Wärmebedarf zur Beheizung der Räume aufgrund der besseren Isolierung von 1.190 auf 590 MWh/a (siehe Anhang 3). Dies schlägt sich im Heizkennwert, einem um Heizungs- und Verteilungsverluste und Warmwasserbedarf bereinigten und auf die zu beheizende Wohnfläche bezogenen Wert, nieder. Er konnte von 121 kWh/m² um 50 % auf 60 kWh/m² pro Jahr gesenkt werden.

Betrachtet man den Brennstoffbedarf, nach Einberechnung von 5 % für Verteilungsverluste und Verluste bei der Wärmeerzeugung im NT-Kessel, ergeben sich Einsparungen von 40 % im Vergleich zum durchschnittlichen Erdgasverbrauch über die letzten drei Jahre vor Beginn des Sanierungsprojekts (EnSan 2002). Tabelle 18 zeigt einen Überblick der beschriebenen Werte inklusive der prozentualen Minderungen bei den verschiedenen Prozessstufen zwischen dem Ausgangszustand und nach der Realisierung der Wärmedämmmaßnahmen.

Tabelle 18: Kennwerte des Wärmebedarfs vor und nach Sanierung

Auswirkungen der baulichen Sanierungsmaßnahmen				
Anzahl Wohneinheiten:		147	Fläche A _N : 9831 m ²	
Wärmebilanz	Einheit	Ausgangszustand	nach baul. Sanierung	Reduzierung
Brauchwasserbedarf	MWh _{th} /a	256	256	0%
Heizwärmebedarf	MWh _{th} /a	1.190	590	50%
Wärmebedarf gesamt	MWh_{th}/a	1.446	846	41%
Verteilungsverluste		5%	5%	40%
Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	1.521	909	
NT-Kesselwirkungsgrad		85	85	
Brennstoffeinsatz (abs.)	MWhPE/a	1.789	1.069	
Brennstoffeinsatz (spez.)	kWh _{th} /m ² a	182	109	
Heizkennzahl	kWh _{th} /m ² a	121	60	50%

Quelle: Eigene Darstellung (Werte aus EnSan 2002)

5.2.1.3 Maßnahmen an der technischen Gebäudeausrüstung

Die technische Gebäudeausrüstung (TGA) umfasst sowohl die Heizungsanlage als auch die Lüftung des Wohnblocks. Am Projekt in der Goerdelerstraße wurden die Erneuerungen und Änderungen an beiden Systembereichen nach Vollendung der baulichen Sanierungsmaßnahmen im Jahr 2001 durchgeführt. So konnten energetische Vergleichswerte aus den Perioden vor der Sanierung, nach der baulichen Sanierung und nach der baulichen Sanierung inkl. TGA-Maßnahmen erhoben werden.

Heizungstechnik

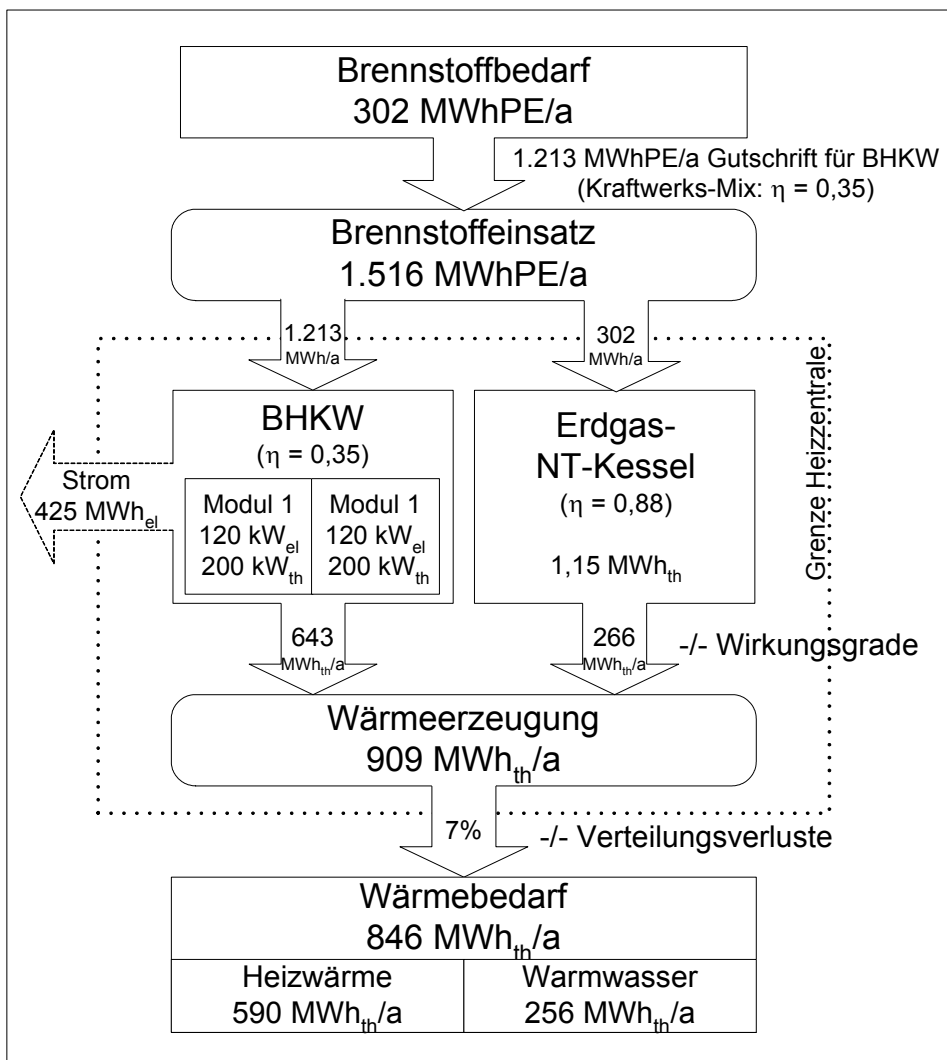
In der Heizzentrale für die Versorgung der drei Wohnblöcke wurden die drei 30 Jahre alten Erdgaskessel durch einen neuen Erdgas-Niedrigtemperatur-Kessel (NT-Kessel) mit einer Heizleistung von 1.150 kW_{th} und einem Wirkungsgrad von 88 % ersetzt. Für den Grundlastbetrieb wurde ein aus zwei Modulen bestehendes Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von je 120 kW_{el} und einer thermischen Leistung von 200 kW_{th} installiert. Zusammen stellen sie mit einer Heizleistung von 1.635 MWh_{th}/a ca. 71 % des Gesamtwärmebedarfs für die drei Wohnblöcke bereit. Zudem liefert das BHKW 1.080 MWh_{el} Strom pro Jahr, der direkt zum Eigenverbrauch der Wohngebäude genutzt oder in das Netz der Stadtwerke eingespeist werden kann. So kann er in Form einer Stromgutschrift der Stadtwerke angerechnet werden und zusätzliche Energieeinsparungen erbringen. Inklusiv der Heizleistung des NT-Kessels steht den 3 Wohnblöcken nun insgesamt 1.550 kW_{th} thermische Leistung zur Verfügung. Verglichen mit der Heizleistung der drei alten Erdgaskessel von 2.800 kW_{th} ergibt dies

eine Reduzierung um 45 %, die allein durch die Wärmeschutzmaßnahmen und die Optimierung der Anlage ermöglicht wurde.

Abbildung 7 stellt schematisch den Aufbau der neuen Heizanlage dar. Darin sind die für diese Arbeit relevanten, auf den EnSan-Block bezogenen Werte angegeben.

In den weiteren Ausführungen werden zur gesonderten Beurteilung des Energiebedarfs bzw. der Emissionsminderungen des EnSan-Wohnblocks mit 147 Wohneinheiten die Werte nach der Gesamtanzahl der Wohneinheiten des Gebäudekomplexes von 375 gemäß dem Faktor von 147:375 umgerechnet.

Abbildung 7: Heizsystem nach Sanierung mit Kessel und BHKW



Quelle: Eigene Darstellung

Die Umrechnungen auf das EnSan-Gebäude ergeben nach der baulichen Sanierung einen Wärmebedarf von 909 MWh/a, der vom NT-Kessel mit einem Brennstoffnutzungsgrad von 88 % durch einen Brennstoffeinsatz von 1.033 MWh/a gedeckt werden kann und gegenüber dem Ausgangszustand zu einer Reduzierung des Erdgasbezugs um 42 % führt. Nach Ergänzung des NT-Kessels durch das BHKW für den Grundlastbetrieb produziert dieses auf Vollast gefahren, 425 MWh_{el} Strom pro Jahr und stellt dabei 643 MWh_{th}/a Wärme zusätzlich zur Verfügung. Der noch verbleibende Wärmebedarf von 266 MWh/a wird durch den NT-Kessel erzeugt.

Für den vom BHKW erzeugten Strom kann eine Gutschrift der Stadtwerke in die Energiebilanz eingerechnet werden. Da der Wirkungsgrad des BHKW bei der Stromerzeugung genau dem mittleren Kraftwerkswirkungsgrad in Deutschland von $\eta=0,35$ entspricht, benötigt das BHKW genau soviel Brennstoff zur Herstellung des Stroms wie ein Elektrizitätswerk brauchen würde. Die Gutschrift beläuft sich daher auf dieselbe Menge an Brennstoff wie sie vom BHKW verbraucht wird. Der Brennstoffeinsatz von 1.213 MWh pro Jahr fällt so komplett aus der Endbilanzierung heraus. Daraus ergibt sich ein um 71 % zum Zustand nach baulicher Sanierung (inklusive NT-Kessel) und gegenüber dem Ausgangszustand um 83 % reduzierter Brennstoffbedarf für die Wärmebereitstellung (302 MWh/a). In folgender Tabelle werden die Auswirkungen der Erneuerung der Heizanlage mit und ohne Einsatz des BHKW dargestellt. Gleiches gilt natürlich auch für die bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen. Bei Verbrennung ein und derselben Brennstoffmenge würde bei identischem Wirkungsgrad dieselbe Menge an Emissionen entstehen (vgl. Kapitel 5.6).

Tabelle 19: Übersicht der Heizkennwerte mit und ohne BHKW

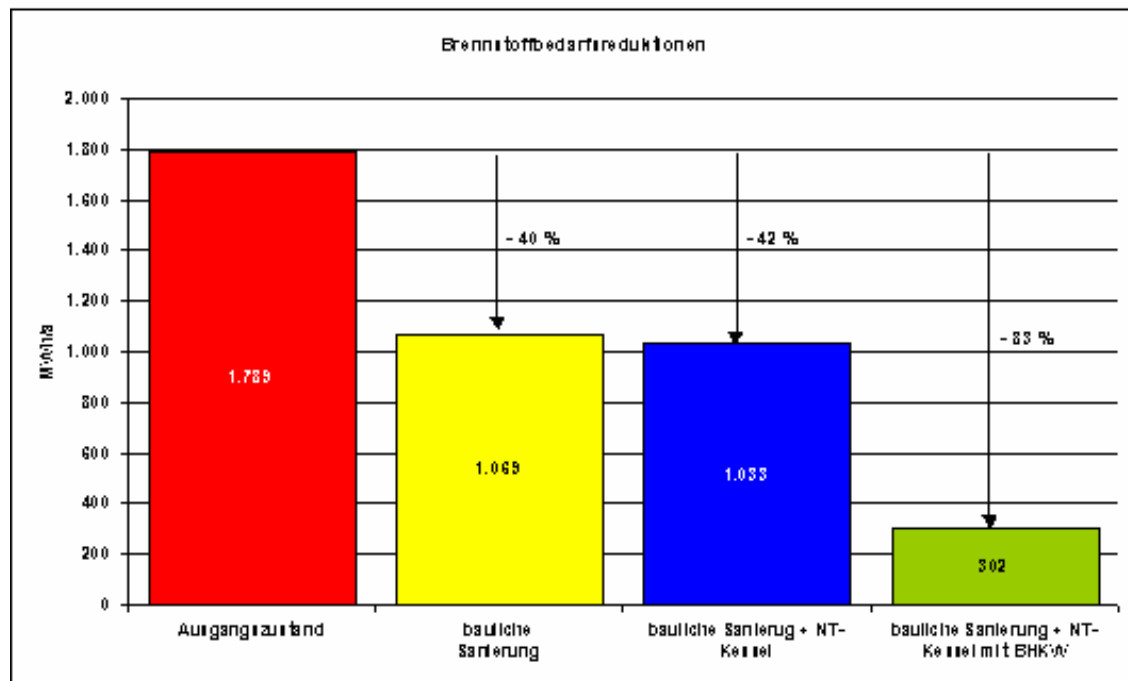
Auswirkungen der TGA-Maßnahmen nach baul. Sanierung				
Wirkungsgrad NT-Kessel $\eta_{th} = 0,88$		BHKW $\eta_{el} = 0,35$		
Heiztechnik		NT-Kessel	NT-Kessel + BHKW	
Wärmebedarf inkl. Verteilungsverluste	MWh_{th}/a	909	909	
Wärmeerzeugung	MWh_{th}/a	909	266	643
Stromerzeugung	MWh_{el}/a			425
Brennstoffeinsatz	MWh_{th}/a	1.033	302	1.213
Gutschrift für Stromerzeugung^(x)				-1.213
Brennstoffeinsatz gesamt	MWh_{th}/a	1.033	302	
Reduktion des Brennstoffbedarfs		71%		

^(x) η_{el} der Kraftwerke in Deutschland entspricht dem des BHKW

Quelle: Eigene Darstellung (Daten aus EnSan 2002)

Zur Veranschaulichung sind die Brennstoffreduktionen, ausgehend vom absoluten Brennstoffbedarf der Zustände der verschiedenen Sanierungsphasen, in folgender Grafik dargestellt.

Abbildung 8: Brennstoffeinsatz und Einsparungen nach Sanierungsphasen



Quelle: Eigene Darstellung (Daten aus EnSan 2002)

Messinstallationen

Mittels eines speziell installierten, über Sensoren gesteuerten Messprogramms können für die folgenden Jahre die reale Gesamtenergiebilanz der Heizzentrale und der Wohnblöcke, der Wirkungsgrad der Wärmeerzeugungsanlagen der beiden BHKW-Module und des Erdgas-NT-Kessels, sowie die Wärmeverluste bei der Heiz- und Warmwasserverteilung erfasst werden. Im Rahmen von NP sind hier allein der verbrauchte Brennstoff und die daraus berechneten CO₂-Emissionen relevant, die zum Nachweis der tatsächlichen Projektemissionen im *Monitoring* benötigt werden.

5.2.2 Policy Additionality

5.2.2.1 Energieeinsparverordnung

Um sicher zu stellen, dass zumindest ein gewisser Sanierungsstandard eingehalten wird, führte die Bundesregierung im Jahr 1978 die Wärmeschutzverordnung (WSchV) ein (Bundesregierung 1994). Mit zunehmendem Umweltbewusstsein und der Verbes-

serung der technischen Möglichkeiten wurden die Anforderungen in den vergangenen Jahren immer weiter verschärft. Seit Februar 2002 ist die Energieeinsparverordnung (EnEV) in Kraft getreten (Bundesregierung 2001b). Diese Verordnung ersetzt die bisher gültige WSchV und Heizungsanlagenverordnung (HeizAnIV) (Bundesregierung 1998), und enthält nicht nur Anweisungen zu energiesparendem Wärmeschutz, sondern bezieht auch eine energiesparende Anlagentechnik für Gebäude mit ein. Die Vorgaben der EnEV sind für NP im Gebäudebereich sowohl unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* als auch für die Aufstellung der *Baseline* relevant. Im Sinne der EnEV sind die in diesem Fallbeispiel seit ihrem Entstehen nicht mehr veränderten Wohngebäude den Gebäuden mit normalen Innentemperaturen zuzuordnen (Bundesregierung 2001b, §2 Nr. 1 und 2). Neben Änderungen am Gebäude unterliegen auch Nachrüstungen an heizungstechnischen Anlagen und Warmwasseranlagen dieser Verordnung (Bundesregierung 2001b, §8 und 9).

Mit der EnEV wurde eine neue Bezugsgröße, der Primärenergiebedarf³⁰, eingeführt. Er bezieht sowohl die zur Deckung des Jahresheizenergiebedarfs notwendige Energie mit ein, als auch die vorgelagerten Prozessketten außerhalb der Systemgrenze. Innerhalb der Systemgrenzen ist eine Verrechnung der verschiedenen Einflussfaktoren möglich. So verringern sich bei einer guten Dämmung des Gebäudes die erforderlichen Maßnahmen bei der Heizanlage und umgekehrt. Allerdings ist zum maximalen Primärenergiebedarf noch ein Maximalwert für die Wärmeverluste über die Außenhülle, der so genannte Transmissionswärmeverlust³¹ vorgegeben, der ebenfalls nicht überschritten werden darf. So soll vermieden werden, dass durch Einsatz einer hochwertigen Heizanlage die Wärmedämmung der Gebäudehülle vernachlässigt oder unterdimensioniert wird (VHB 2003).

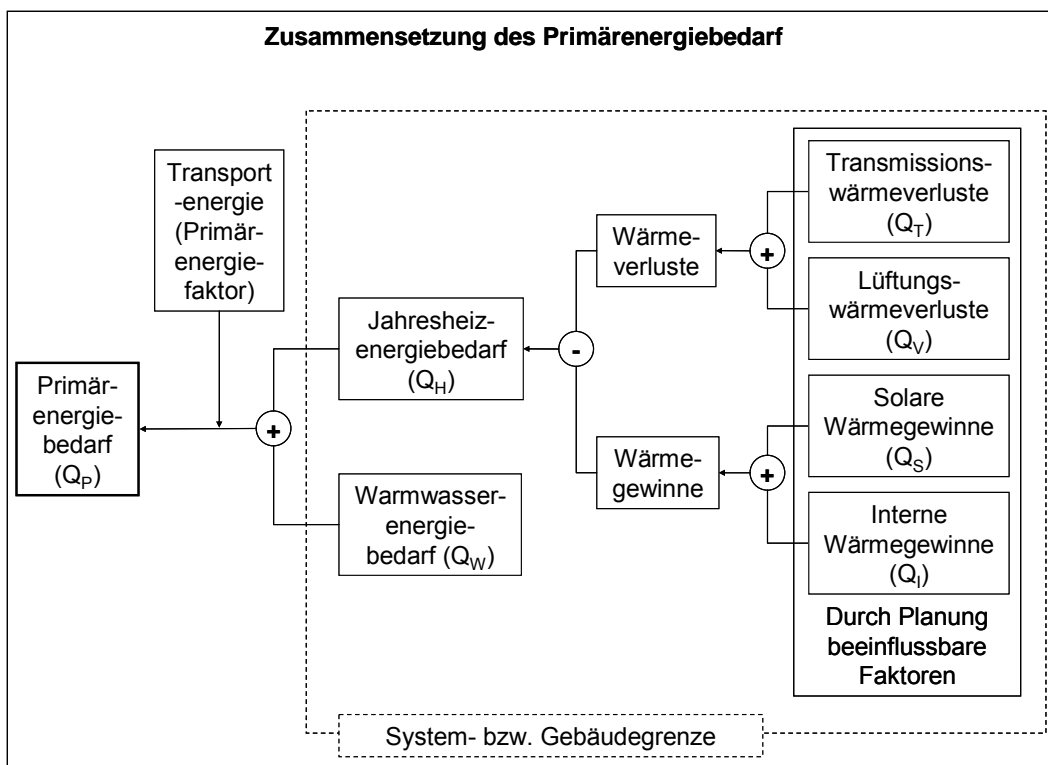
Abbildung 9 stellt grob die Zusammenhänge der verschiedenen Energiewerte dar und zeigt schematisch, wie sich diese nach dem vereinfachten Verfahren der EnEV berechnen lässt.

30 Definition Jahresprimärenergiebedarf: "Energienmenge, die zur Deckung des Jahresheizenergiebedarfs QH und des Trinkwasserwärmebedarfs QW (Bedarf und Aufwand der Anlagentechnik) benötigt wird unter Berücksichtigung der zusätzlichen Energiemenge, die durch vorgelagerte Prozessketten außerhalb der Systemgrenze "Gebäude" bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der jeweils eingesetzten Brennstoffe entstehen." DIN V 4701 2001, S. 7.

31 Definition Transmissionswärmeverluste: "Wärmestrom durch die Außenbauteile je Grad Kelvin Temperaturdifferenz. Es gilt: Je kleiner der Wert, umso besser ist die Dämmwirkung der Gebäudehülle. Durch zusätzlichen Bezug auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche liefert der Wert einen wichtigen Hinweis auf die Qualität des Wärmeschutzes." DIN V 4701 2001, S. 7.

Allerdings wird Grundlage der Berechnungen im Weiteren der Endenergiebedarf bzw. der Brennstoffbedarf sein, da dieser für die CO₂-Emissionen verantwortlich ist, die innerhalb der Systemgrenze anfallen.

Abbildung 9: Schema zur Ermittlung der Energiewerte



Quelle: Eigene Darstellung (nach Bundesregierung 2001b)

Zur besseren Vergleichbarkeit der Entwicklung des Energieverbrauchs der letzten Jahre wird in Tabelle 20 der WSchV zugrunde liegende Heizwärmebedarf³² bezogen auf die Nutzfläche als Kennwert verwendet. Dieser Heizkennwert ist am aussagekräftigsten, da er über einen längeren Zeitraum vorliegt und zudem der Hauptanteil an Energie im Bereich der Privathaushalte, nämlich ca. 75 %, für die Heizung benötigt wird. Definiert wird die Heizkennzahl über den Jahresverbrauch an Heizöl oder Erdgas (Heizwärmebedarf) bezogen auf die Quadratmeter beheizter Wohnfläche. Die Tabelle

32 Definition Heizwärmebedarf: "Wärme, die den beheizten Räumen zugeführt werden muss, um die innere Solltemperatur der beheizten Räume einzuhalten. Dies entspricht dem "Heizwärmebedarf" nach 3.1.4. der DIN V 4108-6, soweit dieser nicht mit einem aufgrund von Wärmerückgewinnung abgeminderten Lüftungswärmebedarf bestimmt wird. Soweit bei den Berechnungen nach DIN EN 832 oder DIN V 4108-6 eine Wärmerückgewinnung berücksichtigt wird, entspricht der Heizwärmebedarf nach der vorliegenden Vornorm der Summe aus dem Jahres-Heizwärmebedarf nach DIN V 4108-6 und QWR nach DIN V 4108-6 Gleichung 49" DIN V 4701 2001, S. 7.

zeigt eine Übersicht der verschiedenen Baustandards und die Auswirkungen der Einführung von Gesetzgebungen auf die Heizkennzahlen von Gebäuden.

Tabelle 20: Entwicklung der Baustandards mit Energiekennwerten

Bezeichnung	Baujahr	Gültigkeit	Heizkennzahl im Jahr [kWh/m ²]
Energiekennwerte verschiedener Baustandards			
Fachwerkhäuser	1800		407
Jahrhundertwende	1900		167
Zwanziger Jahre	1920		257
Fünfziger Jahre	1950		365
Sechziger Jahre	1960		326
Plattenbauten	1970		175
Verordnungen			
1. WSchVO 1977		1978 – 1983	150 – 220
2. WSchVO 1984		1984 – 1994	120 – 180
3. WSchVO 1995		1995 – 2002	54 – 100
Novell. WSchVO 1999		1999	38 – 70
EnEV 2002		seit 2002	abh. von Gebäude
Andere Baustandards und Durchschnittswert in Deutschland			
Niedrigenergiebauweise			30 – 65
Passivhäuser			0 – 20
Durchschnittl. Bestand in Deutschland 2001			220 – 280

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Becker 2002 und Kleemann et al. 2000, S. 42.

5.2.2.2 Förderprogramme für den Gebäudesektor

Neben dem Einsatz von Eigenmitteln kann ein Projektbetreiber in Deutschland eine Reihe von Förderprogrammen für Energieeinsparungen bei Wohngebäuden wahrnehmen. Zusätzlich zu diesen Bundesförderprogrammen bieten auch die einzelnen Bundesländer eigene Landesförderprogramme an. Tabelle 21 zeigt eine Übersicht über die für den Gebäudesektor existierenden Programme, sowohl auf Bundesebene als auch speziell für Baden-Württemberg. Dabei sind die für das Sanierungsprojekt der Volkswohnung in Frage kommenden Programme grau hervorgehoben.

Tabelle 21: Förderprogramme im Energiebereich für Wohngebäude

Bundesförderprogramme	Antragsberechtigte	Förderfähige Maßnahmen
Vor-Ort-Energiesparberatung bei Wohngebäuden	Ingenieure mit Fachkenntnissen	Beratung bei: baul. Wärmeschutz, Wärmeerzeugung und –verteilung, Warmwasserbereitung, Nutzung erneuerbarer Energien
KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung	Träger von Investitionen an selbst genutzten oder vermieteten Wohngebäuden	a) CO ₂ -Minderung und Energieeinsparung: <ul style="list-style-type: none"> • Wärmeschutz d. Gebäudeaußenhülle • Erneuerung der Heizungstechnik b) Nutzung erneuerbarer Energien c) Errichtung/Ersterwerb von KfW-Energiesparhäusern 60
KfW-CO ₂ -Gebäudesanierungs-Programm	Träger von Investitionen an selbst genutzten oder vermieteten Wohngebäuden erbaut vor 1978	Maßnahmenpakete zur energetischen Modernisierung
KfW-Wohnraum-Modernisierungsprogramm	Träger von Investitionen an selbst genutzten oder vermieteten Wohngebäuden	a) Modernisierung und Instandsetzung b) Verbesserung Wohnumfeld c) Rückbau von leer stehenden Gebäuden
Markteinführungsprogramm Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen	<ul style="list-style-type: none"> • Privatpersonen, Einkaufsgemeinschaften, gewerbl. Unternehmen, die Eigentümer, Pächter, Mieter oder Bauträger von Gebäuden sind. • keine Hersteller und Händler von Dämmstoffen 	Kauf von Wärme- und Schalldämmung aus nachwachsenden Rohstoffen (Positivliste-Dämmstoffe)
Wohneigentumsförderung mit Ökozulage	<ul style="list-style-type: none"> • Private Bauherren • Käufer selbst genutzter Immobilien 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbau einer verbrennungsmotorisch oder thermisch angetriebenen Wärmepumpenanlage • Neubau eines Niedrigenergiehauses
Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien	Privatpersonen und KMU	Errichtung von Solarkollektoranlagen, automatisch beschickten Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Anlagen zur Gewinnung und Nutzung von Biogas, Wasserkraftanlagen, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie, Photovoltaikanlagen, Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (KWK)
Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (indirekte Förderung)	Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	regelt Abnahme und Vergütung von Strom aus: Wasserkraft; Windkraft; Solarer Strahlungsenergie; Geothermie; • Deponiegas; Klärgas; Grubengas; Biomasse

Landesförderprogramme BaWü	Antragsberechtigte	Förderfähige Maßnahmen
Energieeinsparprogramm Altbau	Investitionen an selbst genutztem Wohnraum	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmeschutz der Gebäudeaußenhülle • Nutzung erneuerbarer Energien
Landeswohnraumförderungsprogramm 2003	Investitionen an vermieteten Wohngebäuden	a) Verminderung Heizenergieverbrauch: <ul style="list-style-type: none"> • Wärmeschutz d. Gebäudeaußenhülle • Nutzung erneuerbarer Energien, soweit Heizung betreffend b) Baul. Maßnahmen zur Modernisierung
EnergieHolz Baden-Württemberg	Waldbesitzer	<ul style="list-style-type: none"> • Erstmalige Erstellung von Energieerzeugungsanlagen • Innovative Maßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung (aus LgaBW 2003)

Das untersuchte Projekt wurde jedoch nicht von den hier aufgeführten Programmen gefördert, sondern erhielt im Rahmen eines Forschungsprogramms Zuschüsse vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). Dieses Programm nennt sich EnSan-Programm und hat nicht alleine die Förderung von Energiesparmaßnahmen bei der Gebäudesanierung zum Ziel, sondern untersucht vielmehr die Auswirkungen der Sanierung nach Fertigstellung aller Baumaßnahmen (EnSan 2002). Es wird im Folgenden vorgestellt.

5.2.2.3 EnSan-Programm und Finanzierung

Das Projekt wird im Rahmen des EnSan-Programms (Forschungsprogramm "Energetische Sanierung des Gebäudebestands") vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert. Fördergelder erhalten Forschungsprojekte zur Entwicklung und Verbesserung von Techniken, die den Energiebedarf reduzieren, die Energieeffizienz erhöhen, oder erneuerbare Energiequellen wirtschaftlicher machen (EnSan 2004).

Das energetische Niveau, welches in der EnEV gefordert wird, soll unterschritten und anhand der realisierten Modellvorhaben sollen innovative Energiesparttechnologien auf Praxistauglichkeit erprobt werden. Durch positive Erfahrungen und Nachahmungseffekte hofft man, die Markteinführung solcher Maßnahmen und Produkte zu unterstützen und so gleichzeitig zu einer höheren Rentabilität von Energiesparttechnologien beizutragen. Mittelfristig wird eine wirtschaftlich rentable Umsetzbarkeit auch ohne zusätzliche Fördermittel angestrebt.

Zusätzliche Pflichten entstehen dem Projektbetreiber in Form von einer zu erstellenden Dokumentation über die tatsächlichen Energieverbrauchswerte nach Fertigstellung der Sanierung. Ziel des Messprogramms mit seinen im Fallbeispiel mehr als 1.200 Senso-

ren ist, praktische Erfahrungen sowohl über den Nutzen der einzelnen Maßnahmen als auch über das Nutzerverhalten zu sammeln. Zur Erstellung einer detaillierten Energiebilanz für einzelne Wohnungen werden folgende Werte in 24 Wohneinheiten nach Fertigstellung der Sanierungsarbeiten erfasst:

- Wärmemenge pro Wohneinheit für Heizung
- Wärmemenge pro Wohneinheit für Warmwasser
- Stromverbrauch pro Wohneinheit
- Raumtemperatur, Luftfeuchtigkeit und Einstellungen der Lüftungselemente

Zudem werden alle Daten für die Gesamtenergiebilanz der Heizzentrale und des Gebäudekomplexes, sowie der Wirkungsgrad der Wärmeerzeugungsanlagen der BHKW-Module und der des Erdgas-NT-Kessels und die Wärmeverluste bei der Heiz- und Warmwasserverteilung erfasst (EnSan 2002). Nach Auswertung der erhobenen Daten können die tatsächlichen Energieeinsparungen im längerfristigen Betrieb ermittelt werden. Außerdem wird eine Beurteilung ermöglicht, die eine genaue Zuordnung der Einsparungen durch das BHKW und die anderen Modernisierungsmaßnahmen zulässt (EnSan 2002). Unterstützung bei der Umsetzung dieses Vorhabens erhält die Volkswohnung GmbH durch die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung Karlsruhe, das Planungsbüro ebök aus Tübingen und die Fachhochschule Karlsruhe (EnSan 2002).

Da die Ausgaben für das Messsystem und -programm zu 100 % vom BMWA gefördert werden und somit nicht in die realen Investitionen der Volkswohnung eingehen, werden sie bei der Rentabilitätsprüfung des Projekts in dieser Arbeit nur im Rahmen der Kosten für das *Monitoring* berücksichtigt. Da die Messungen erst in den nächsten Jahren realisiert werden, können die Auswirkungen bezüglich des Verhaltens der Mieter im Umgang mit den neuen Techniken in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden.

5.2.3 Einordnung zu *Small Scale* Projekten

Wie in Kapitel 2.1.2.1 beschrieben, existieren vereinfachte Verfahren und Anwendungen, falls für ein CDM Projekt nachgewiesen werden kann, dass es sich um ein *Small Scale* Projekt (SSP) handelt. Da im Rahmen des Fallbeispiels eindeutig Energieeinsparungen durch bessere Wärmedämmung und durch den Einbau einer effektiveren Heizanlage im Vordergrund stehen, wäre das Projekt dem zweiten Typ im Annex II, d. h. den Energieeffizienzprojekten, zuzuordnen (UNFCCC 2002c).

Anspruchsberechtigt für diese Kategorie sind Energieeffizienz-Projekte, die eine Energiereduktion auf Erzeuger- und/oder Verbraucherseite von unter 15 GWh Energie pro

Jahr im Vergleich zum *Business-as-usual* vorweisen können (BMU 2003; UNFCCC 2002c). Da das Gebäude in der Goerdelerstraße schon vor Projektbeginn nicht mehr als 1,79 GWh pro Jahr an Energie benötigt hat und somit niemals mehr als diese reduzieren kann, zählt es in dieser Kategorie eindeutig zu den SSP.

Im Appendix B zu den "vereinfachten Modalitäten und Prozeduren für SSP Aktivitäten" werden solche Typ II-Projekte für Gebäude in der Kategorie II E aufgeführt. Diese beschreibt die vereinfachten Verfahren für Energieeffizienz- und Brennstoffwechselmaßnahmen bei Gebäuden (UNFCCC 2004a). Bei der Ermittlung der *Baseline* sowie der Erstellung des PDD werden in dieser Arbeit deshalb die Ausführungen von Appendix B als Grundlage genommen.

Einbezogen werden Gebäude-Projekte, die hauptsächlich aus Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bestehen. Projekte, die im Wesentlichen auf der Erneuerung der Heizungsanlage verbunden mit einem Wechsel des Primärbrennstoffs beruhen, fallen in eine andere Kategorie. Zu den Maßnahmen zur Energieeffizienz zählen z. B. die Wärmeisolierung und die Optimierung der Anordnung der Ausstattung. Dabei kann es sich sowohl um einen Ersatz vorhandenen Materials als auch um eine Installation von neuen Anlagen handeln. Beim betrachteten Gebäude kommen beide Aspekte zum Tragen: Zum einen wurden die Außenhülle runderneuert und die alten Erdgaskessel durch einen neuen NT-Kessel ersetzt, zum anderen wurden eine Lüftungsanlage installiert und die Heizanlage durch ein BHKW ergänzt (EnSan 2002).

5.2.4 Systemgrenzen

Gemäß Appendix B ist der Gebäudekörper bzw. dessen Standort als Projektgrenze anzusetzen (UNFCCC 2004a). Dies entspricht dem in der EnEV als Systemgrenze vorgegebenen Bereich (Bundesregierung 2001b).

In Anlehnung an die Regelungen für CDM und JI Projekte wird die Systemgrenze dadurch definiert, dass sie alle zur Bestimmung der Projekt- und der *Baseline*-Emissionen relevanten Emissionsquellen erfasst. Zu berücksichtigen sind somit alle signifikanten, dem Projekt zurechenbaren und vom Projektbetreiber beeinflussbaren Emissionen. Laut Definition der *Organisation for Economic Cooperation and Development* (OECD) und der *International Energy Agency* (IEA) sind auch vor- und nachgelagerte Emissionsquellen, die z. B. durch den Transport oder die Entsorgung entstehen, zu beachten (OECD 2003). Allerdings wird diese weiterreichende Betrachtung nur für sinnvoll erachtet, wenn der Projektbetreiber maßgeblich Einfluss auf diese Emissionen außerhalb des Projektstandorts hat (BMU 2003, Band III, S. 4 und 27 ff.).

In Gebäuden ist gemäß dieser Definition die Heizanlage die einzige reale Emissionsquelle. In ihr wird Brennstoff verbrannt, um die zum Heizen und zur Warmwasserbereitung benötigte Energie zur Verfügung zu stellen. Allerdings setzen Sanierungsmaßnahmen immer bei der wärmetechnischen Isolierung der Außenhülle an, welche den Bedarf an Energie reduziert und so die Größe des zu wählenden Heizsystems mitbestimmt. Für Gebäudesanierungsprojekte bietet es sich also an, die Emissionen in Form des Energieverbrauchs zu bestimmen.

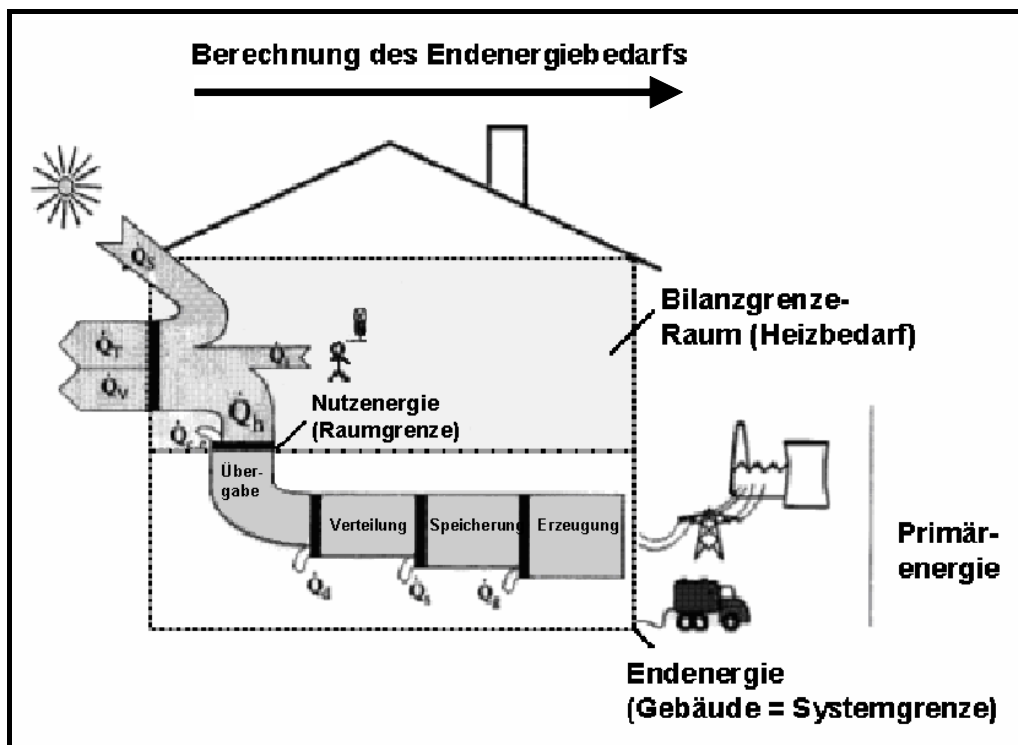
Die vereinfachten Verfahren für SSP legen die Systemgrenze deshalb nicht nur um die Heizanlage, sondern beziehen das gesamte Gebäude mit ein (UNFCCC 2004a). Dies entspricht auch der Systemgrenze im Sinne der EnEV. Grob beschrieben bildet sie die Außenhülle eines Gebäudes und verläuft genau dort, wo die Energieverluste zwischen beheizten und nicht beheizten Räumen bzw. Innen- und Außenseite entstehen. Im Detail setzt sie sich aus den Außenwänden inklusive der Fensterflächen, der Kellerdecken, dem Dach bzw. bei unbeheiztem Dachstuhl den obersten Geschossdecken zusammen (DIN V 4701 2001).

Den vor- und nachgelagerten Emissionen trägt die EnEV in ihrer Bewertung Rechnung, indem sie auf den Verbrauch der verschiedenen Energieträger den in Kapitel 5.1.1 näher erklärten Primärenergiefaktor aufschlägt. Zur Beurteilung der Emissionsminderungen im Sinne der SSP-Regelungen für Energieeinsparungen bei Gebäuden werden zur Vereinfachung allerdings nur die Einsparungen an der Systemgrenze gefordert. Diese entsprechen dem Endenergiebedarf, also der zur Herstellung des Gesamtwärmebedarfs benötigten Brennstoffmenge, die im Falle des Beispielprojekts vom Erdgaslieferanten bezogen wird (UNFCCC 2004a).

Die aus der DIN 4701 entnommene Abbildung 10 zeigt die Systemgrenzen (= Bilanzierungsraum) sowie die zur Berechnung des Energiebedarfs relevanten Faktoren.

Der Bilanzraum umfasst den für das *Baseline*-Szenario gemäß dem vereinfachten Verfahren zur EnEV berechneten Heizbedarf (vgl. dort Anhang 1). Hinzu kommen noch Verteilungsverluste an Leitungen und Leistungsverluste der Heizanlage. Die Endenergie gibt den unmittelbar an der Systemgrenze liegenden Brennstoffbedarf für die erforderliche Heiz- und Warmwasserwärme inklusive Verlusten wieder. Sie bildet im Folgenden die Basis zur Berechnung der Emissionen, da sie auch vom Energielieferanten in Rechnung gestellt wird.

Abbildung 10: Systemgrenzen unter wärmetechnischer Betrachtung



Quelle: Eigene Darstellung (nach DIN V 4701 2001, 10:02, S. 6)

5.2.5 Leakage

Leakages, d. h. Emissionsveränderungen außerhalb der Projektgrenzen, die auf die Projektaktivitäten zurückgeführt werden können (Betz, Schleich und Wartmann 2003), müssen bei SSP nur angegeben werden, wenn die Techniken zur Steigerung der Energieeffizienz aus Anlagen von anderen Aktivitäten bereit gestellt wird und somit nur zu indirekten Emissionen führen (UNFCCC 2004a). Im Falle des Beispielprojekts ist weder zu erwarten, dass die Bewohner in Zukunft mehr Strom verbrauchen werden, noch dass sie als Folge des Ein- und Umbaus der Heizungsanlage mehr heizen. Damit sind *Leakages* für dieses Projekt nicht relevant und müssen daher nicht in die Berechnungen der Emissionen einbezogen werden.

5.3 Bestimmung der *Additionality* und *Baseline*

5.3.1 *Additionality*

Ein Sanierungsprojekt, das die Vorgaben der Energieeinsparverordnung übererfüllt, bewirkt mehr Energie- und somit Emissionsminderungen als eine Sanierung des gleichen Objekts gemäß den gesetzlichen Regelungen bzw. ohne die Durchführung des

Projekts. Wird das Projekt nicht anderweitig gefördert, ist bei Übererfüllung der EnEV die *Policy Additionality* gewährleistet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich die gesetzlichen Vorgaben und damit auch die Einschätzung bezüglich der *Policy Additionality* ändern können.

Wenn sich über die Vorgaben in der EnEV hinausgehende Energieeinsparungen wirtschaftlich rechnen ("*no-regret*" Potenzial), dann ist ein solches Projekt nicht zusätzlich (Investitions-Zusätzlichkeit), es sei denn, es können entsprechende Investitionsbarrieren nachgewiesen werden. Im Falle des hier vorliegenden Beispiels kann aufgezeigt werden, dass das Sanierungsprojekt ohne weitere Förderung, z. B. durch Zertifikate aus NP, bei einer Diskontrate von 4 % einen negativen Kapitalwert von -88.220 € aufweist und somit nicht durchgeführt werden würde. Damit kann davon ausgegangen werden, dass das Zusätzlichkeitskriterium für die Anerkennung als NP erfüllt wird.

5.3.2 *Baseline*

Gemäß Annex II des "*Report of the seventh meeting of the executive board*" zählt das Beispielprojekt zum Typ II "*Energy efficiency improvement projects*" und nach Appendix B zur Kategorie E "*Energy efficiency and fuel switching measures for buildings*". Daher wird hier die *Baseline* nach den Vorgaben des Appendix B erstellt (UNFCCC 2004a).

Danach basiert die *Baseline*, als Vergleichsszenario zum Projekt, auf dem Energieverbrauch der bereits existierenden Gebäudeausstattung, die im Rahmen von "*Retrofit*"-Maßnahmen ersetzt wurde, sowie auf den Anlagen, die im Falle einer Neuausstattung, so genannte "*Brownfield*"-Maßnahmen, eingebaut worden wären (UNFCCC 2004a).

Um letztlich die entstehenden Emissionen festzustellen, werden die Energieverbrauchswerte mit den vom BMU vorgegebenen Umrechnungskoeffizienten für die verschiedenen Energieträger multipliziert (BMU 2003, Band III).

Von den in den *Marrakesh Accords* vorgeschlagenen drei *Baseline*-Optionen (siehe Kapitel 2.1.2) kommt für das Fallbeispiel die zweite Variante in Betracht, wie in den folgenden Ausführungen gezeigt wird.

Die erste *Baseline*-Option "Anfallende oder historische Emissionen" würde zwar die Situation "ohne Projektdurchführung" am besten beschreiben, da das Gebäude ohne Sanierung weiterhin denselben Energieverbrauch haben würde wie bei seiner Erbauung in den Jahren 1970/71. In Deutschland ist jedoch durch gesetzliche Vorschriften geregelt, bis wann bzw. nach welcher Zeit bestimmte Bauteile ersetzt oder erneuert

werden müssen. Da am Wohnblock nie nennenswerte Renovierungen durchgeführt wurden und für Gebäude ein Sanierungsrhythmus von ca. 30 Jahren angenommen wird, ist somit davon auszugehen, dass das Gebäude ohnehin hätte saniert werden müssen. Zu beurteilen bleibt nur das energetische Niveau, das durch die Sanierung erzielt wird.

Eine bessere Wärmeschutzdämmung ist in der Regel mit höheren Ausgaben verbunden, die sich nicht immer durch weitere Energieeinsparungen rechnen. Daher ist davon auszugehen, dass ein Eigentümer, der seine Ausgaben so gering wie möglich halten möchte, nur eine Sanierung nach gesetzlicher Vorschrift durchführen würde. Diese stellt also die "ökonomisch attraktivste Alternative" dar, was der zweiten *Baseline*-Option entspricht, und kann zum Aufstellen einer *Baseline* für ein Projekt herangezogen werden.

Die dritte *Baseline*-Option, eine Beurteilung der durchschnittlichen Emissionen ähnlicher Projektaktivitäten, die in den vorhergehenden fünf Jahren unter ähnlichen sozialen, ökonomischen, umweltbezogenen und technischen Bedingungen durchgeführt wurden und die ihrer Leistung nach zu den besten 20 % ihrer Anlagenkategorie gehören (Betz, Schleich und Wartmann 2003, S. 209), ist aufgrund der mangelhaften Datenverfügbarkeit schwierig.

Konstruktion des *Baseline*-Szenarios

Grundlegend bei Sanierungsmaßnahmen ist die EnEV (Bundesregierung 2001b), die vorgibt, welchen Maßstäben die einzelnen Bauteile nach der Sanierung genügen, und welche Anlagen ersetzt bzw. erneuert werden müssen. Da prinzipiell alle Gebäude von der EnEV betroffen sind und die Gebäudeeigentümer gesetzlich verpflichtet sind, diese zu erfüllen, eignet sich diese Verordnung gut als Grundlage zur Erstellung eines *Baseline*-Szenarios. Damit entspricht das *Baseline*-Szenario dem *Business-as-usual* in dem Sinne, dass es die in Deutschland gültigen Umweltvorschriften erfüllt.

Da es sich beim *Baseline*-Szenario im Vergleich zum Projekt nur um Maßnahmen auf einem anderen energetischen Niveau, aber an demselben Gebäude handelt, gelten für die *Baseline* dieselben **Systemgrenzen**, die im vorherigen Kapitel für das Projekt definiert worden sind. Innerhalb dieser Grenzen kommen auch für dieses Szenario eine Renovierung der Außenhülle unter Wärmeschutzaspekten und die Erneuerung der Heizanlage in Betracht (UNFCCC 2004a).

Für die **Wärmeschutzmaßnahmen** an der Außenhülle legt die EnEV die mindestens einzuhaltenden Wärmedurchgangskoeffizienten (vgl. Kapitel 5.1.2) für die einzelnen Bauteile fest. Bei den **Außenwänden** wird die wärmedämmende Wirkung von der

Wärmeleitfähigkeit des jeweils gewählten Materials sowie der Dicke der davon angebrachten Schicht beeinflusst. Beispielsweise haben 2 cm Dämmstoff denselben U-Wert wie 105 cm Beton bzw. führt die Verdopplung der Dämmstoffdicke nahezu zu einer Halbierung der Wärmeverluste (BINE 2004). Gemäß den in der EnEV im Anhang 3, Tabelle 1 genannten Höchstwerten der Wärmeleitkoeffizienten darf die Außenwand nach der Sanierung einen U-Wert von $0,45 \text{ W/m}^2\text{K}$ nicht überschreiten.

Ist der **Dachboden** nicht ausgebaut bzw. wird er nicht beheizt, so muss stattdessen die oberste Geschosdecke den Anforderungen der EnEV entsprechend gedämmt werden. Bei Gebäuden mit normalen Innentemperaturen liegt der Wärmedurchgangskoeffizient bei maximal $0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$. Für Flachdächer, wie das Projektgebäude eines hat, ist ein U-Wert von $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ vorgegeben.

Für die **Kellerdecke** und Wände gegen unbeheizte Räume oder Erdreich gilt ein U-Wert von $0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ als Obergrenze.

Ein weiterer Ansatzpunkt zur Reduzierung von Wärmeverlusten ist die Wahl der **Fenster**. Sie sind unter energietechnischer Betrachtung meist das schwächste Element einer Gebäudehülle. So führen undichte Fugen zu unkontrolliertem Luftwechsel und Einfachverglasungen zu unnötigem Aufheizen der Innenräume im Sommer oder zu Wärmeverlusten im Winter. Gefordert wird ein Maximalwert von $1,7 \text{ W/m}^2\text{K}$. Inzwischen existieren spezielle Wärmeschutzverglasungen, die je nach Bauart einen U-Wert von unter $1 \text{ W/m}^2\text{K}$ aufweisen. Solche Fenster bestehen aus zwei Scheiben, deren Zwischenraum zur Wärmeisolierung mit Edelgas aufgefüllt ist. Eine unsichtbare Edelmetallbeschichtung auf der inneren Scheibe sorgt dafür, dass die Wärmestrahlung nach innen reflektiert wird und so genannte solare Energiezugewinne (g-Wert) bringt. Im Sommer sollte, insbesondere bei nach Süden ausgerichteten Fenstern, eine Verschattung angebracht werden, die ein Aufheizen im Inneren verhindert und zusätzliche Energieverluste für Kühlung vermeidet (BINE 2003a).

Den auch nach Sanierung meist unvermeidlichen **Wärmebrücken** wird im vereinfachten Verfahren der EnEV Rechnung getragen, indem zu dem die Wärmeverluste über die Außenhülle wiedergebenden Transmissionswärmeverlust ein pauschaler Faktor von 0,05 aufgeschlagen wird.

Tabelle 22 gibt eine Übersicht über die nach EnEV mindestens erforderlichen Wärmedurchgangskoeffizienten der einzelnen Bauteile der Gebäudeaußenhülle, die die Grundlage für die Berechnungen der Energiekennwerte des *Baseline*-Szenarios bilden. Zudem werden die in etwa dafür benötigten Stärken der Dämmschichten aufgeführt.

Tabelle 22: Nach EnEV erforderliche Wärmedurchgangskoeffizienten

Bauteil	Maßnahme	Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) nach EnEV [W/m ² K]	Erforderliche Dämmschichtdicke
Wand	bei außenseitiger Erneuerung	0,35	ca. 8 – 10 cm
	bei raumseitiger Erneuerung	0,45	ca. 5 – 6 cm
Dach	Steildach, Dachboden, Dachschrägen	0,35	ca. 12 – 14 cm
	Flachdach	0,25	ca. 14 – 16 cm
Fenster und Türen	Ersatz Fenster	1,7	-
	Erneuerung Verglasung	1,5	-
	Ersatz Haustür	2,9	-
Kellerdecke/ Kellerwand	bei kellerseitiger Erneuerung	0,5	ca. 5 – 6 cm
	bei Außenseitiger Erneuerung	0,4	ca. 6 – 8 cm

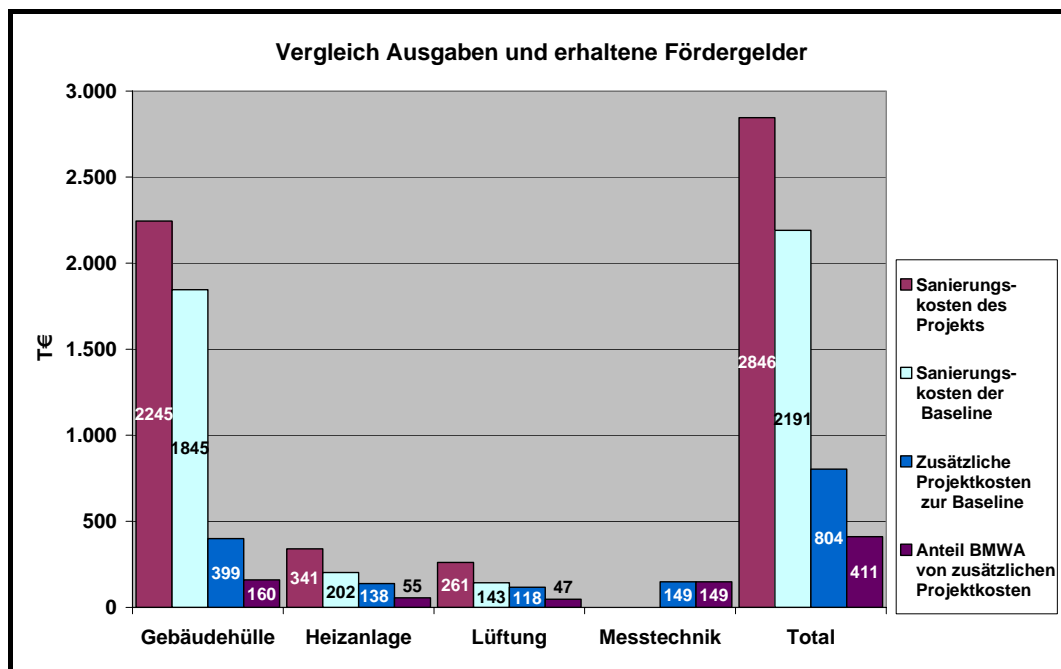
Quelle: Eigene Darstellung (Werte aus BINE 2003b und ; Bundesregierung 2001b)

Für die **Heizanlage** beruft sich die EnEV u. a. auf die seit 1998 gültige Heizungsanlagenverordnung. Sie schreibt den Einsatz besonders energiesparender Geräte vor. Demnach dürfen bei Erneuerungen nur noch Brennwert- und Niedertemperaturkessel eingebaut werden (Bundesregierung 1998). Da Brennwertkessel³³ in der Regel bessere Wirkungsgrade erzielen (teilweise über 100 %), aber teurer in der Anschaffung sind als NT-Kessel, bietet es sich an, einen NT-Kessel als *Baseline*-Variante bei der Erneuerung einer Heizanlage zu wählen. Der im Projektgebäude im Jahr 2001 eingebaute NT-Gaskessel, ohne Beachtung der Auswirkungen des BHKW, entspricht somit dem *Business-as-usual* und kann für das *Baseline*-Szenario verwendet werden. Als "*Business-as-usual*"-Szenario ist der Brennwertkessel somit momentan aufgrund seiner hohen Anschaffungskosten nicht geeignet. Geht man allerdings davon aus, dass die Klimaschutzpolitik in absehbarer Zeit weitere Verschärfungen der Vorschriften vornehmen wird und auch der Stand der Technik im Heizungsbereich fortschreiten wird, ist es denkbar, dass der BW-Kessel bei der Beantragung einer Verlängerung des Anrechnungszeitraums für das Projekt zur Anpassung der *Baseline* herangezogen werden müsste (vgl. nächstes Kapitel).

33 Definition Brennwertkessel: "Heizkessel, die für die Kondensation eines Großteils des in den Abgasen enthaltenen Wasserdampfs konstruiert sind" (Bundesregierung 1998, § 2 (8)).

Abbildung 11 stellt die Kosten für das EnSan-Projekt im Vergleich zum *Baseline*-Szenario, untergliedert nach den einzelnen Maßnahmenbereichen, dar. Zusätzlich werden hier auch die vom BMWA gegebenen Fördergelder abgebildet.

Abbildung 11: Ausgaben und die dafür erhaltenen Förderungen nach Maßnahmenbereichen



Quelle: Eigene Darstellung (Datenquelle EnSan 2002)

5.4 Wahl des Anrechnungszeitraums

Auch der Anrechnungszeitraum soll hier in Anlehnung an die für CDM gültigen Regelungen definiert werden. Daher kommen zwei Alternativen in Betracht – der statische und der dynamische Ansatz. Der statische sieht, bei gleich bleibender *Baseline*, zehn Jahre als Projektlaufzeit vor und ist nicht verlängerbar. Der dynamische Ansatz gibt sieben Jahre vor und darf nach Ablauf dieser Frist noch zweimal verlängert werden. Dabei muss der Projektbetreiber die Gültigkeit der *Baseline* jedes Mal erneut überprüfen und gegebenenfalls ändern und den neuen Bedingungen anpassen. Die neue *Baseline* muss von einer *Operational Entity* bestätigt werden (Betz, Schleich und Wartmann 2003).

Bezogen auf das Projekt wird bei Gebäuden von einer Haltwertzeit von ca. 30 Jahren ausgegangen. Allerdings kann diese Zeitspanne je nach Art und Zeitpunkt der Maßnahme variieren, so dass im Allgemeinen eine Kostenrechnung für die Wirtschaftlichkeit der Sanierung nicht eindeutig bestimmbar ist (EnSan 2002).

Begonnen wurde mit den baulichen Sanierungsarbeiten im Jahr 2000. Nach Fertigstellung dieser ersten Stufe wurde 2001 die Heizanlage erneuert und erweitert. Somit wären die CO₂-Emissionsminderungen durch die bauliche Sanierung schon ab 2001 gültig, während die Einsparungen durch die neue Heizung erst ab 2002 anzurechnen sind. Bei Existenz des Instruments NP wäre es daher sinnvoll, das Jahr 2002 als Projektstart für die Generierung von Zertifikaten zu beantragen. Da mit einer Einführung NP jedoch erst ab 2008 gerechnet werden kann, ist davon auszugehen, dass erst ab 2008 Zertifikate generiert werden könnten. Der Einfachheit halber wird im Folgenden dennoch das Startjahr 2003 zugrunde gelegt.

Zudem ist nicht vorhersehbar, ob und wann eine neue Gesetzgebung für an Gebäuden durchzuführende Sanierungsmaßnahmen erlassen wird. Gemäß Erhorn 2004 muss mit einer weiteren Verschärfung der EnEV schon recht bald (2006) gerechnet werden. Betroffen sein dürfte in erster Linie der Nicht-Wohnungsbau unter Einbeziehung des Elektrizitätsverbrauchs für Beleuchtung und Klimatisierung, wohingegen die zu erwartenden Verschärfungen im Wohnungsbaubereich moderat ausfallen dürften. Eine Verschärfung der EnEV könnte daher zur Folge haben, dass das Projekt gemessen an oben beschriebener *Baseline* eventuell nicht mehr das Kriterium der *Policy Additivity* erfüllen würde.

Zwei Faktoren sprechen gegen die Anwendung des **statischen Ansatzes**. Erstens hatten Verordnungen zur Energieeinsparung im Gebäudesektor bisher maximal zehn und minimal vier Jahre Gültigkeit und wurden unter energetischen Gesichtspunkten jedes Mal strenger (vgl. Tabelle 20). Zweitens schreibt die EU-RL über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden den Mitgliedstaaten eine Überprüfung der Anforderungen in regelmäßigen Zeitabständen unter fünf Jahren vor. Dabei sollen die bestehenden Anforderungen, falls erforderlich, aktualisiert und dem technischen Fortschritt in der Bauwirtschaft angepasst werden (EU-Parlament und EU-Rat 2002, Art. 4). Es ist also zu erwarten, dass die heute erstellte *Baseline* binnen eines Zehnjahreszeitraums nicht mehr dem Stand der Technik gerecht werden wird.

Der **dynamische Ansatz** gibt einen Kreditierungszeitraum von bis zu sieben Jahren vor, und kann maximal zweimal erneut beantragt werden. Er hat also eine maximale Dauer von 21 Jahren, was mit der Haltwertszeit von Gebäuden korrespondiert. Der zweite Vorteil ist, dass vor jeder Verlängerung geprüft wird, ob die ursprüngliche *Baseline* noch den Ansprüchen genügt. Falls ja, wird sie weiterhin als Bemessungsgrundlage verwendet, falls nein, ist sie entsprechend anzupassen (Betz, Schleich und Wartmann 2003). Eine durchaus wahrscheinliche Änderung der gesetzlichen Vorschriften innerhalb der nächsten Jahre wird so bei der Ermittlung der zusätzlichen Emissionen berücksichtigt.

In der Finanzierungsberechnung für dieses Projekt wird daher für die Abschätzung der Gewinne aus Emissionsreduktionen ein Anrechnungszeitraum von 7 bis 21 Jahren gewählt, während für die Investitionsrechnung ein Abschreibungszeitraum von 30 Jahren angenommen wird.

5.5 Wahl der *Monitoring*-Methode

Für *Retrofit*-Maßnahmen (vgl. Kapitel 5.2.1) gemäß den Vereinfachungen für *Small Scale Projects* (SSP) gilt, dass das *Monitoring* für Energieeffizienzprojekte bei Gebäuden nur aus folgenden Beiträgen besteht:

- (1) einer Dokumentation der Spezifikationen der ersetzten Anlagen und Ausrüstungen des Gebäudes,
- (2) der Messung des Energieverbrauchs des Gebäude vor und nach der Installation der ersetzten Anlage,
- (3) der Berechnung der Energieeinsparungen in Folge der Erneuerungsmaßnahmen (UNFCCC 2004a).

Bei "*Brownfield*"-Aktivitäten, d. h. dem Zubau von neuen Anlagen, fällt nur die Messung des Energieverbrauchs des Gebäudes an, sowie die Berechnung der Energieeinsparungen nach Einbau.

Generell bleibt es dem Projektbetreiber frei gestellt, ob er Angaben zu den technischen Transmissions- und den Verteilungsverlusten machen möchte, oder die Werte des Energienetzes nimmt, das das Gebäude versorgt (UNFCCC 2004a).

Für diese Arbeit wird die Angabe von Transmissions- und Verteilungsverlusten gewählt, weil diese Daten vorliegen und sie außerdem Grundlage für das Bewertungsverfahren nach der EnEV und damit wichtig für die Vergleichbarkeit mit dem *Baseline*-Szenario sind.

Die in der Vorlage zur Erstellung eines SSP-PDD geforderten, innerhalb der Systemgrenzen entstehenden Emissionen – bzw. bei Gebäuden die Energieverbrauchswerte – wurden für den Verbrauch vor Projektbeginn über den Zeitraum der letzten drei Jahre gemittelt und entsprechen somit dem tatsächlichen Bedarf an Brennstoff. Die Prognosen für die Energieeinsparungen nach der Realisierung des Projekts wurden über die durch die Wärmeschutzmaßnahmen erreichten U-Werte und die Leistungsmerkmale der neuen Heizanlage ermittelt. Für die Messung der in Zukunft anfallenden Daten kann das im Rahmen des EnSan-Programms installierte Messsystem verwendet werden, das energierelevante Werte registriert, sammelt und auswertet (EnSan 2002).

Da diese Aufzeichnungen die für die regelmäßig einzureichenden *Monitoring*-Berichte erforderlichen Daten übertreffen, genügt die Auswertung nur einiger relevanter Daten.

Die Werte für das *Baseline*-Szenario werden anhand der in Deutschland für den Gebäudesektor gültigen Vorschriften und der darin festgesetzten Mindestanforderungen an eine Sanierung berechnet. Sie geben die wahrscheinlich benötigten Bedarfswerte unter "*Business-as-usual*"-Bedingungen wieder. Die detaillierten Berechnungen sind in Anhang 3 zu finden.

5.6 Berechnung der Emissionsreduktionen

5.6.1 Berechnung der Projektemissionen

Grundlage für die Bestimmung der Emissionen eines Projekts ist das so genannte Aktivitätsniveau des Projekts. Handelt es sich um ein Energieeffizienzprojekt, das keine Energie produziert, sondern die Energienachfrage reduziert, entspricht das Aktivitätsniveau dem Energiebedarf nach Ausführung der Projektaktivitäten (BMU 2003, Band I). Dieser wird mit einem vom BMU herausgegebenen spezifischen Emissionsfaktor für den benötigten Energieträger mit der Einheit Tonnen CO₂-Äquivalente pro Terajoule multipliziert. Aus dem Produkt ergeben sich die Emissionen in CO₂-Äquivalenten:

$$CO_2 - \text{Emissionen} [tCO_2 / a] = \text{Brennstoffeinsatz} [TJ / a] \times \text{Emissionsfaktor} [tCO_2 / TJ]$$

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und das Umweltbundesamt geben einen Emissionsfaktor für die Berechnung der CO₂-Äquivalente für den Erdgas-H-Verbund von 56 t CO₂/TJ vor, welcher für alle folgenden Emissionsberechnungen verwendet wird (UBA 2004).

Die erste Phase des EnSan-Projekts, die bauliche Sanierung, fällt unter die Energieeffizienzprojekte, die die Energienachfrage senken. Insgesamt wurde hierbei der Brennstoffbedarf von 1.789 MWh/a um 40 % auf 1.069 MWh/a reduziert. Gemäß oben genannter Umrechnungsmethodik entspricht dies einer Emissionsminderung von 360,46 auf 215,42 Tonnen CO₂ pro Jahr. In der zweiten Sanierungsphase konnte durch den Austausch der drei Erdgaskessel durch einen NT-Kessel dieser Brennstoffbedarf auf 1.033 MWh/a reduziert werden. Dies entspricht CO₂-Emissionen in Höhe von 208,08 t CO₂/a und einer Reduzierung gegenüber dem Ausgangszustand um 42 %. Im Rahmen der Heizanlagenenerneuerung des Projekts wurde der NT-Kessel durch ein BHKW ergänzt, das neben der Produktion von Strom über die Abgase auch Wärme erzeugt. Bei Vollastbetrieb des BHKW wird mit einem Brennstoffeinsatz von 1.213 MWh/a nun 71 % der insgesamt benötigten Wärme vom BHKW bereitgestellt. Dies hat zur Folge, dass der NT-Kessel nur noch ca. ein Viertel des Gesamtwärmebedarfs

erzeugen muss. Für seine Befeuerung werden nun noch 302 MWh/a an Erdgas verbraucht, was 60,89 t CO₂/a an Emissionen (-83 % ggü. Ausgangszustand) entspricht.

Das BHKW dient hauptsächlich der Stromerzeugung, wobei die Wärme "nur" ein dabei entstehendes Abfallprodukt bzw. ein Kuppelprodukt ist (vgl. Betz, Schleich und Wartmann 2003). Der Strom, der zum Eigenverbrauch genutzt wird, muss so nicht von einem Elektrizitätswerk bezogen werden. Das BHKW erzeugt also Emissionen, mindert aber indirekt Emissionen außerhalb der Systemgrenzen. Da der mittlere Kraftwerkswirkungsgrad in Deutschland dem des BHKW von $\eta_{el} = 0,35$ entspricht, wird für die Stromerzeugung durch das BHKW genau soviel Brennstoff verbraucht wie bei einem herkömmlichen Stromerzeuger. Das Ganze entspricht also einem Nullsummenspiel, bei dem insgesamt weder Emissionen gemindert noch erhöht werden und somit auch keine zur Anrechnung kommen müssen.

Zur Beurteilung der durch das BHKW entstehenden Emissionen ist neben dem Abzug des zur Stromerzeugung verwendeten Brennstoffeinsatzes noch eine zweite Betrachtungsweise denkbar: Danach könnten die entstehenden Emissionen als direkte Emissionen beim Projekt und gleichermaßen als indirekte Emissionen für den Strombedarf des *Baseline*-Szenarios angerechnet werden. Da beide mit dem gleichen Wirkungsgrad erzeugt wurden, die direkten auf Seiten des Projekts durch das BHKW, die indirekten beim Elektrizitätswerk, würden sie sich beim Vergleich der beiden Szenarien aufheben.

Unten angeführte Tabellen zeigen zum einen eine Zusammenstellung der relevanten Werte zur Emissionsbestimmung für das Projekt vor Zubau des BHKW (Tabelle 23). Zum anderen werden in Tabelle 24 die direkten Emissionen und ihre Quellen nach Vollendung des Projekts mit Einsatz des BHKW dargestellt. Zudem werden die dadurch erzeugten Wärme- und Strommengen, mit den zugehörigen Wirkungsgraden angegeben. Der kumulierte Wert am Ende der Tabelle entspricht, bei Nicht-Verlängerung der Projektdauer, den erwarteten Emissionen der ersten Periode.

Tabelle 23: Aufstellung der jährlichen und kumulierten Emissionen vor Ergänzung durch das BHKW

CO ₂ -Emissionen des Projekts (ohne BHKW)					
Anrechnungszeitraum		2002	2003	... 2008	Total
Brennstoffeinsatz	MWh _{th} /a	1.033	1.033	1.033	7.231
Brennstoffeinsatz	TJ/a	3,72	3,72	3,72	26,01
CO ₂ -Emissionen	tCO ₂ /a	208,08	208,08	208,08	1.456,59

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 24: Aufstellung der jährlichen und kumulierten Emissionen nach Vervollständigung der Projektaktivitäten

CO ₂ -Emissionen des Projekts									
Anrechnungszeitraum				2002	2003	... 2008	Total		
NT-Kessel	Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	η = 0,88	266	266	266	1.862		
	Brennstoffeinsatz	MWh _{th} /a		302	302	302	2.114		
	CO ₂ -Emissionen	tCO ₂ /a		60,89	60,89	60,89	426,22		
BHKW	Stromerzeugung	MWh _{el} /a	η = 0,35	425	425	425	2.975		
	Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	η = 0,53	643	643	643	4.501		
	Brennstoffeinsatz	MWh/a		1.213	1.213	1.213	8.491		
	CO ₂ -Emissionen	tCO ₂ /a		244,34	244,34	244,34	1.710,38		
Summe der Gesamtemissionen				tCO ₂ /a		305,23	305,23	305,23	2.136,61
Gutschriften für Stromerzeugung									
Stadtwerte	Stromeinsparung	MWh _{el} /a	η = 0,35	425	425	425	2.975		
	Brennstoffeinsparung	MWh/a		1.213	1.213	1.213	8.491		
Nicht anzurechnende Emissionen				tCO ₂ /a		244,34	244,34	244,34	1.710,38
Projektmissionen				tCO ₂ /a		60,89	60,89	60,89	426,22

Quelle: Eigene Darstellung

5.6.2 Berechnung der *Baseline*-Emissionen

Die Berechnung der Energiekennwerte für das *Baseline*-Szenario wurde nach dem vereinfachten Verfahren der EnEV für Wohngebäude und dem damit verbundenen Rechenverfahren nach DIN V 4701-10 und DIN V 4108-6 ausgeführt. Das dazu erstellte Berechnungsblatt in Form einer Excel-Tabelle und deren Auswertungen sind als Anhang 3 angefügt.

Danach ergibt sich nach einer Sanierung gemäß den Vorschriften der EnEV eine Reduktion des Gesamtwärmebedarfs um 36 % von 1.446 MWh_{th} auf 924 MWh_{th} pro Jahr. Bei Erzeugung der Wärme mit den drei alten Erdgaskesseln mit einem Wirkungsgrad von 85 % würde das mit Einberechnung der Verteilungsverluste zu einem Brennstoffbedarf von 1.145 MWh_{th} führen. Die dabei entstehenden CO₂-Emissionen liegen bei 230,59 t CO₂ im Jahr. Wird zusätzlich zur baulichen Sanierung auch die Heizanlage durch einen neuen Erdgas-NT-Kessel ersetzt, kann der Brennstoffbedarf nochmals um 2 % auf 1.130 MWh_{th} gesenkt werden. Die CO₂-Emissionen des *Baseline*-Szenarios nach EnEV und HeizAnIV belaufen sich somit auf 227,53 t CO₂ pro Jahr. Aus Tabelle 25 sind die Bedarfswerte mit Verteilungs- und Heizverlusten und die daraus entstehenden CO₂-Emissionen für dieses Szenario mit NT-Kessel abzulesen.

Insgesamt zeigen diese Werte deutlich, dass tatsächlich nicht die Heizanlage, sondern eine mangelhafte Wärmedämmung den Hauptschwachpunkt bei Gebäuden darstellt.

Sanierungsprojekte, die die Außenhülle betreffen, können also einen bedeutenden Beitrag zur Emissionsminderung bewirken.

Tabelle 25: Übersicht der projektbezogenen CO₂-Emissionen und ihrer Entstehung

Emissionen der Baseline-Szenarien			
CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas ^(x) :		56	[tCO ₂ /TJ]
		alter Kessel	NT-Kessel
Wärmebedarf gesamt	MWh _{th} /a	924	924
Verteilungsverluste		5%	7%
Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	973	994
Kesselwirkungsgrad		85%	88%
Brennstoffeinsatz	MWh _{th} /a	1.145	1.130
	TJ/a	4,12	4,06
CO ₂ -Emissionen	tCO ₂ /a	230,59	227,53

^(x) Emissionsfaktor für Erdgas H Verbund nach BMU

Quelle: Eigene Darstellung

Die nächste Tabelle gibt die jährlichen Emissionen des *Baseline*-Szenarios wieder und zeigt deren Gesamtwerte für den Anrechnungszeitraum des Projekts für die ersten sieben Jahre.

Tabelle 26: CO₂-Emissionen des *Baseline*-Szenarios für den Anrechnungszeitraum

CO ₂ -Emissionen der Baseline-Szenarien							
Anrechnungszeitraum			2002	2003	... 2008	Total	
Baseline							
NT-Kessel η = 0,88	Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	994	994	994	6.958	
	Brennstoffeinsatz	MWh _{th} /a	1.130	1.130	1.130	7.910	
Baseline-CO ₂ -Emissionen			tCO ₂ /a	227,53	227,53	227,53	1.592,71

Quelle: Eigene Darstellung

5.6.3 Berechnung der Emissionsreduktionen

5.6.3.1 *Baseline*-Szenario versus Projekt ohne BHKW

Vergleicht man die CO₂-Emissionen des Projekts vor Zubau des BHKW mit dem *Baseline*-Szenario, bei dem die Wärmeerzeugung über einen NT-Kessel erfolgt, ergeben sich Minderungen von 9 % in Höhe von 19,45 Tonnen CO₂ pro Jahr. Hochgerechnet auf den angenommenen Anrechnungszeitraum von sieben Jahren ergibt sich eine Emissionsminderung von insgesamt 136,14 t CO₂. Tabelle 27 gibt eine Übersicht über diese Zahlen für die erste Anrechnungsphase als NP.

Tabelle 27: Berechnung der Emissionsminderungen vom Projekt ohne BHKW zur *Baseline*

CO ₂ -Emissionsminderungen					
<hr/>					
Anrechnungszeitraum		2002	2003	... 2008	Total
Baseline - Emissionen	tCO ₂ /a	227,53	227,53	227,53	1.592,74
Projektemissionen ohne BHKW	tCO ₂ /a	208,08	208,08	208,08	1.456,59
Emissionsminderungen	tCO₂/a	19,45	19,45	19,45	136,14

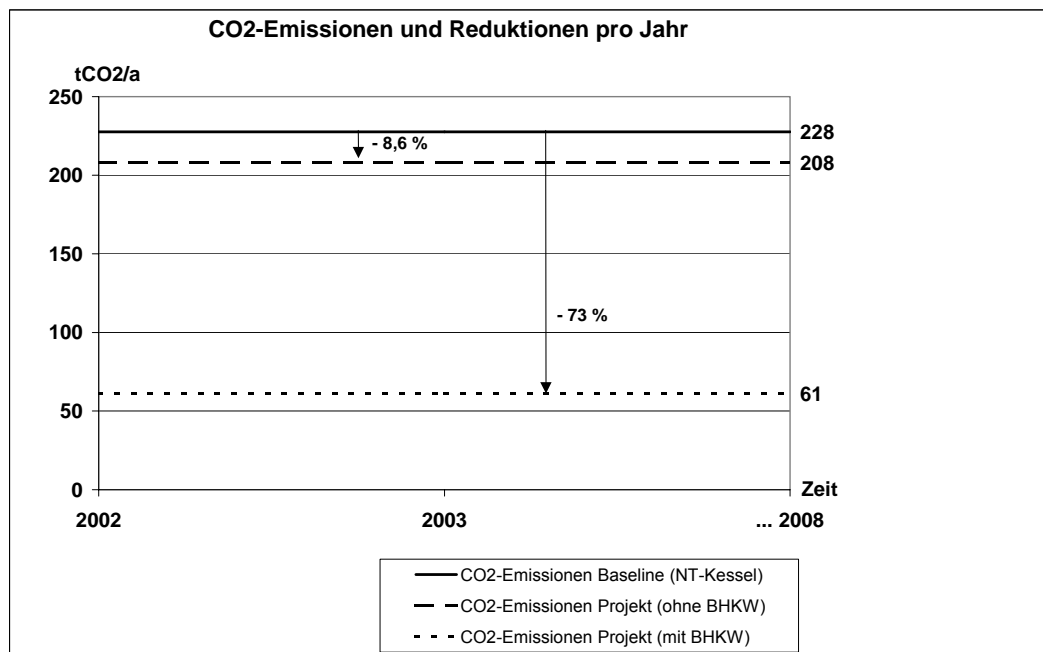
5.6.3.2 *Baseline*-Szenario versus Projekt mit BHKW

Gegenüber dem Projekt nach Zubau des BHKW belaufen sich die Emissionsminderungen auf 166,64 t CO₂/a, was einer Reduktion von 73 % entspricht. Kumuliert auf den Anrechnungszeitraum sind das 1.166,51 Tonnen CO₂-Einsparungen, die bis zum Jahr 2008 in Form von Zertifikaten vergütet werden könnten (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: Berechnung der Emissionsminderungen vom Projekt mit BHKW zur *Baseline*

CO ₂ -Emissionsminderungen					
<hr/>					
Anrechnungszeitraum		2002	2003	... 2008	Total
Baseline - Emissionen	tCO ₂ /a	227,53	227,53	227,53	1.592,74
Projektemissionen	tCO ₂ /a	60,89	60,89	60,89	426,23
Emissionsminderungen	tCO₂/a	166,64	166,64	166,64	1.166,51

Folgende Abbildung stellt die ermittelten Werte graphisch dar und zeigt die durch die bauliche Sanierung und die Erneuerung der Heizanlage erzielten Emissionsminderungen in Prozent.

Abbildung 12: Emissionsminderungen gegenüber *Baseline* (mit vs. ohne BHKW)

Quelle: Eigene Darstellung

5.7 Wirtschaftlichkeitsanalyse

5.7.1 Grundsätzliche Annahmen für die Analyse

Für die Prüfung, ob das Gebäudesanierungsprojekt für die Volkswohnung mit NP wirtschaftlich rentabel sein kann, werden als Grundlage für die gesamte Wirtschaftlichkeitsrechnung die Angaben zu Investitionen und den einzelnen Kostenposten für die Sanierungsphasen des EnSan-Berichts verwendet. Dabei ist zu beachten, dass alle baulichen Maßnahmen im Jahr 2000 durchgeführt wurden und daher auch ab diesem Jahr geltend gemacht werden, während die Maßnahmen an der TGA-Anlage erst ab dem Jahr 2001 in die Berechnungen mit einfließen.

Als Verfahren für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird die Kapitalwertmethode³⁴ angewandt (Wöhe 2000). Es werden alle Ein- und Auszahlungen, die mit der Investition zusammenhängen bis zum Ende der Nutzungsdauer mit einer aus den Annahmen der EnSan-Unterlagen hervorgehenden Annuitätenrate von 5,8 % auf das Entste-

34 Kapitalwert-Formel:
$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^n (E_t - A_t) \times (1+i)^{-t} + L_n (1+i)^{-n}$$
, wobei A₀ die Anfangsinvestition, E und A die Ein- und Auszahlungen, n der Abschreibungszeitraum, t die betrachtete Periode und L den Liquidationserlös darstellen Wöhe 2000.

hungsjahr abgezinst. Die Nutzungsdauer wird auf den bei Gebäuden allgemein gültigen **Abschreibungszeitraum** von 30 Jahren festgesetzt (EnSan 2002). Ebenso werden die Kapitalrückflüsse aus **Brennstoffeinsparungen** jährlich für 30 Jahre in die Berechnungen einbezogen.

Für die Berechnung der aus den **Emissionsminderungen** zu erzielenden Gewinne wird der maximal zu bewirkende Anrechnungszeitraum, in Anlehnung an die Regelungen für entsprechende CDM Projekte, von drei mal sieben Jahren angenommen (vgl. Kapitel 5.4). Dabei wird der Einfachheit halber und aus Gründen der Unvorhersehbarkeit der Entwicklung der energetischen Vorschriften für Gebäude, außer Acht gelassen, dass sich die *Baseline* nach den ersten sieben Jahren ändern könnte und so eventuell keine Emissionsreduktionen mehr zur Generierung von Zertifikaten eingereicht werden könnten. Diese Unsicherheit durch einen sich wandelnde *Policy*-Umgebung sollte aber generell in die Rentabilitätsüberlegungen mit einbezogen werden.

Da für NP keinerlei Regeln für eventuelle Rückdatierungen existieren, werden der Einfachheit halber hier die für CDM gültigen angewendet. Diese erlauben die Anrechnung und Ausschüttung von projektbezogenen Emissionsreduktionen rückwirkend ab dem Jahr 2000. Für JI Projekte wäre ein Anrechnungszeitraum erst ab dem Jahr 2008 möglich (vgl. Kapitel 2.1). Es ist anzunehmen, dass auch für NP eine derartige Rückdatierung vermutlich ausgeschlossen sein wird. Da die Sanierung in den Jahren 2000 und 2001 stattfand und erst nach Durchführung aller Maßnahmen die gesamten projektbezogenen Emissionsminderungen realisiert werden, wurde als Zeitpunkt der Beantragung des Projekts als NP das Jahr 2002 festgelegt. Daher wirken sich die Zertifikate, im Gegensatz zu den Einsparungen für Brennstoffkosten, die schon ab 2001 eingerechnet werden, erst ab dieser Periode positiv auf den Kapitalfluss aus.

Eine weitere Unsicherheit bildet die Entwicklung des Erdgaspreises über den Zeitraum von 30 Jahren. Zur Abschätzung wird in einem Szenario der aktuell gültige **Erdgaspreis** von 41,80 €/MWh pro Jahr für die Einschätzung der Kosten für die Brennstoffeinsparungen zugrunde gelegt, während in einem zweiten und dritten Szenario von einem variierenden Preis ausgegangen wird. Zur Einschätzung der Preisentwicklung für Erdgas dient ein von der Bundestags-Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" erstelltes Analyseraster (Bundestag Enquete-Kommission 2001). In dieser Studie wird eine Steigerung um einen konstanten Betrag angenommen. Zudem werden die Preisprognosen einer anderen Studie nach IKARUS abgebildet, die eine prozentuale Entwicklung der Preise zugrunde legt (Horn 2002). Da beide Studien bereits im Jahr 2000 beginnen, werden für beide Preisszenarien für die inzwischen in der Vergangenheit liegenden Jahre 2001 bis 2004 die bekannten Erdgaspreise verwendet, und nicht die in den Studien für diese Jahre berechneten. Beide Studien geben die Preise in

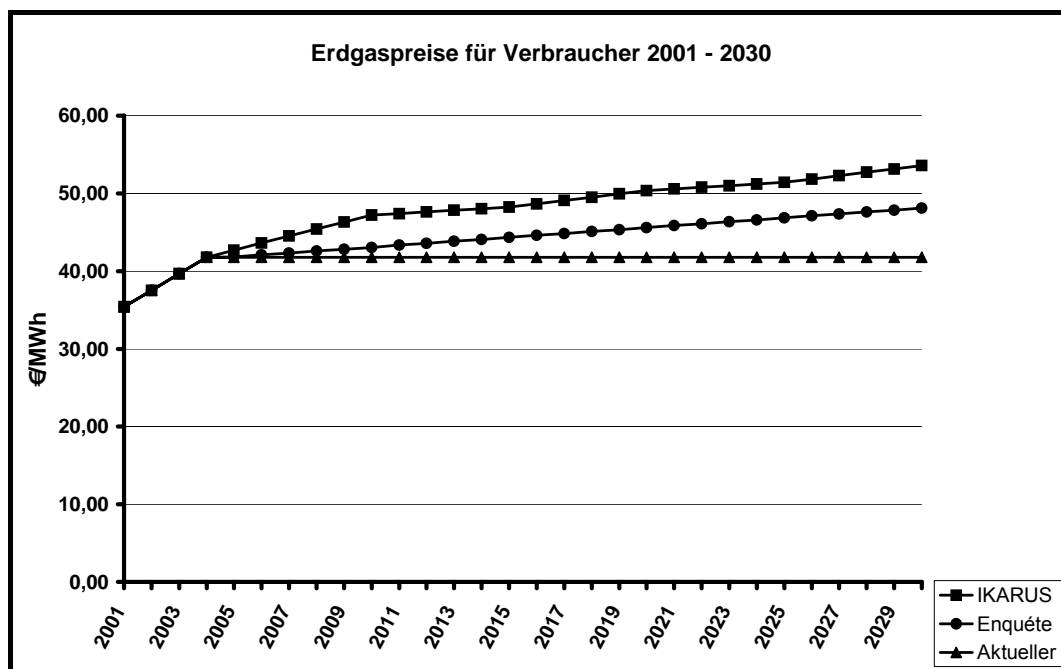
Fünffjahres-Abständen an, was es notwendig machte, die Preise für die Zwischenräume mittels entsprechender Faktoren zu errechnen. Zusätzlich mussten die gegebenen Grundpreise auf das Niveau der Verbraucherpreise projiziert werden. Tabelle 29 gibt die prognostizierten Grundpreise für Erdgas der zwei Studien wieder, die Grafik zeigt die für die Analyse verwendeten Preisszenarien.

Tabelle 29: Übersicht der zukünftigen Erdgaspreise (Grundpreise)

Jahr	Prognose D		Steigerung	Prognose IKARUS		Steigerung
	GJ	MWh	absolut	GJ	MWh	%
2000	2,15	7,73		2,85	10,25	
2005	2,50	8,99	1,26	3,02	10,86	105,96
2010	2,84	10,22	1,22	3,41	12,27	112,91
2015	3,18	11,44	1,22	3,49	12,54	102,20
2020	3,52	12,66	1,22	3,56	12,81	104,40
2025	3,86	13,88	1,22	3,64	13,08	102,11
2030	4,20	15,11	1,22	3,71	13,35	104,21

Quelle: Eigene Darstellung (Daten aus Schlesinger 2002, Horn 2002)

Abbildung 13: Erdgaspreise für Verbraucher



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Berechnung der Brennstoffeinsparungen in den folgenden Szenarien werden sowohl die Preise der Enquete-Kommission als auch die von IKARUS verwendet.

Die **Kosten für das *Baseline*-Szenario** ergeben sich aus der Differenz der Gesamtkosten für das Projekt und den als **energetisch zusätzlich ausgewiesenen Kosten** (EnSan 2002). Dabei mussten allerdings verschiedene Korrekturen bezüglich der Zugehörigkeit der Posten vorgenommen werden. Beispielsweise bilden die Kosten für den NT-Kessel eine Ausnahme. Dieser wird in der Kostenschätzung des EnSan-Projekts als energierelevant eingestuft und wäre so nicht Teil der Kosten des *Baseline*-Szenarios. Gemäß der in Kapitel 5.3 definierten *Baseline* zählt ein NT-Kessel aber nicht zu den als zusätzlich einzustufenden Maßnahmen und muss daher auch bei der Investitionsrechnung der *Baseline* berücksichtigt werden. Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung des Projekts im Vergleich zur *Baseline* zählen die Kosten für den NT-Kessel also nicht zu den zusätzlichen Kosten.

Die Kosten für die installierte Messtechnik werden hier von der Beurteilung ausgeschlossen, da diese keine direkten energetischen Auswirkungen hat, sondern nur der Datenerfassung nach der Realisierung der Projektmaßnahmen dient. Erst bei der Analyse der Transaktionskosten in Kapitel 5.7.3 werden sie pauschalisiert als *Monitoringkosten* berücksichtigt.

Folgende Tabelle zeigt eine Aufstellung der Kostenposten untergliedert nach Maßnahmenbereichen. Dabei sind alle für die komplette Renovierung notwendigen Ausgaben für die Sanierung gemäß *Baseline* und für das Projekt aufgeführt. Zudem werden die gegenüber der *Baseline* als zusätzlich einzustufenden Projektkosten aufgeführt.

Nach der Kapitalwertmethode ergibt sich bei einem angenommenen Zinssatz von 4 % und für eine Laufzeit von 30 Jahren eine Annuitätenrate³⁵ von 5,8 %. Gegenüber dem *Baseline*-Szenario fallen im Jahr 2000 zusätzliche Ausgaben in Höhe von 557.800 € und im Jahr 2001 für den Zubau des BHKW 97.150 € an. Unter Annahme des heutigen Erdgaspreises von 41,80 €/MWh können durch die Reduzierung des Brennstoffbedarfs in 2001 um 97 MWh im Vergleich zur *Baseline* 3.433,80 € an Kosten eingespart werden. Ab dem Jahr 2002 belaufen sich diese Einsparungen bei konstantem Erdgaspreis auf 34.569 €. Dadurch verringern sich die jährlichen Annuitäten für die Investition über den Abschreibungszeitraum von 30 Jahren. Der Kapitalwert bezogen auf das Jahr 2002 ergibt -88.220,14 € fehlendes Kapital. Ohne weitere Zuschüsse wäre dieses Projekt also nicht rentabel.

35 Berechnung der Annuität: $i * (i + 1)^T \div ((i + 1)^T - 1)$ für i = Zinssatz für Kredit; T = Laufzeit.

Tabelle 30: Vergleich der Sanierungskosten von Projekt und *Baseline* und der zusätzlichen Kosten

Sanierungskostenübersicht				
	Sanierungs- kosten der Baseline T€	Sanierungs- kosten des Projekts T€	Zusätzliche Projekt-kosten zur Baseline T€	Zusätzliche Projektkosten (ohne BHKW) zur Baseline T€
Gebäudehülle				
Flachdach	166,68	192,25	25,56	25,56
Fenstererneuerung	425,39	502,09	76,69	76,69
Haustüren	28,63	28,63	0,00	0,00
Fassaden	964,30	1.117,68	153,39	153,39
Balkone	76,69	102,26	25,56	25,56
Kellerdecken	0,00	61,87	61,87	61,87
Maschinenraum - Außenhülle	32,21	37,32	5,11	5,11
Luftdichte Wohnungs- eingangstüren	151,34	202,47	51,13	51,13
Zwischensumme G	1.845,24	2.244,57	399,31	399,31
Heizanlage				
Heizzentrale	187,13	228,04	40,90	40,90
Kessel	15,34	15,34	0,00	0,00
BHKW	0,00	97,15	97,15	0,00
Zwischensumme H	202,47	340,53	138,05	40,90
Lüftung				
Konventionelle Entlüftung	143,16	208,10	64,93	64,93
Zusatzmaßnahmen kontrollierte Lüftung	0,00	52,66	52,66	52,66
Zwischensumme L	143,16	260,76	117,59	117,59
Total	2.190,87	2.845,86	654,95	557,80

Quelle: Eigene Darstellung (Daten aus EnSan 2002)

Nach der Prognose der Bundestag Enquete-Kommission 2001 erhöht sich der Erdgaspreis über den Abschreibungszeitraum konstant um einen Betrag von 1,22 € pro Jahr (für die Zeitspanne von 2000 bis 2005 sind 1,26 € festgelegt). Damit erhöhen sich natürlich auch die Gewinne aus den Brennstoffeinsparungen. Der Gegenwartswert würde so -58.644,97 € betragen.

Bei Annahme einer prozentualen Steigerung der Erdgaspreise nach IKARUS beläuft sich der Gegenwartswert für das Jahr 2002 und damit die Finanzlücke auf -15.852,24 €. Nachfolgende Tabelle gibt nochmals eine Übersicht über die verschiedenen Szenarien.

Tabelle 31: Übersicht der Kapitalwerte unter Berücksichtigung verschiedener Erdgaspreisentwicklungen

Investitionsrechnung für 30 Jahre									
Kosten vor BHKW-Einbau (ab 2001)	T€	557,80				Abschreibungen		Jahre	30
Kosten BHKW (ab 2002)	T€	97,15						Zinssatz	4,00%
Zusätzl. Projektkosten (Gesamt)	T€	654,95						Annuität	5,78%
Jahr		2001	2002	... 2004	2005	... 2010	... 2020	... 2030	
(1) Heutiger Erdgaspreis	€/MWh	35,40	37,53	41,80	41,80	41,80	41,80	41,80	
(2) Erdgaspreis absolute Steigerung	€/MWh	35,40	37,53	41,80	41,84	43,06	45,58	48,09	
(3) Erdgaspreis prozent. Steigerung	€/MWh	35,40	37,53	41,80	42,70	47,20	50,36	53,59	
Brennstoffeinsparung zu Baseline	MWh/a	97,00	827,00	827,00	827,00	827,00	827,00	827,00	
Einsparung Brennstoffkosten (1)	€a	3.433,80	31.040,07	34.568,60	34.568,60	34.568,60	34.568,60	34.568,60	
Einsparung Brennstoffkosten (2)	€a	3.433,80	31.040,07	34.568,60	34.598,35	35.609,79	37.692,16	39.774,54	
Einsparung Brennstoffkosten (3)	€a	3.433,80	31.040,07	34.568,60	35.312,63	39.032,76	41.646,00	44.315,08	
Kapitalwert mit Gaspreis (1)	€a	-88.220,14							
Kapitalwert mit Gaspreis (2)	€a	-58.644,97							
Kapitalwert mit Gaspreis (3)	€a	-15.852,24							

Quelle: Eigene Darstellung

5.7.2 Finanzierungsbeitrag der Zertifikate

Aufgrund der Variabilität der in Kapitel 3.7 angeführten Preise werden zur Beurteilung der Gewinne aus der Generierung von Zertifikaten für Emissionsreduktionen für NP für diese Arbeit verschiedene Preisszenarien erstellt. Das erste nimmt einen konstant niedrigen Preis von 5 € an. Beim zweiten wird von einer dynamischen Preissteigerung über den Anrechnungszeitraum von 1 € pro Jahr ausgegangen. Im dritten Szenario wird der Preis ermittelt, der das Beispielprojekt mittels der Zertifikate rentabel machen würde.

5.7.2.1 Preisszenario 1 – konstanter Preis

Bei dieser Preisvariante wird ein Preis von 5 € pro Tonne CO₂-Reduktion angenommen. Für den Anrechnungszeitraum von 2002 bis 2008 entstehen im Vergleich zum *Baseline*-Szenario jährliche Emissionsminderungen von 166,96 t CO₂/a. Multipliziert mit dem Preis für die dafür anrechenbaren Zertifikate können 832,95 € pro Jahr zur Abzahlung des für das Projekt veranschlagten Kredits verwendet werden. Kumuliert belaufen sich diese Erlöse aus Zertifikaten auf 5.830,65 € für die sieben Jahre. Werden diese Einzahlungen aus den Emissionszertifikaten in die Kapitalwertberechnung mit einbezogen, erhält man unter Annahme des heutigen Gaspreises weiterhin ein Defizit von -83.413,02 €. Bei einer Gaspreissteigerung nach der Enquete-Kommission würde sich der Kapitalwert auf -53.837,84 € reduzieren und bei der Gaspreissteigerung nach IKARUS auf -11.045,12 €. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei einem Preis für die Zertifikate für Emissionen aus NP in Höhe von 5 € sich keines der Szenario

rien rechnen würde. Um ein Gebäudesanierungs-Projekt mittels NP profitabel zu machen, müsste also ein höheres Preisgefüge für die Zertifikate eintreten.

Ein ähnliches Szenario ergibt sich, wenn die Erlöse aus den Zertifikaten bei zweimaliger Verlängerung der Projektlaufzeit für den maximalen Anrechnungszeitraum von 21 Jahren eingerechnet werden. Bei einem Preis unter 5 € pro eingesparter Tonne CO₂-Emission ist ein derartiges Projekt unter wirtschaftlichen Aspekten, trotz Gesamterlösen aus Zertifikaten von 11.236,14 € nicht profitabel zu gestalten. Tabelle 32 zeigt die sich ergebenden negativen Kapitalwerte.

Tabelle 32: Übersicht der Kapitalwerte bei niedrigem Zertifikatspreis unter Betrachtung verschiedener Gaspreisentwicklungen auf 7 und 21 Jahre

Konstanter Preis für Gutschrift (5€)	Kapitalwert		
	ohne GS	für GS	Differenz
Anrechnungszeitraum von 7 Jahren			
Heutiger Gaspreis	-88.220,14	4.807,12	-83.413,02
Gaspreissteigerung nach Enquête	-58.644,97	4.807,12	-53.837,84
Gaspreissteigerung nach IKARUS	-15.852,24	4.807,12	-11.045,12
Anrechnungszeitraum von 21 Jahren			
Heutiger Gaspreis	-88.220,14	11.236,14	-76.984,00
Gaspreissteigerung nach Enquête	-58.644,97	11.236,14	-47.408,83
Gaspreissteigerung nach IKARUS	-15.852,24	11.236,14	-4.616,10

Quelle: Eigene Darstellung

5.7.2.2 Preisszenario 2 – dynamischer Preis

Wird ein über die Jahre um 1 € steigender Preis für die Zertifikate aus Emissionsminderungen mit einem Startpreis von 5 € vorausgesetzt, sieht die Kalkulation für den als Minimum anzusetzenden Anrechnungszeitraum von sieben Jahren nicht viel positiver aus. Für alle in Betracht kommenden Erdgaspreisprognosen fällt der Kapitalwert negativ aus (siehe Tabelle 33). Erst wenn davon ausgegangen wird, dass das Projekt als NP über 21 Jahre läuft, ist bei einer Gaspreiserhöhung nach IKARUS ein positiver Wert zu erreichen. Sanierungsprojekte könnten also unter den erläuterten Umständen durch NP wirtschaftlich erfolgreich sein – wobei insbesondere die lange Laufzeit von 21 Jahren aufgrund von sich möglicherweise verschärfenden umweltpolitischen Anforderungen mit Vorsicht zu betrachten ist.

Tabelle 33: Übersicht der Kapitalwerte mit steigendem Zertifikatepreis von 1 € pro Jahr bei verschiedenen Gaspreisentwicklungen

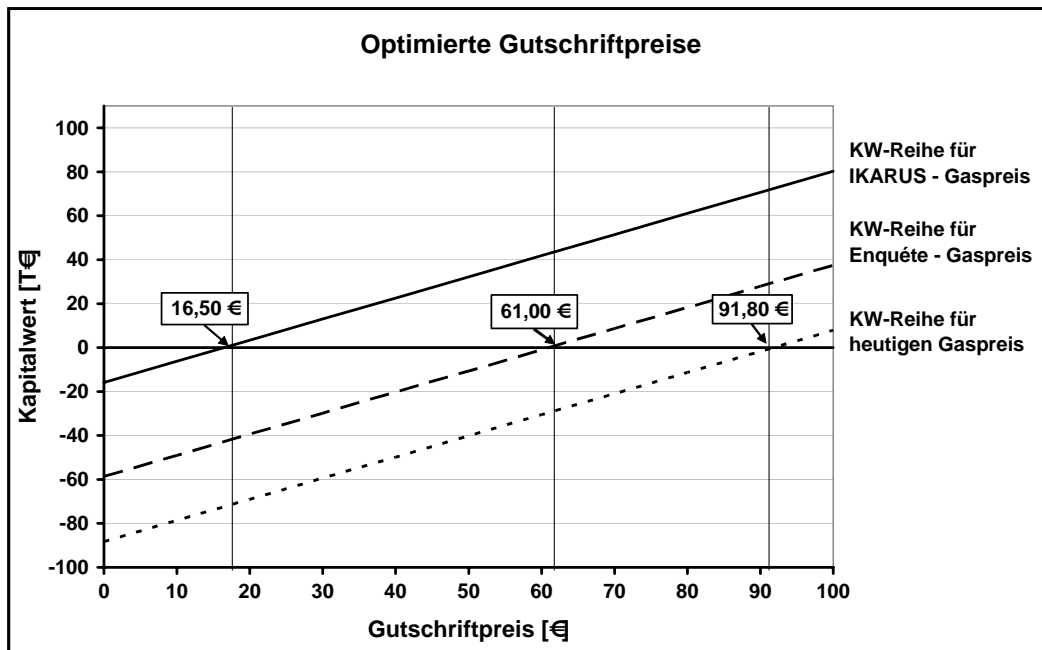
Steigender Preis für Gutschrift (5€+ 1€pro Jahr)	Kapitalwert		
	ohne GS	für GS	Differenz
Anrechnungszeitraum von 7 Jahren			
Heutiger Gaspreis	-88.220,14	7.540,76	-80.679,38
Gaspreissteigerung nach Enquête	-58.644,97	7.540,76	-51.104,21
Gaspreissteigerung nach IKARUS	-15.852,24	7.540,76	-8.311,48
Anrechnungszeitraum von 21 Jahren			
Heutiger Gaspreis	-88.220,14	30.442,44	-57.777,70
Gaspreissteigerung nach Enquête	-58.644,97	30.442,44	-28.202,53
Gaspreissteigerung nach IKARUS	-15.852,24	30.442,44	14.590,20

5.7.2.3 Preisszenario 3 – rentabler Preis

Bei dieser Variante der Preisbildung für Zertifikate wird für die verschiedenen Umstände untersucht, bei welchem Preis das Projekt rentabel werden würde. Auf die erste Anrechnungsperiode beschränkt, müsste sich ein Zertifikatepreis von über 91,80 € einstellen, um das Projekt bei heutigem Gaspreis über die Schwelle der Wirtschaftlichkeit zu bringen. Bei der Gaspreisentwicklung nach der Enquete-Kommission muss ein Preis von ca. 61 € pro Tonne CO₂-Emission am Markt erreicht werden. Am sinnvollsten erscheint die Einführung von NP für Sanierungsprojekte bei einer Erdgaspreisprognose nach IKARUS. Hier würde ein durchaus realistischer Preis von 16,50 €/t CO₂ ausreichen, um das Projekt rentabel zu machen.

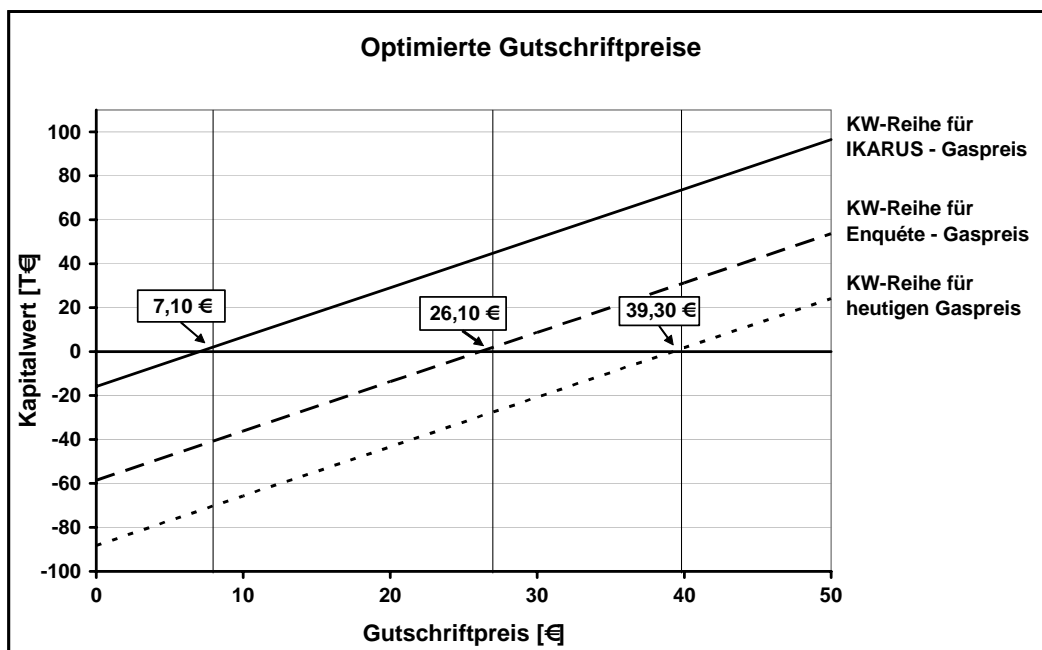
Besser sieht die Lage bei der Hochrechnung auf die maximale Anrechnungszeit von 21 Jahren aus. Unter Annahme des heutigen Erdgaspreises ergibt sich ein Zertifikatepreis von 39,30 €/t CO₂, um den Kapitalwert größer als Null zu bringen. Nach der Enquete-Kommission würden 26,10 €/t CO₂ ausreichen und bei einer Gaspreisentwicklung nach IKARUS führt schon ein Preis von 7,10 € pro t CO₂-Emission zu einem positiven Ergebnis. Allerdings muß auch in diesem Fall bedacht werden, dass der Einfachheit halber die *Baseline* über den Zeitraum von 21 Jahren nicht angepasst wurde, obwohl die Genehmigung einer gleichbleibenden *Baseline* eher unwahrscheinlich ist. Folgende Abbildung gibt diese Variante wieder.

Abbildung 14: Kapitalwertreihen für verschiedene Gaspreisannahmen für einen Anrechnungszeitraum von 7 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 15: Kapitalwertreihen für verschiedene Gaspreisannahmen für einen Anrechnungszeitraum von 21 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 34 sind alle optimierten Preise für die verschiedenen Szenarien mit den jeweiligen Kapitalwerten zusammengefasst.

Tabelle 34: Übersicht der Kapitalwerte mit optimiertem Gutschriftspreis bei verschiedenen Gaspreisentwicklungen

Rentabler Preis für Gutschrift (konstant)	Preis für Gutschrift	Kapitalwert		
		ohne GS	für GS	Differenz
Anrechnungszeitraum von 7 Jahren				
Heutiger Gaspreis	91,80	-88.220,14	88.258,80	38,66
Gaspreissteigerung nach Enquête	61,00	-58.644,97	58.646,92	1,95
Gaspreissteigerung nach IKARUS	16,50	-15.852,24	15.863,51	11,27
Anrechnungszeitraum von 21 Jahren				
Rentabler Preis für Gutschrift (konstant)	Preis für Gutschrift	ohne GS	Kapitalwert für GS	Differenz
Heutiger Gaspreis	39,30	-88.220,14	88.316,05	95,91
Gaspreissteigerung nach Enquête	26,10	-58.644,97	58.652,64	7,67
Gaspreissteigerung nach IKARUS	7,10	-15.852,24	15.955,32	103,07

Quelle: Eigene Darstellung

5.7.3 Transaktionskosten

Unter Transaktionskosten (TAK) werden die Kosten verstanden, die zusätzlich zu den Investitionen in Verbindung mit der Zulassung und Umsetzung des Projekts als NP entstehen. Darunter sind folgenden Faktoren zu verstehen:

- Genehmigungskosten: Gebühren für die Beauftragung der unabhängigen Institution,
- Registrierungskosten,
- Kosten für die Erstellung des *Baseline*-Szenarios, des PDD und das *Monitoring*
- Suchkosten,
- Verhandlungskosten (Betz, Schleich und Wartmann 2003).

Genehmigungskosten

Es wird davon ausgegangen, dass nur eine unabhängige Institution für Validierung, Verifizierung und Zertifizierung von den Projektentwicklern beauftragt werden muss. Laut einer Studie von PricewaterhouseCoopers liegen die Tagessätze für geeignete Unternehmensberatungen bei 1.200 € in OECD-Ländern (Betz, Schleich und Wartmann 2003). Geht man davon aus, dass bei kleinen Projekten diese Vorgänge innerhalb eines Tages abgewickelt werden können, bleibt es insgesamt für die so genannten Genehmigungskosten bei diesem Betrag.

Registrierungskosten

Da das EnSan-Projekt in der Kreditierungsphase deutlich unter durchschnittlich 15.000 t CO₂e pro Jahr liegt, würde für die einmalige Registrierungsgebühr im Falle eines CDM Projektes der minimal zu zahlende Preis von 4.200 € veranschlagt werden (Betz, Schleich und Wartmann 2003).³⁶ Für NP erscheint dieser Preis allerdings zu hoch. Laut BMU ist allerdings eine Prognose der NP-Registrierungsgebühr zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich (Forth 2004). In dieser Arbeit wird aufgrund der geringfügigen Größe des Projekts von schätzungsweise 1.000 € ausgegangen.³⁷

Such- und Verhandlungskosten

Zusätzliche Kosten für die Suche von Projektpartnern und für Informationsdienstleistungen können für das Fallbeispiel und generell auch für alle Arten von NP vernachlässigt werden, da innerhalb Deutschlands derartige Aktivitäten nicht oder nur in geringem Umfang zu erwarten sind. Auch die bei international gelagerten Projekten anfallenden Verhandlungskosten durch Sprachbarrieren fallen beim Beispielprojekt nicht an. Da die Wohnungsbaugesellschaft jedoch nicht unter dem EU-EH verpflichtet ist, wird sie die Zertifikate verkaufen und dafür werden Gebühren für Makler in Höhe von 100 € angesetzt.

Kosten für die Erstellung der notwendigen Projektunterlagen

Schwerer einzuschätzen sind die Kosten, die beim Projektentwickler selbst anfallen. Darin müssen alle Arbeitstunden für die Entwicklung des *Baseline*-Szenarios sowie die Durchführung des *Monitoring* berücksichtigt werden. Hierzu hat der *Prototype Carbon Fund* für die *Baseline*-Studie US\$ 20.000 und für das *Monitoring* US\$ 40.000 ermittelt. Projiziert man diese Werte auf kleinere Projekte, kann für diesen Teil der Transaktionskosten mit Rücksicht auf die Größe des Projekts von 4.000 € im ersten Jahr ausgegangen werden. Diese Schätzung ist sehr niedrig. Es ist durchaus möglich, dass sich die Kosten zur Erstellung des PDD auf einmalig 5.000 bis 15.000 € belaufen. Für die Folgejahre fällt die *Baseline*-Erstellung nicht mehr an und die *Monitoring*-Kosten sollten sich im Laufe der Projektlaufzeit aufgrund von Erfahrungszuwachs verringern. Daher wird hier ein jährlicher Betrag von 1.500 € als Berechnungsgrundlage angenommen.

36 Siehe hierzu die Internetseiten des EB:
http://cdm.unfccc.int/pac/howto/CDMProjectActivity/Register/Regfee_version02.pdf (27.09.2004).

37 Registrierungsgebühren beim CDM sind zur Finanzierung der administrativen Kosten z. B. des Executive Boards geschaffen worden. Für Nationale Projekte, bei denen nicht die Kosten für das international besetzte Gremium zu finanzieren sind, das sich in etwa monatlichem Abstand trifft, werden diese Kosten sehr viel geringer sein.

Addiert ergeben sich die in unten stehender Tabelle aufgeführten Transaktionskosten für das Beispielprojekt. Da sich diese negativ auf den Kapitalwert auswirken, müssen sie bei der Ermittlung des optimalen Preises für Emissionsgutschriften berücksichtigt werden.

Tabelle 35: Übersicht der Transaktionskosten [€]

Transaktionskosten		
Typ	1. Jahr	Folgejahre
Genehmigungskosten	1.200	1.200
Registrierungskosten	1.000	0
Kosten für <i>Baseline</i> -Erstellung	2.000	0
<i>Monitoring</i> -Kosten	2.000	1.500
Suchkosten	100	0
Verhandlungskosten	0	0
TOTAL	6.300	2.700

Quelle: Eigene Darstellung

Eine weitere Studie des Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Archivs (HWWA) gemeinsam mit dem Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) bestätigt, dass Transaktionskosten gerade bei SSP relativ hoch sind. Sie ermittelt für als sehr klein einzustufende Projekte im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen bei Wohngebäuden mit Emissionsminderungen von 200 – 2.000 t CO₂/a Transaktionskosten in Höhe von 100 €/t CO₂ (Betz, Schleich und Wartmann 2003). Für das Beispielprojekt, welches knapp unter 200 t CO₂ an Emissionen im Jahr einspart, würden sich so die Transaktionskosten auf 20.000 € im Jahr belaufen. In dieser Arbeit wird jedoch mit den in Tabelle 35 dargestellten Transaktionskosten gerechnet.

Unter Einbeziehung der Transaktionskosten in die Wirtschaftlichkeitsanalyse sinken die im vorigen Kapitel ermittelten Kapitalwerte. Damit das Projekt sich auch mit diesen Kosten weiterhin rechnet, müssen die Preise für die Emissionszertifikate deutlich höher ausfallen als die Prognosen besagen. Tabelle 36 stellt die *Break-Even*-Punkte des gehobenen Preisniveaus im Vergleich zu vorher für die Mindestprojektlaufzeit von sieben Jahren dar. Dabei wird nur das dritte Preis-Szenario für die Gutschriften betrachtet, da die beiden anderen schon ohne Einbezug der Transaktionskosten negativ ausgefallen sind.

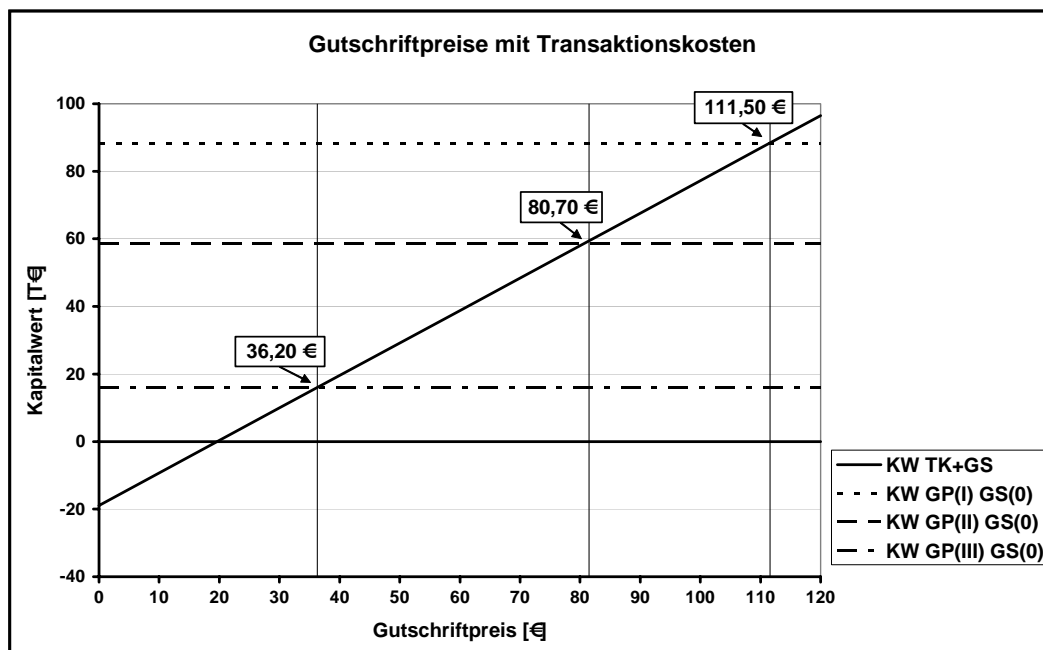
Tabelle 36: Steigerung der Zertifikatepreise aufgrund von Transaktionskosten

Gaspreisannahme	Zertifikatepreis ohne TAK [€/ t CO ₂]	Zertifikatepreis mit TAK [€/ t CO ₂]	Steigerungs- rate
Heutiger Gaspreis	91,80	111,50	21,46
Enquete Gaspreis	61,00	80,70	32,30
IKARUS Gaspreis	16,50	36,20	119,39

Quelle: Eigene Darstellung

Wie aus obiger Tabelle ersichtlich, ist zwar der Zertifikatepreis unter Annahme einer Gaspreisentwicklung nach IKARUS am wahrscheinlichsten am Markt zu erreichen, jedoch ist hier die Steigerungsrate am größten. Insgesamt lässt sich sagen, dass die Transaktionskosten für derartige Projekte auch unter Anwendung der für kleine Projekte üblichen Verfahren immer noch zu hoch sind, um bei ihnen einen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit zu leisten. Abbildung 16 zeigt die minimal erforderlichen Zertifikatepreise mit Einberechnung der Transaktionskosten. So werden die Kapitalwertfunktionen bei den verschiedenen Gaspreiserwartungen ohne Erlöse von Zertifikaten aus NP dargestellt. Die Schnittpunkte mit der Kapitalwertfunktion der Transaktionskosten über die Zertifikatepreise ergeben die Preise, die das Projekt über die Rentabilitätsschwelle bringen.

Abbildung 16: Bildung der Zertifikatepreise unter Einfluss von TAK



Quelle: Eigene Darstellung

5.8 Fazit

5.8.1 Auswirkungen auf den Klimaschutz

Wie die Untersuchung des Fallbeispiels gezeigt hat, liegen die Haupteinsparpotenziale im Bereich der baulichen Sanierung. Im Vergleich dazu lassen sich durch die Erneuerung der Heizanlage nur geringere Emissionsminderungseffekte erzielen. Die größten Minderungseffekte lassen sich durch eine Gegenüberstellung der Emissionen vor und nach der baulichen Sanierung zeigen. Da aber die Minderungen nicht durch den Vergleich der Emissionen mit dem Ausgangszustand berechnet werden, sondern gegenüber der *Baseline* – die in Deutschland durch die EnEV bereits auf relativ hohem Niveau liegt, fallen die **real anrechenbaren Emissionsreduktionen** deutlich geringer aus.

Die berechneten Emissionsminderungen können jedoch von den tatsächlichen abweichen. Eine Differenz könnte sich durch die Gültigkeit der heute gegebenen baulichen Standards der EnEV und dem Anrechnungszeitraum für Zertifikate ergeben. Wie in Kapitel 5.4 beschrieben, sieht die EU-RL bezüglich der Energieeffizienz für Gebäude eine regelmäßige Überprüfung der gesetzlichen Anforderungen unter fünf Jahren vor. Der minimale Anrechnungszeitraum gemäß CDM Regelung fordert hingegen eine gleich bleibende *Baseline* für sieben Jahre. Um die Umweltintegrität sicher zu stellen, müsste die *Baseline* bei NP oder auch JI in Deutschland häufiger angepasst bzw. der Anrechnungszeitraum verkürzt werden. Dies wirkt sich jedoch negativ auf die für den Projektbetreiber wichtige Planungssicherheit aus.

Zudem sind Vollzugsdefizite bei der Überwachung der durch die EnEV gegebenen Anforderungen wahrscheinlich. Durch die fehlende Kontrolle werden die gesetzlich vorgeschriebenen Standards nicht von allen eingehalten. Würde man diese Tatsache in die Betrachtung einbeziehen, könnte die *Baseline* an die Realität angepasst werden, wodurch die erzielten Emissionsminderungen höher ausfallen würden.

Letztendlich spielt auch das Nutzerverhalten eine Rolle. Je nach Ausstattung des Gebäudes mit Heiz- oder Lüftungssystemen, wird sich die Nachfrage der Bewohner nach Wärme und Elektrizität nach der Modernisierung ändern. Steigt z. B. der Verbrauch von Energieträgern, ist das meist auf eine durchschnittliche Erhöhung der Raumtemperatur nach Einbau einer effizienteren Heizung zurückzuführen. Außerdem lässt sich nicht abstreiten, dass Energiesparlampen im Allgemeinen länger in Betrieb sind als herkömmliche. Diese standort- und verbrauchergebundenen Auswirkungen werden *Rebound-Effekte* genannt (BMU 2003, Band III, S. 29). Sie spielen jedoch insofern nur eine geringe Rolle, da durch die ex post Anrechnung von Zertifikaten der

höhere Brennstoffverbrauch in die Berechnung der Emissionsminderungen einbezogen wird. Sie können jedoch Verzerrungen ergeben, da die ex-ante geschätzten Minderungen nicht mit den ex post erzielten übereinstimmen und sich somit auf die Investitionsrechnung auswirken.

Interessant wäre auch eine Betrachtung eines Sanierungsprojekts mit ähnlichen baulichen Maßnahmen wie die des EnSan-Projekts, aber mit alternativen Wärmebereitstellungsanlagen. So könnte die Nutzung von erneuerbaren Energien entweder anstelle der Installation eines BHKW oder als Ergänzung ebenfalls positive Wirkungen auf den Energieverbrauch haben. Beispielsweise könnte auf dem Dach eines Wohngebäudes eine solarthermische Anlage installiert werden und so würde der Brennstoffeinsatz für die Heizanlage weiter gesenkt und es würden zusätzliche Energieeinsparungen erzeugt. Denkbar wäre auch der Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung.

Neben den Emissionen am Standort können durch Sanierungsprojekte auch extern Veränderungen bewirkt werden (BMU 2003, Band III). Gerade Programme wie jene der KfW (siehe Kapitel 5.2.2.2) zielen unter anderem darauf ab, eine gewisse Vorreiterrolle zu übernehmen und somit zur **Diffusion von Energieeinsparmaßnahmen** beizutragen. Durch die tatsächliche Realisierung energiespartechnischer Maßnahmen an einem Objekt, verbunden mit zahlreichen positiven Auswirkungen, sollen andere Gebäudeeigentümer animiert werden, ebenfalls umweltgerechte Sanierungen vorzunehmen. Letztlich führt dies zu einer breiteren Durchsetzung neuerer und besserer Technologien am Markt und weiter zu einer Senkung der Ausgaben für ähnliche Projekte in diesem Bereich.

Für die **Praktikabilität** von NP spielen die Anforderungen des Projektzyklus eine entscheidende Rolle. Fast alle durchzuführenden Schritte sind mit hohen Transaktionskosten verbunden. Um die Transaktionskosten zu senken, bietet sich speziell im Gebäudesektor eine Bündelung mehrerer Sanierungsprojekte an. Gerade für Gesellschaften, wie die Volkswohnung GmbH als Eigentümerin vieler Objekte, lohnt es sich, mehrere Sanierungsprojekte zu bündeln und somit ihren und auch den Verwaltungsaufwand der für die Anerkennung zuständigen Institutionen zu minimieren. Eine Überschreitung der zur Anrechnung als SSP maßgebenden Grenze von 15 GWh ist bei dem relativ geringen Volumen an CO₂-Emissionen pro Gebäude kaum zu erreichen.³⁸

38 Im Rahmen dieser Untersuchung wurde mit Vertretern der KfW diskutiert, inwiefern das Instrument NP die bestehenden CO₂-Minderungsprogramme ergänzen oder erweitern könnte. Als Hauptprobleme für eine Nutzung der NP im Gebäudebereich wurden die insgesamt sehr geringe Höhe an generierbaren Minderungszertifikaten einer einzelnen Gebäudesanierung und die im Vergleich sehr hohen Transaktionskosten identifiziert. Die geringen Zertifikateerlöse (voraussichtlich unter 100 €/a) würden daher kaum einen Anreiz für die Investition in Minderungen setzen. Hinzu kommt, dass selbst wenn

Festzustellen ist, dass nur das *Monitoring* von Sanierungsprojekten sich einfach umsetzen lässt. Prinzipiell muss hier nur der tatsächliche Verbrauch an Brennstoff gemessen und mit dem entsprechenden Emissionsfaktor bewertet werden.

5.8.2 Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von NP zu beurteilen, müssen die Erlöse aus dem Verkauf der Zertifikate in die Investitionsrechnung einbezogen werden. Generell sind diese Erlöse genauso zu bewerten wie konventionelle Einnahmen aus Projekten, wobei die Transaktionskosten gegen gerechnet werden müssen. Derzeit existieren keine verlässlichen Preissignale für Zertifikate aus Emissionsreduktionen. Dies liegt zum einen an der Unsicherheit des Inkrafttretens des Kyoto-Protokolls und zum anderen daran, dass der EU-EH erst im Jahr 2005 beginnt. Anhand der bisher vorliegenden Allokationspläne, lässt sich jedoch vermuten, dass die Preise auf einem relativ niedrigen Niveau liegen werden, weil eine Knappheit von Emissionsberechtigungen für die erste Periode von 2005 bis 2007 nicht zu erwarten ist.

Außerdem ist die Einschätzung der Erdgaspreisentwicklung schwierig. Gerade die instabile Lage im Nahen Osten wirkt sich auf das Ölpreisniveau aus, an das die Gaspreise gekoppelt sind. So ist es schwer, den wirtschaftlichen Nutzen für Projekte zu beurteilen und damit das Risiko für potenzielle Projektbetreiber kalkulierbar zu machen.

Nach der Annahme des Kyoto-Protokolls durch Rußland und dem baldigen Start des EU-Handelssystems ist zu hoffen, dass diese Risiken und Unsicherheiten in naher Zukunft erheblich sinken werden. Die Unsicherheit bezüglich der Brennstoffpreise wird hingegen weiter bestehen. Diese ist jedoch keine Besonderheit für Nationale Projekte sondern liegt bei allen energieintensiven Investitionen vor.

die KfW derartige Projekte gebündelt als NP durchführen würde, es fraglich ist, ob diese Bündelung die Transaktionskosten ausreichend senken könnte.

6 Fallbeispiel II: Holzwärmeverbund

Als zweites Projektbeispiel wurde der Fall eines Biomasse Nahwärmeverbundes ausgewählt. Um die Wirkungsweise von Nationalen Projekten zu zeigen, war es wichtig, ein Projekt auszuwählen, das vor allem nicht Teil des EU-EH ist, aber auch sonstigen Förderungen wie zum Beispiel dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) nicht unterliegt. Diese Voraussetzung ist notwendig, um die in Kapitel 4.5 beschriebene *Policy Additionality* des NP nicht in Frage zu stellen. Für diese Kriterien eignen sich wärmeerzeugende Biomasseanlagen sehr gut, da im EU-EH nur Feuerungsanlagen ab 20 MW erfasst werden (EU-Rat 2003, Annex I) und durch das EEG nur Kraftwerke zur Stromerzeugung gefördert werden (Bundesregierung 2004). Es bestehen allerdings andere Förderprogramme, die zu beachten sind. Diese werden in Kapitel 6.2.2 näher erläutert.

Ein weiteres Kriterium für die Auswahl des speziellen Falles war die Wirtschaftlichkeit des Projektes. Wie Kapitel 6.7.1 zeigen wird, gilt das Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" ohne die zusätzlichen Einnahmen durch Emissionsrechte als nicht wirtschaftlich. Deshalb ist es auch vom Auftraggeber in seiner ursprünglichen Form verworfen worden. Die durchgeführte Simulation zeigt, welche Auswirkungen die Anerkennung als NP auf die Finanzierbarkeit dieses oder ähnlicher Vorhaben haben würde.

6.1 Grundlagen zu Holzwärmeverbunden

Holz ist ein nachwachsender Rohstoff mit einem guten Energiepotenzial, der in modernen Holzfeuerungen nahezu vollständig und vergleichsweise schadstoffarm verbrannt wird.

6.1.1 Energieholz

Als Energieholz bezeichnet man Hölzer, deren Energiegehalt durch Verbrennung in nutzbare Energie umgewandelt werden soll. In Deutschland kann es aus unterschiedlichen Quellen stammen und in unterschiedlichen Formaten vorliegen.

Der **Heizwert** und damit der Energiegehalt des Holzes ist stark von dessen **Wassergehalt** abhängig. Da das Wasser in der Feuerung zunächst verdampft werden muss, sind trockene Hölzer zur Energieerzeugung wesentlich geeigneter. Der Wassergehalt variiert von unter 10 Gewichtsprozent bei trockenem Restholz bis zu über 50 Gewichtsprozent bei frischen Waldhackschnitzeln. Der Heizwert (H_u) von absolut trockenem Holz beträgt im Mittel ca. 18,3 MJ/kg, bei einem Wassergehalt von 50 Gewichtsprozent liegt er nur noch bei ca. 8 MJ/kg (Nussbaumer 2000).

Damit Holz als Brennstoff in automatischen Feuerungsanlagen benutzt werden kann, ist es notwendig, dass es schüttfähig ist. Das bedeutet, dass die Holzteile in einer Größe vorliegen müssen, in der sie durch eine automatische Beschickung mittels eines Förderbands oder einer Förderschnecke vom Brennstofflager zum Ofen transportiert werden können. Damit ist so genanntes Stückholz, womit auf einheitliche Länge zugeschnittene Holzscheite bezeichnet werden, nicht geeignet.

Bei **Hackschnitzeln** handelt es sich um etwa streichholzschachtelgroße Holzstücke, die in speziellen Hackmaschinen auf dieses Maß gebracht wurden. In dieser Größe kann das Holz automatisch vom Lagersilo zur Brennkammer transportiert werden und eignet sich für die Verwendung in automatischen Feuerungsanlagen. Neben Waldholz wird auch Restholz aus der Landschaftspflege sowie Altholz zu Hackschnitzeln verarbeitet.

Eine dritte Kategorie bilden die so genannten **Pellets** oder Presslinge. Hierbei handelt es sich um Restholz aus der Industrie, das in Form von Sägespänen oder Holzstaub anfällt. Dieses wird mit Hilfe mechanischen Drucks und ohne Zusatz von Bindemitteln (das im Holz enthaltene Lignin dient als Bindemittel) zu Brickets unterschiedlicher Größe gepresst. Dabei wird etwa 10 % der im Holz enthaltenen Energie in Form von mechanischer Arbeit benötigt. Pellets sind schüttfähig, und eignen sich auch wegen ihres geringen Wassergehalts (meist <10 %) für automatische Holzheizanlagen.

6.1.2 Feuerungssysteme

Der Prozess der Holzverbrennung kann in drei Phasen unterteilt werden (Holzabsatzfonds 2003):

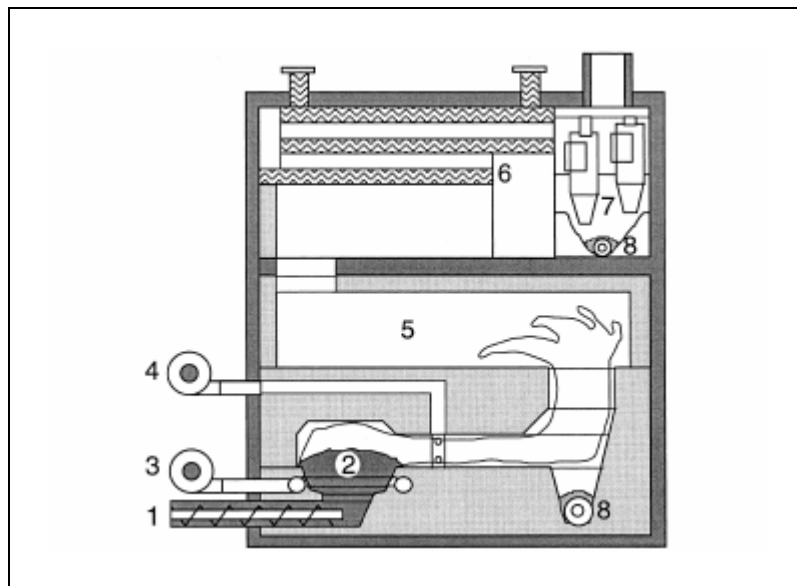
- (1) Während der **Erwärmung und Trocknung** wird das Holz auf über 100 Grad erhitzt und das enthaltene Wasser verdampft.
- (2) Bei der **Entgasung** (Pyrolyse) zerfällt das Holz zu Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen, als Rest bleibt Holzkohle zurück. Dies findet bei Temperaturen unter 700 Grad statt.
- (3) Während der eigentlichen **Verbrennung** (Oxidation), die bei 700 bis rund 1500 Grad abläuft, oxidieren die entstandenen Gase zu Kohlendioxid und Wasser.

Moderne Holzfeuerungsanlagen trennen diese Prozesse teilweise räumlich voneinander. In einer ersten Kammer wird der Brennstoff eingeführt, erhitzt und das Wasser verdampft. Die in Phase zwei entstehenden brennbaren Gase werden in einer zweiten Brennkammer oxidiert, und die Wärme dort über die Kesselwände abgegeben. Die Energie, die beim Verbrennen der Holzkohle in der ersten Brennkammer entsteht, wird

zur Trocknung des nachkommenden Brennstoffes verwendet. Nach der Art der Brennstoffeinbringung unterscheidet man zwischen Rost- und Unterschubfeuerung.

Die **Unterschubfeuerung** zeichnet sich dadurch aus, dass der Brennstoff von unten in eine Mulde eingebracht wird (siehe Abbildung 17). Hier wird auch die Primärluft zugeführt, so dass die vorhandene Holzkohle ausbrennen kann und ihre Wärme an die nachfolgenden Holzteilchen abgibt. Die entstandenen Schwelgase werden durch eine Düse mit der Sekundärluft vermischt und verbrennen in der nachfolgenden Nachbrennkammer vollständig. Unterschubfeuerungen zeichnen sich durch relativ niedrige investitionsbezogene Kosten aus, haben aber den Nachteil, dass sie nur für relativ trockene Brennstoffe geeignet sind (Nussbaumer 2001).

Abbildung 17: Unterschubfeuerung

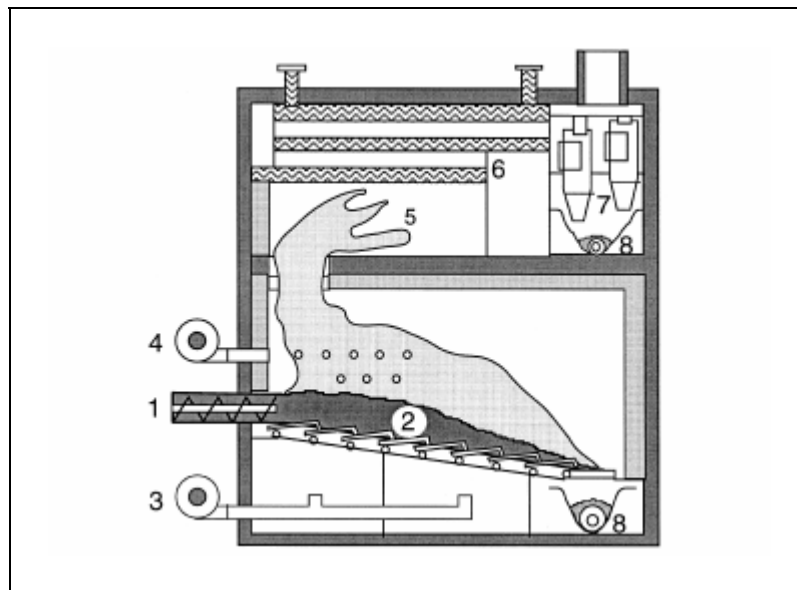


Quelle: Nussbaumer 2001

Legende: 1. Brennstoffzuführung, 2. Verbrennungsretorte, 3. Primärluft, 4. Sekundärluft, 5. Brennkammer, 6. Wärmeübertrager, 7. Zyklon, 8. Ascheaustragung

Bei einer **Rostfeuerung** wird der Brennstoff über einen Rost von der Einbringstelle weg befördert (siehe Abbildung 18). Hier laufen die Phasen eins und zwei der Verbrennung nacheinander und räumlich getrennt ab. Die Primärluft wird von unten zugeführt, und am Ende des Rostes ist die Holzkohle verbrannt. Dort kann die Asche automatisch entsorgt werden. Über dem Rost wird den Schwelgasen die Sekundärluft zugeführt und das entstandene Gemisch verbrennt in der Nachbrennkammer. Rostfeuerungsanlagen sind im Vergleich zur Unterschubfeuerung relativ teuer, lassen sich aber auch mit minderwertigeren Brennstoffen befeuern (Nussbaumer 2001).

Abbildung 18: Vorschubrostfeuerung



Quelle: Nussbaumer 2001

Legende: 1. Brennstoffzuführung, 2. Rost, 3. Primärluft, 4. Sekundärluft, 5. Brennkammer, 6. Wärmeübertrager, 7. Zyklon, 8. Ascheaustragung

Die meisten Anlagen verfügen über unterirdische Silos zur Lagerung des Brennstoffes. Diese können von oben durch LKWs gefüllt werden, und verfügen am Boden über einen Fördermechanismus, der den Brennstoff zum Heizkessel befördert.

6.1.3 Nahwärmeverbunde

Als Nahwärmeverbund bezeichnet man einen Heizverbund, bei dem mehrere Gebäude durch einen Heizkessel versorgt werden. Er besteht typischerweise aus einer Heizzentrale, in der die Kessel aufgestellt sind, und dem Wärmenetz, das die Wärme in Form von heißem Wasser zu den Gebäuden leitet. Hausübergabestationen bilden die Verbindung zu den internen Verteilnetzen der Gebäude.

Der Wärmebedarf eines Hauses variiert je nach Tages- und Jahreszeit beachtlich. Die **Spitzenleistungen** werden im Normalfall nur zu bestimmten Uhrzeiten benötigt. Für Nahwärmeverbunde bedeutet dies, dass der verwendete Kessel entweder gut regelbar sein muss, um schnell auf die veränderten Situationen eingestellt zu sein, oder dass ein zweiter, gut regelbarer Kessel die Versorgung des Nahwärmenetzes mit der benötigten Spitzenlast übernimmt. Im zweiten Fall kann ein Kessel auf relativ konstantem Leistungsniveau laufen, während der zweite hinzugeschaltet wird, wenn es der Bedarf erfordert. Für den zweiten Kessel bietet sich aufgrund der guten Regelbarkeit ein ölbetriebener Heizkessel an. Dieser sollte über eine höhere Leistung als der Grund-

lastkessel verfügen, wird aber im Jahresmittel nur für ca. 20 – 40 % der Energieerzeugung benötigt.

Für das Wärmenetz kommen überwiegend Kunststoffmantelrohre zum Einsatz. Diese sind wärmegeämmt und mit einer Leckagesicherung ausgestattet. Dennoch entstehen in diesem Abschnitt des Systems hohe Leitungsverluste.

6.1.4 Finanzierung von Holznahwärmeverbunden

Zur Finanzierung von Holznahwärmeverbunden durch öffentliche Bauherren wird meistens ein externer Anlagenbetreiber gesucht. Prinzipiell ist auch die Gründung einer Betreiberfirma durch die öffentliche Seite denkbar, auch unter Beteiligung der Endnutzer. Von dieser Möglichkeit wird aber nur selten Gebrauch gemacht, da im Allgemeinen weder der öffentliche Bauherr noch ein Zusammenschluss der Anlieger über die erforderlichen Ressourcen (technisches Wissen, Verwaltungswesen, Planungskapazitäten) verfügen. Meistens wird ein externes Unternehmen, ein Contractor, gefunden, der vom öffentlichen Bauherren mit Planung und Bau der Anlage beauftragt wird und diese über einen längeren Zeitraum betreibt.

Neben der technischen Planung und Baudurchführung ist der Contractor auch zuständig für die Instandhaltung und Wartung der Feuerungsanlagen und des Wärmenetzes. Über ihn laufen auch die Abrechnungen mit den Endkunden, so dass dieser seine Wärme im Grunde direkt vom Contractor bezieht. Inzwischen gibt es viele lokale Energieversorger oder Stadtwerke, die Contracting für Biomasseanlagen anbieten, einige Firmen haben sich ganz auf diese Art der Finanzierung spezialisiert.

Wärmekosten

Um Endkunden vom Anschluss an einen Biomasse Nahwärmeverbund zu überzeugen, ist es notwendig, dass die Wärmekosten nicht zu hoch sind. Soll der Nahwärmeverbund in einem Neubaugebiet entstehen, ist es zwar denkbar, den Anschluss an den Verbund zur Bedingung für den Erwerb eines Grundstücks zu machen, trotzdem spielen die Kosten der Wärme für den Endverbraucher immer noch eine entscheidende Rolle. Übersteigen die Wärmekosten durch Biomasse die Kosten einer "konventionellen" Heizung, ist der Bau eines Holznahwärmeverbunds vor dem Endkunden nicht zu rechtfertigen. In einem solchen Fall riskiert der Betreiber des Holznahwärmeverbundes nicht nur seine Glaubwürdigkeit bei den Bewohnern, er läuft auch Gefahr, dass das geplante Projekt an mangelndem Interesse scheitert.

Da die Kosten von verschiedenen Wärmesystemen sehr unterschiedlich sind, kann der Vergleich der Wärmekosten für den Endverbraucher nur über eine Jahresvollkosten-

rechnung geschehen. Hierbei wird die VDI Richtlinie 2067 angewendet. Die folgenden Kostenarten sind dabei zu berücksichtigen (VDI 2000):

- investitionsabhängige Kosten (Kapitalkosten),
- verbrauchsabhängige Kosten (Verbrauchskosten),
- betriebsabhängige Kosten (Betriebskosten),
- sonstige Kosten.

Hierbei sind die Kapitalkosten mit der Annuitätenmethode zu berechnen, das heißt, sie müssen sowohl mit Zins als auch Tilgung über die Laufzeit angesetzt werden. Sie enthalten vor allem die Kosten für die Heizungsanlage, die Heizzentrale, das Wärmenetz mit Hausübergabestationen sowie Planungskosten.

Der so errechnete Jahresgesamtkostenbetrag kann dann direkt mit den Kosten anderer Systeme verglichen werden.

Ein weiterer Aspekt, der insbesondere bei Neubausiedlungen zum Tragen kommt, ist die Tatsache, dass nicht alle Anschlüsse zum Projektstart genutzt werden. Im Allgemeinen werden Neubaugebiete erst im Laufe der ersten Jahre besiedelt, und auch die Anschlüsse von bereits bewohnten Gebieten erfolgen nicht sofort. Um diesen Unsicherheiten zu begegnen, empfiehlt es sich, bei der Investitionsplanung von einem konservativen Anschlussverhalten auszugehen und erst nach ca. fünf Jahren mit Vollausbau zu rechnen.

6.2 Projektbeschreibung

6.2.1 Projektüberblick

Bei dem Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" handelt es sich um ein Neubaugebiet in Sinsheim, das durch einen Holznahwärmeverbund beheizt werden sollte. Ursprünglich war der Projektstart für 2004 geplant. Aufgrund von Finanzierungsproblemen wurde auf den Bau des Nahwärmenetzes verzichtet. Um die zeitliche Einordnung zu vereinfachen, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass sich das Projekt als Nationales Projekt in der Planung befindet.

Geplant ist der Anschluss des gesamten Neubaugebiets Kleinfeld, bestehend aus 76 Einfamilienhäusern, 12 Doppelhaushälften und 14 Reihenhäusern sowie einer nahe gelegenen Grundschule mit Kindergarten. Der Projektplaner, die MVV Energie AG aus Mannheim, plant den Keller der Schule als Heizzentrale auszubauen. Dort soll ein 400 kW Holzheizkessel (Vorschubrostfeuerung, vgl. Kapitel 6.1.2) installiert werden, sowie ein 600 kW Ölkessel zur Deckung der Spitzenlast. Die Verwendung eines Kessels mit

Rostfeuerung hat den Vorteil, dass auch minderwertige Hölzer (z. B. mit hohem Wassergehalt) problemlos verbrannt werden können. Als Brennstoff ist eine Kombination aus Industrierestholz und Waldhackgut geplant. Kalkuliert wird die überwiegende Nutzung von Industrierestholz (75 %), das zwar einen höheren Wassergehalt, und damit einen niedrigeren Energiegehalt als Waldhackgut aufweist, aber billiger ist. Die Anlage ist so dimensioniert, dass im Jahresmittel immer 75 % der erzeugten Wärmeenergie vom Holzkessel stammt. Der Rest wird vom Ölkessel abgedeckt.

6.2.2 Policy Additionality

Beim Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" wird eine wärmeerzeugende Biomasseanlage verwendet, die weder unter die Kategorie Feuerungsanlagen ab 20 MW des EU-EH fällt (EU-Rat 2003, Annex I) noch durch das EEG erfasst wird, da durch das EEG nur Kraftwerke zur Stromerzeugung gefördert werden (Bundesregierung 2004). Das Projekt kann – soweit bekannt – nicht durch andere öffentliche Mittel gefördert werden. Im Folgenden werden zwei der am häufigsten genutzten Förderprogramme für vergleichbare Anlagen beschrieben und deren Relevanz für das gewählte Fallbeispiel bestimmt.

6.2.2.1 KfW-Programm zur CO₂-Minderung

Durch das Programm zur CO₂-Minderung der Kreditanstalt für Wiederaufbau werden Maßnahmen an bestehenden oder neuen Gebäuden zur Nutzung erneuerbarer Energien gefördert (KfW 2004, siehe auch Kleemann et al. 2002 sowie Kleemann 2004)). Im Einzelnen sind dies beispielsweise:

- Biomasseanlagen: Zentralheizungen, die ausschließlich mit Biomasse befeuert werden.
- Biomasse-Anlagen: Hierbei muss es sich um eine automatisch beschickte Zentralheizungsanlage handeln, die ausschließlich mit Biomasse befeuert wird (außer bei Holzvergasern).

Das KfW-Programm fördert Baumaßnahmen vor allem durch die Gewährung von zinsgünstigen Krediten und Darlehen. Die Finanzierung des vorliegenden Projekts, insbesondere die Frage, inwieweit Eigen- oder Fremdmittel eingesetzt werden sollten, wurde von der MVV Energie AG nicht öffentlich gemacht. Laut Angaben der MVV Energie AG fällt das vorliegende Projekt jedoch nicht unter die Förderkriterien des KfW-Programms.

6.2.2.2 Energieholz Baden-Württemberg

Das Förderprogramm „Energieholz Baden-Württemberg“ wurde von der Landesregierung Baden-Württemberg ins Leben gerufen, um die heimische Holzwirtschaft zu unterstützen (MLR 2002). Gefördert werden:

- Erstmalige Erstellung von Energieerzeugungsanlagen auf Holz-Hackschnitzelbasis und damit verbundene Nahwärmeversorgungsanlagen bei Befeuerung der Anlagen mit naturbelassenen Hackschnitzeln, insbesondere aus Waldholz, Sägenebenprodukten oder Landschaftspflegeholz.
- Innovative Maßnahmen im Bereich Holzenergie (z. B. im Bereich der Nutzung von Holzpellets, der Brennstofflogistik oder dem Ausbau von Anlagenstandorten).

Obwohl das Projekt Nahwärmeverbund Kleinfeld die meisten Bedingungen zur Teilnahme erfüllt, existiert eine Einschränkung, die eine Förderung durch dieses Programm ausschließt. Im den Voraussetzungen für eine Teilnahme heißt es: "*Anschlussdichte: Die Leistungsbelegung sollte mindestens 1kW/m betragen. Damit erfolgt in der Regel eine Wärmeabnahme von 1,5 MWh je Trassenmeter*" (MLR 2002, Anlage 1).

Da das Projekt in Sinsheim eine Trasse von ca. 1350 m Länge hat, die Leistung der beiden Öfen aber insgesamt nur bei 1000 kW liegt, beträgt das Verhältnis zwischen Leistung und Trassenmetern ca. 9,74 kW/m, womit es die Bedingung des Programms nicht erfüllt. Damit ist eine Förderung durch das Programm „Energieholz Baden-Württemberg“ ausgeschlossen.

6.2.3 Einordnung zu *Small Scale* Projekten

Da es sich bei dem vorliegenden Projekt des Holznahwärmeverbundes um ein kleines Projekt handelt, wird davon ausgegangen, dass die vereinfachten CDM Regeln für *Small Scale Projects* auch auf dieses Nationale Projekt anwendbar wären. Für CDM werden Erneuerbare Energien Projekte mit einer Kapazität bis 15 MW als SSP anerkannt (siehe Kapitel 2.1.2.1). Da das vorliegende Projekt eine Maximalleistung von 1 MW aufweist, fällt es eindeutig in diese Kategorie. Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass für das Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" das vereinfachte Anerkennungsverfahren und die vereinfachten *Baseline*- und *Monitoring*-Methoden analog zu den SSP des CDM gelten werden.

Das Projekt lässt sich in die SSP Kategorie *Thermal energy for the User* einordnen, die unter Abschnitt I.C im Appendix B *Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categorie* zu finden ist (UNFCCC 2002c; UNFCCC 2004a). Diese Kategorie wurde für *Small Scale* CDM Projekte entworfen; eine Vereinfachung ist aber auch für klein NP denkbar und daher werden die

SSP-CDM Regeln auf dieses NP Beispiel übertragen. In UNFCCC 2004a, I.C, 15 heißt es: "*This category comprises renewable energy technologies that supply individual households or users with thermal energy that displaces fossil fuel (...). Examples include (...) energy derived from biomass for water heating, space heating, or drying, and other technologies that provide thermal energy that displaces fossil fuel*". Im gleichen Dokument werden ebenfalls anzuwendende *Baseline*- und *Monitoring*-Methoden beschrieben, die in den folgenden Kapiteln benutzt werden.

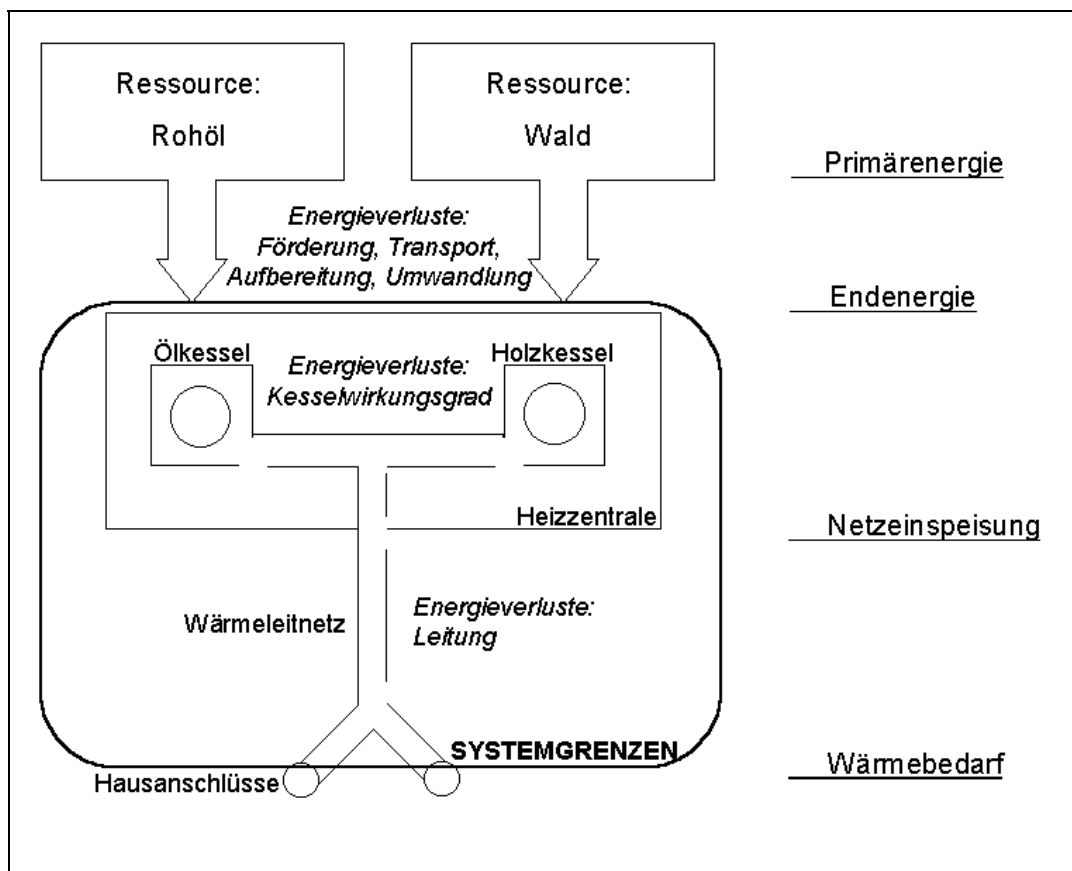
6.2.4 Systemgrenzen

UNFCCC 2004a spezifiziert in Abschnitt I.C., dass "*The physical, geographical site of the renewable energy technologies generating the thermal energy and the equipment that uses the thermal energy produced delineates the project boundary.*"

Demnach liegt die Heizzentrale als Hauptbestandteil des Nahwärmeverbundes innerhalb der Systemgrenzen. Hier sind der Öl-, und der Holzofen angesiedelt, die durch die Verbrennung von Brennstoffen die Hauptemissionen des Projekts verursachen. Des Weiteren liegen nach dieser Definition auch die Wärmeleitungen des Nahwärmeverbundes innerhalb der Systemgrenzen. Es sollen ca. 1350 m Wärmeleitungen installiert werden, von denen 900 m Hauptleitungen sind, 300 m Hausanschlussleitungen und 150 m Zuleitungen. Diese in das System zu integrieren ist besonders wichtig, da Leitungsverluste in voller Länge der Wärmeleitungen berücksichtigt werden müssen. Die Verlustenergie, die über die Leitungen verloren geht, macht einen erheblichen Teil der bereitzustellenden Wärmeenergie aus. Sie erhöht somit den Brennstoffverbrauch und die Emissionen des Projekts.

Die Systemgrenzen enden an den Hausübergabestationen. Verluste innerhalb der Häuser hängen unter anderem von der Bauweise des Heizsystems und der Art des Gebäudes ab. Da diese Faktoren unbekannt und schwer abzuschätzen sind, und sich zudem dem Einfluss des Projektentwicklers entziehen, sind Verteilungsverluste innerhalb der einzelnen Häuser für dieses Projekt vernachlässigt worden. Abbildung 19 zeigt einen zusammenfassenden Überblick über die gewählten Systemgrenzen.

Abbildung 19: Schematische Darstellung der Systemgrenzen



Quelle: Eigene Darstellung

6.2.5 Leakage

Bei dem vorliegenden Projekt tritt keine *Leakage* auf (siehe Kapitel 2.1.2). Die anzuwendende Technologie wird in Deutschland bereits eingesetzt, und angesichts der geringen Größe des Projekts ist nicht zu erwarten, dass die Durchführung des Projekts Auswirkungen auf die Errichtung anderer Holzwärmeverbunde haben wird. In UNFCCC 2004a, I.C, 21 heißt es: "If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required." Dieser Fall ist nicht gegeben.

6.3 Bestimmung der *Additionality* und *Baseline*

6.3.1 *Additionality*

Das Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" ist als zusätzlich im Sinne der *Environmental Additionality* einzustufen. Insbesondere weicht das Projekt vom BAU Szenario ab,

da die Projektemissionen unter denen des *Baseline*-Szenarios liegen. Näheres zur verwendeten *Baseline*-Methode wird in Kapitel 6.3) beschrieben.

Weiterhin bestehen Investitionsbarrieren, die einer Realisierung ohne Anerkennung als NP im Wege stehen. Wie Kapitel 6.7 zeigen wird, fehlen zur Realisierung des Projekts 100.000 €, die weder der Projektentwickler noch die Endkunden aufbringen können. Da der Auftraggeber, die Stadt Sinsheim, nicht bereit ist, diesen fehlenden Betrag in Form eines Zuschusses zu zahlen, kann das Projekt nur durch weitere finanzielle Mittel – beispielsweise durch zusätzliche Erlöse aus Emissionsminderungszertifikaten – finanzierbar werden. Ob eine Anerkennung als NP, die diese Möglichkeit eröffnen würde, die bestehenden Investitionsbarrieren überwinden kann oder nur einen Teil des benötigten Betrages beisteuert, wird in Kapitel 6.7.2 erörtert werden.

6.3.1 *Baseline*

Um die CO₂-Einsparungen durch projektbasierte Maßnahmen berechnen zu können, ist es notwendig, ein Alternativszenario zu beschreiben, das wiedergibt, wie sich die Situation in Abwesenheit des Projekts entwickelt hätte (siehe Kapitel 2.1). Ein solches Szenario wird *Baseline*- oder Referenzszenario genannt. Die auszusüttenden Zertifikate werden pro Periode aus der Differenz der Projektemissionen zu den Emissionen des *Baseline*-Szenarios berechnet. Dem *Baseline*-Szenario kommt insofern eine Schlüsselrolle bei allen projektbasierten Mechanismen zu, da es einen direkten Einfluss auf die Menge an Minderungsgutschriften hat, die ein Projekt erzeugt.

In den *Marrakesh Accords* (siehe Kapitel 2.1.2.1) wurde festgelegt, dass ein *Baseline*-Szenario grundsätzlich auf drei Arten gebildet werden kann: (1) aufgrund von historischen Emissionen, (2) anhand der ökonomisch attraktivsten Alternative, (3) anhand von vergleichbaren Projekten, die bereits durchgeführt wurden (Betz, Schleich und Wartmann 2003).

Für den Nahwärmeverbund Kleinfeld ist es am sinnvollsten, den zweiten Ansatz zu wählen, und als *Baseline* eine ökonomisch sinnvolle Alternative zu prüfen. Der Ansatz der historischen Emissionen ist hier nicht durchführbar, da es sich um eine neu zu errichtende Siedlung bzw. Nahwärmeverbund handelt. Auch der dritte Ansatz ist nicht anwendbar: Die existierenden Projekte sind meist zusätzlich durch Programme gefördert worden und lassen sich somit nicht mit diesem Projekt vergleichen, da es keine Förderung erzielen kann. Außerdem sind kaum Daten von Projekten dieser Grössenordnung in Deutschland vorhanden.

Bei der Erstellung einer *Baseline*-Methode ist es hilfreich, die Kriterien zu beachten, nach denen die bereits bei den vom UNFCCC für CDM genehmigten *Baseline*-

Methoden erstellt wurden³⁹. An diesen Kriterien können sich auch *Baselines* für NP orientieren. Bei der Neuerstellung der *Baseline* kann die vom IPCC herausgegebene Richtlinie "*Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*" als Orientierungshilfe für die Beurteilung von brennstoffbedingten Emissionen dienen (IPCC, OECD und IEA 1996). Für Deutschland existiert außerdem ein vom BMU herausgegebener Leitfaden, der näher auf die Vorgehensweise bei der Erstellung von JI und CDM *Baseline*-Methoden eingeht (BMU 2003).

Da dieses Projekt als "klein" im Sinne der *Small Scale Projects* gilt, werden die in UNFCCC 2004a beschriebenen vereinfachte Methoden angewendet. Unter 18 heißt es, dass "*For renewable energy technologies that displace non-renewable sources of biomass the simplified baseline is the non-renewable sources of biomass consumption of the technologies times an emission coefficient for the non-renewable sources of biomass displaced*".

Es stellt sich also die Frage, welches die ökonomisch sinnvolle Alternative ist, die ohne die Projektaktivität Anwendung gefunden hätte. Die gängigen Heizungen in Neubauwohnungen sind entweder öl- oder gasbetriebene Einzelheizungen, was bedeutet, dass in jeder Wohneinheit ein separater Kessel steht, der jeweils nur ein Haus beheizt. Diese Heiztechniken sind in deutschen Neubauwohnungen am häufigsten zu finden, die Heizung mit Strom oder Kohle bildet eher die Ausnahme⁴⁰. Als *Baseline*-Szenarien kommen entweder Öleinzelföfen, Gaseinzelföfen oder eine Kombination der beiden in Betracht.

In Kapitel 6.6.2 werden drei verschiedene *Baseline*-Szenarien, die mögliche Alternativen zum Projekt darstellen, vorgestellt und auf Ihre Emissionen geprüft. Zwei dieser Szenarien behandeln die Fälle, dass anstelle des Holznahwärmeverbundes entweder öl- oder gasbetriebene Einzelöfen in den Häusern installiert werden. Ein dritter Fall nimmt als Alternativversorgung eine Mischung von Heizungstechniken in dem Verhältnis an, in dem heutzutage die Beheizung von Wohnungen in Deutschland durchschnittlich erfolgt. Anschließend werden die Methoden bewertet. Zunächst sollen aber die **Planungsdaten und Annahmen**, auf denen die Rechnungen beruhen, vorgestellt werden.

Für die Berechnung der *Baseline* des Fallbeispiels wurden die vom BMU veröffentlichten CO₂-Emissionsfaktoren verwendet. Sie stellen die für Deutschland gültigen Daten

39 Zu finden unter <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

40 Heiztechniken in Neubauwohnungen: Erdgas (45,3 %), Heizöl (32,2 %), Fernwärme (12,4 %), Strom (5,8 %) Kohle (4,3 %) Ruhrgas AG 2001.

dar und unterscheiden sich kaum von den vom IPCC vorgeschlagenen Standardwerten⁴¹. Im Zuge der Datenerhebung für den Emissionsrechtehandel wurde eine *Bundeseinheitliche Liste der CO₂-Emissionsfaktoren* veröffentlicht (UBA 2004).

Tabelle 37: CO₂-Emissionen ausgesuchter Brennstoffe

CO ₂ Emissionsfaktoren	[tCO ₂ / TJ]
Hartbraunkohle	97
Steinkohlenbriketts	93
Heizöl, leicht	74
Erdgas H Verbund	56
Holz und Holzurückstände	0

Um den Wärmebedarf der gesamten Siedlung zu bestimmen, wurden folgende Planungsdaten der MVV Energie AG verwendet:

- Die Wohnflächen der einzelnen Häuser: 76 Einfamilienhäuser à 160 m², 12 Doppelhaushälften à 120 m², 14 Reihenhäuser à 140m². Zur Vereinfachung wird von 102 Wohneinheiten zu je 152,9 m² ausgegangen. Dieser Wert bildet den Durchschnitt der Wohnflächen.
- Der spezifische Wärmebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche beträgt 58,2 kWh pro Jahr.
- Jede Wohneinheit wird durchschnittlich von drei Personen bewohnt, der Warmwasserbedarf jeder Person liegt bei 750 kWh pro Jahr.
- Der Jahreswärmebedarf der Schule beträgt 310 MWh pro Jahr.

Somit wird zum Heizen je Wohneinheit 8.898,78 kWh im Jahr benötigt. Zur Deckung des jährlichen Warmwasserbedarfs einer Wohneinheit bedarf es einer Wärmeenergie von 2.250 kWh. Hinzu kommt die Schule, deren Jahreswärmebedarf bei 310 MWh liegt.

Daraus ergibt sich der gesamte jährliche Wärmeenergiebedarf des Neubaugebietes Kleinfeld zu ca. 1.447 MWh (siehe Tabelle 38). Dieser Wert bezeichnet den maximalen Bedarf an Wärme, der bei vollem Ausbau der 102 Wohneinheiten erreicht wird.

41 Das Berechnungsverfahren des IPCC ergibt für "Gas/ Diesel Oil" einen Faktor von 73,326 t CO₂/TJ, für "Natural Gas (Dry)" einen Faktor von 55,82 t CO₂/TJ IPCC, OECD und IEA 1996.

Tabelle 38: Jährlicher Wärmebedarf des Neubaugebiets Kleinfeld

jährlicher Wärmebedarf	eine Wohneinheit	gesamt Kleinfeld
Raumwärme (kWh)	8.898,78	907.675,56
Warmwasser (kWh)	2.250,00	229.500,00
Gesamtbedarf (MWh)	11,15	1.447,18

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der MVV Energie AG

Aufgrund der Tatsache, dass bei einem Neubaugebiet nicht mit einer Vollbesetzung der 102 Wohneinheiten zum frühesten Zeitpunkt gerechnet werden kann, ist die Anschlussentwicklung, das heißt der jährliche Zuwachs an bezogenen Wohneinheiten, zu berücksichtigen. Die Erfahrungswerte, die hier verwendet werden, stammen von der MVV Energie AG. Sie geht davon aus, dass das Neubaugebiet während der ersten fünf Jahre besiedelt wird, und im sechsten und allen darauf folgenden Jahren mit Vollbetrieb des Nahwärmeverbundes gerechnet werden kann (siehe Tabelle 39).

Während des Transports der Wärme zu den einzelnen Wohneinheiten entstehen Leitungsverluste. Durch wärmeisolierte Leitungen versucht man den Anteil der Verlustleistung zwar so gering wie möglich zu halten, dennoch macht der Verlustanteil durch Leitungen bei Vollausbau ca. ein Viertel der Endenergie aus. Zu beachten ist hier, dass dieser Anteil abhängig von der Anschlussentwicklung zu Beginn prozentual deutlich höher liegt. Dies ist damit zu erklären, dass die Leitungsverluste hauptsächlich von der Länge der Wärmeleitung abhängen. Bei geringerem Wärmebedarf ist die Verlustleistung zwar niedriger, aber nicht proportional zur Leistung.

Für die Wirkungsgrade der Kessel werden folgende Annahmen getroffen:

- der Ölkessel arbeitet mit einem Wirkungsgrad von 85 %,
- da der Wirkungsgrad des Holzkessels mit dem Wassergehalt des Brennstoffs variiert, wird der Wert für die geplante Brennstoffmischung verwendet: 75 % der Holzhackschnitzel sollen aus Industrierestholz stammen (Wirkungsgrad des Kessels ca. 85 %), die restlichen 25 % aus Waldhackgut (Wirkungsgrad des Kessels ca. 83 %),
- der Wirkungsgrad eines Gaskessels wird mit 90 % angenommen.

Unter der Annahme, dass der Holzkessel 75 % der Wärmeenergie erzeugen soll, und 25 % auf den Ölkessel entfallen, ergeben sich für den Endenergiebedarf die in Tabelle 39 dargestellten Werte.

Tabelle 39: Anschlussentwicklung, Wärmebedarf, Wärmeverluste, erforderliche Netzeinspeisung und Endenergiebedarf bei unterschiedlicher Anschlusszahl

Projektdate	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Angeschlossene Wohneinheiten	5	20	45	75	90	102
Wärmebedarf [MWh/ a]	366	533	812	1147	1314	1448
Leitungsverluste [MWh/ a]	311	338	383	436	462	484
erforderliche Netzeinspeisung [MWh/ a]	677	871	1195	1583	1776	1932
Netzeinspeisung Holzkessel [MWh/ a]	508	653	896	1187	1332	1449
Netzeinspeisung Ölkessel [MWh/ a]	169	218	299	396	444	483
Endenergiebedarf Holz [MWh/ a]	608,45	782,12	1073,17	1421,71	1595,38	1735,51
Endenergiebedarf Öl [MWh/ a]	198,82	256,47	351,76	465,88	522,35	568,24

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der MVV Energie AG

6.4 Wahl des Anrechnungszeitraums

Das vorliegende Projekt wurde für eine Dauer von 20 Jahren geplant. Da in dieser Zeit ein Großteil der Investitionen abgeschrieben werden kann, ist auch eine Auslegung des Vertrages zwischen Gemeinde und *Contractor* auf 20 Jahre üblich.

Aus diesem Grund wäre ein Anrechnungszeitraum als NP in dieser Größenordnung wünschenswert. Für CDM Projekte besteht die Wahlmöglichkeit zwischen einem dynamischen (7 Jahre mit zweimaliger Möglichkeit zur Verlängerung) und einem statischen Anrechnungszeitraum (10 Jahre ohne Verlängerung). Hier wird für die Kreditierungsperiode der dynamische Ansatz mit Verlängerung gewählt, drei Perioden à maximal sieben Jahre. Im Folgenden wird der Einfachheit halber davon ausgegangen, dass das Projekt zum 1.1.2004 als NP beginnt und im Jahr 2004 die ersten Emissionsreduktionszertifikate erzeugt. Die erste Kreditierungsperiode endet damit am 31.12.2010, und es folgen potenziell zwei weitere Perioden à 7 Jahre. Hierbei muss beachtet werden, dass zu Beginn einer neuen Kreditierungsperiode erneut die *Baseline* und der *Monitoring*-Plan überprüft werden. Im Maximalfall endet nach 21 Jahren am 31.12.2024 der Anrechnungszeitraum des Projekts.

6.5 Wahl der *Monitoring*-Methode

Das *Monitoring* dient dazu, die Projekt- und *Baseline*-Emissionen während der Projektdauer zu überprüfen, und gegebenenfalls die ex ante durchgeführten Berechnungen an den Verlauf des Projekts anzupassen. Im Falle des "Holzwärmeverbund Kleinfelds" ist es notwendig, die Daten für den Wärmebedarf und den Heizölverbrauch während der Dauer des Projekts zu überprüfen. Mit Hilfe dieser beiden Größen können die exakten Emissionsminderungen berechnet werden.

Die Prognose des Wärmebedarfs des Neubaugebiets basiert auf Erfahrungswerten der MVV Energie AG. Abschätzungen wurden für die Anschlussentwicklung vorgenommen, wie auch für den Verbrauch von Warmwasser pro Person und den Heizwärmebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche. Je nach realer Anschlussentwicklung, Heizverhalten und anderen Faktoren kann sich dieser Wert von den Prognosen unterscheiden. Es ist daher notwendig, den realen Wärmebedarf des Neubaugebiets zu bestimmen, und die *Baseline*-Emissionen dementsprechend anzupassen.

Da die Messung der abgegebenen Wärmemenge pro Haus Bestandteil des Abrechnungsverfahrens zur Berechnung der Kosten für den Endabnehmer ist, kann der reale Wert exakt bestimmt werden. Die realen *Baseline*-Emissionen ergeben sich dann aus diesem Wert, versehen mit Wirkungsgrad und Emissionsfaktor der gewählten *Baseline*.

Auch die Prognose des Heizölverbrauchs muss während der Projektaktivität an die Realität angepasst werden, da sie auf dem angenommenen Wärmebedarf der Siedlung basiert. Durch das *Monitoring* des Heizölverbrauchs kann die verbrauchte Menge an Energieträgern und damit die Projektemissionen direkt berechnet werden. Andere Emissionsquellen liegen nicht vor.

6.6 Berechnung der Emissionsreduktionen

6.6.1 Berechnung der Projektemissionen

Die Projektemissionen können aus den in Kapitel 6.3 erwähnten Werten berechnet werden. Während Holz als nachwachsender Rohstoff CO₂ neutral ist⁴², wird Öl mit dem vom UBA vorgesehenen Wert von 74 t CO₂e/TJ multipliziert (UBA 2004). Die sich ergebenden Projektemissionen können Tabelle 40 entnommen werden.

Neben den durch die Verbrennung entstehenden Emissionen fallen auch Emissionen durch den Transport von Heizöl und Biomasse an. Da es sich um ein kleineres Projekt handelt, wird aus Vereinfachungsgründen von der Berücksichtigung dieses vorgelagerten Prozesses zunächst abgesehen. Eine Betrachtung der Emissionen vorgelagerter Prozesse erfolgt in Kapitel 6.6.4, in dem die Emissionen zu Vergleichszwecken bezogen auf den Primärenergieverbrauch berechnet werden. Da bei Einbeziehung der Transportemissionen zu erwarten ist, dass die Emissionen der *Baseline*-Szenarien um

42 Das UBA setzt Biomasse mit 0 t CO₂/TJ an (UBA 2004). Auch für den EU-EH ist Holz mit einem Emissionsfaktor von 0 t CO₂/TJ zu berechnen (EU-Kommission 2004a). Das IPCC geht davon aus, dass die eingesetzte Biomasse im gleichen Zeitraum wieder nachwächst und setzt sie deshalb ebenso mit 0 t CO₂/TJ an (IPCC, OECD und IEA 1996).

Tabelle 40: Erwartete CO₂-Emissionen des Projektszenarios bei unterschiedlicher Anschlusszahl

Erwartete Projektemissionen	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Endenergiebedarf Ölkessel [TJ/ a]	0,7152	0,9226	1,2653	1,6758	1,879	2,044
CO ₂ Emission Ölkessel [tCO ₂ / a]	52,9248	68,2724	93,6322	124,0092	139,046	151,256
CO ₂ Emission Holzkessel [tCO ₂ / a]	0	0	0	0	0	0
Projektemissionen [tCO ₂ / a]	52,9248	68,2724	93,6322	124,0092	139,046	151,256

Quelle: Eigene Darstellung

einen größeren Betrag ansteigen als die Projektemissionen, würde eine Einrechnung das Minderungspotenzial des Projekts vergrößern. Insofern ist die Vernachlässigung der Transportwege als konservativ im Sinne der *Marrakesh Accords* zu betrachten (siehe Kapitel 2.1).

Ein weiterer Ansatzpunkt der Emissionsberechnung wäre, dass in Abwesenheit des Holzwärmeverbundes die Holzreste nicht zu Hackschnitzeln verarbeitet würden, sondern in öffentlichen Anlagen kompostiert werden würden. In diesem Fall würde das Holz verrotten, und Methan (CH₄), ein weitaus klimawirksameres Gas als CO₂⁴³, könnte entstehen. In einem CDM Projekt, dem *Rice Husk Biopower Project*, das Strom aus der Verbrennung von Reishülsen ins öffentliche Netz speisen möchte, wurde so argumentiert (UNFCCC 2004b). Dort wurden die Methanemissionen, die bei der Verrottung der Reishülsen entstanden wären, direkt in die *Baseline* eingerechnet, und erzeugten weitere CO₂-Minderungen für das Projekt. Angesichts der Tatsache, dass es für Holz als Biomassebrennstoff in Deutschland auch in Abwesenheit des Projekts einen Markt gibt, ist eine solche Argumentation hier nicht angebracht. Es ist nicht nachzuweisen, dass im *Baseline*-Szenario die nicht durch den "Holzwärmeverbund Kleinfeld" verbrannte Biomasse als Kompost verrotten würde und so CH₄ entstehen würde. Wahrscheinlicher ist, dass diese Holzhackschnitzel in anderen Biomassekraftwerken verbrannt würden. Aus diesem Grund wurden Methanemissionen, die bei der Verrottung von Holz entstehen, nicht berücksichtigt. Diese Annahme ist konservativ im Sinne der *Marrakesh Accords* (siehe Kapitel 2.1).

43 Methan hat ein *Global Warming Potential* von 21, was bedeutet, dass Methan 21 mal klimaschädlicher ist als CO₂ (IPCC, OECD und IEA 1996).

6.6.2 Berechnung der *Baseline*-Emissionen und zugehöriger Emissionsreduktionen

Im Folgenden werden drei *Baseline*-Szenarien angenommen, die sich durch die angenommene Heiztechnik, die in Abwesenheit des Projekts eingesetzt würde, unterscheiden. Dadurch lassen sie auch unterschiedlich hohe Minderungsgutschriften erwarten. Alle drei Szenarien stellen brauchbare *Baselines* dar, die für ein Nationales Projekt anwendbar wären. Im Anschluss an die Berechnung der jeweiligen Emissionsreduktionen erfolgt eine Bewertung der drei Szenarien, und zwar anhand der Kriterien Realitätsnähe und der Höhe der Zertifikate.

6.6.2.1 *Baseline*-Szenario 1: Ölbetriebene Einzelheizungen

Die Berechnung der *Baseline* "ölbetriebene Einzelheizung" basiert auf der Annahme, dass jede der 102 Wohneinheiten des Neubaugebietes sowie die Schule mit einer separaten Ölheizung ausgestattet werden. Diese werden alle durch eigene, dezentrale Öllager gespeist und liefern Wärme für jeweils eine Wohneinheit.

Unter Zugrundelegung der vorausgesagten Anschlussentwicklung lässt sich die *Baseline* für einzelne Ölheizungen erstellen. Leitungsverluste sind hierbei nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass die Wärme in den Häusern verlustfrei verteilt wird. Ein Wärmeverteilnetz existiert nicht, so dass die Leitungsverluste des Projektes nicht zu berücksichtigen sind. Der zur Deckung von Wohnungsbeheizung und Warmwasseraufbereitung benötigte Wärmebedarf des Neubaugebiets wurde durch den Wirkungsgrad eines Ölkessels (85 %) geteilt, und so die erforderliche Endenergie bestimmt. Daraus wurden die in Tabelle 41 aufgeführten *Baseline*-Emissionen berechnet. Subtrahiert man von diesen *Baseline*-Emissionen die im vorigen Kapitel berechneten Projektemissionen, erhält man die ebenfalls angegebene Emissionsminderung für *Baseline*-Szenario 1 in t CO₂/a.

Tabelle 41: Erwartete CO₂-Emissionen bei dezentralen Ölheizungen gegenüber Holzwärmeverbund

Baselineszenario 1	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Wärmebedarf Kleinfeld [TJ/ a]	1,3165	1,9173	2,9209	4,1259	4,7266	5,2086
Endenergiebedarf Ölkessel [TJ/ a]	1,5489	2,2556	3,4363	4,854	5,5607	6,1278
Baselineemissionen [tCO ₂ / a]	114,6186	166,9144	254,2862	359,196	411,4918	453,4572
Projektemissionen [tCO ₂ / a]	52,9248	68,2724	93,6322	124,0092	139,046	151,256
Emissionsminderung [tCO ₂ / a]	61,6938	98,642	160,654	235,1868	272,4458	302,2012

Quelle: Eigene Darstellung

6.6.2.2 *Baseline*-Szenario 2: Gasbetriebene Einzelheizungen

Dieses *Baseline*-Szenario geht von der Annahme aus, dass jede der 102 Wohneinheiten sowie die Schule mit einer einzelnen Gasheizung ausgestattet werden. Auch hier sind keine Leitungsverluste innerhalb der Häuser berücksichtigt. Der Wärmebedarfswert der Neubausiedlung wurde durch den Wirkungsgrad eines Gaskessels (90 %) geteilt und so der Endenergiebedarf an Erdgas ermittelt. Tabelle 42 gibt die zu erwartenden CO₂-Emissionen der *Baseline* wieder, wobei die erwartete Anschlussentwicklung des MVV zugrunde gelegt ist. Die daraus resultierende Emissionsminderung fällt geringer aus als jene von *Baseline*-Szenario 1.

Tabelle 42: Erwartete CO₂-Emissionen bei dezentralen Gasheizungen gegenüber Holzwärmeverbund

Baselineszenario 2	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Wärmebedarf Kleinfeld [TJ/ a]	1,3165	1,9173	2,9209	4,1259	4,7266	5,2086
Endenergiebedarf Gaskessel [TJ/ a]	1,4628	2,1303	3,2454	4,5843	5,2518	5,7874
Baselineemissionen [tCO ₂ / a]	81,9168	119,2968	181,7424	256,7208	294,1008	324,0944
Projektemissionen [tCO ₂ / a]	52,9248	68,2724	93,6322	124,0092	139,046	151,256
Emissionsminderung [tCO ₂ / a]	28,992	51,0244	88,1102	132,7116	155,0548	172,8384

Quelle: Eigene Darstellung

6.6.2.3 *Baseline*-Szenario 3: Wärmemix Deutschland

Ein weiteres mögliches *Baseline*-Szenario kann durch die Zugrundelegung des bundesdeutschen Wärmemixes errechnet werden. Hierbei wird angenommen, dass die Wohnungen des "Neubaugebiet Kleinfeld" in Abwesenheit des Projekts ebenso beheizt werden würden, wie dies im Durchschnitt in Deutschland geschieht.

Hierzu wurden die vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Daten über die Wohnungsbeheizung in Deutschland verwendet (Statistisches Bundesamt 2003). Sie geben prozentual wieder, mit welchen Heizungssystemen deutsche Wohnungen derzeit ausgestattet sind. Diese Prozentangaben wurden mit den CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger multipliziert und so die durchschnittliche CO₂-Emission pro TJ erzeugter Wärme in Deutschland errechnet. Dieser Emissionsfaktor für Wärme stellt einen theoretischen Wert dar, der nur für Deutschland aussagekräftig ist. Errechnet wurde eine durchschnittliche CO₂-Emission von 61,54 t CO₂ pro TJ erzeugter Wärmeenergie.

Weiterhin wurde, um die Datenaufbereitung zu vereinfachen, der Wärmeerzeugung in Deutschland ein Wirkungsgrad zugemessen. Dieser berechnet sich aus den Einzelwir-

kungsgraden der verschiedenen Heizungssysteme⁴⁴, gewichtet nach ihrem Vorkommen. Der so errechnete Gesamtwirkungsgrad für die Wärmeerzeugung in Deutschland liegt bei 74,52 %.

Tabelle 43: Wärmemix Deutschland, CO₂-Emissionsfaktoren und errechneter Emissionsfaktor für Wärme

Wärmemix Deutschland	Fernwärme	Gas	Strom	Heizöl	Braunkohle	Steinkohle	Regenerative	Wärme gesamt
Anzahl WE 2003 (*1000)	4804,7	16750,4	1440,4	11177,1	451,1	117,1	347,3	34740,8
Prozent der deutschen WE	13,8301	48,2154	4,1461	32,1728	1,2985	0,3371	0,9997	100
Emissionsfaktor	49,74	56	55,0718	74	97	93	0	61,5439

Quelle: Eigene Darstellung

Anmerkung 1: Zur Errechnung des CO₂-Emissionsfaktors von Fernwärme musste auf die Fernwärmestruktur Österreichs zurückgegriffen werden (Wirtschaftskammer Österreich 2000), Daten für Deutschland waren nur für Kraft-Wärme-Kopplung zu erhalten.

Anmerkung 2: Zur Errechnung des CO₂-Emissionsfaktors von Strom wurden die Energiedaten 2003, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, verwendet (BMWA 2003).

Mit Hilfe des errechneten Emissionsfaktors und des Wirkungsgrades für Wärme kann eine *Baseline* erstellt werden. Tabelle 44 zeigt Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen der *Baseline* gegenüber den Werten des Projekts und der daraus resultierenden Emissionsminderung.

Tabelle 44: Erwartete CO₂-Emissionen bei Wärmemix Deutschland, gegenüber Projektemissionen

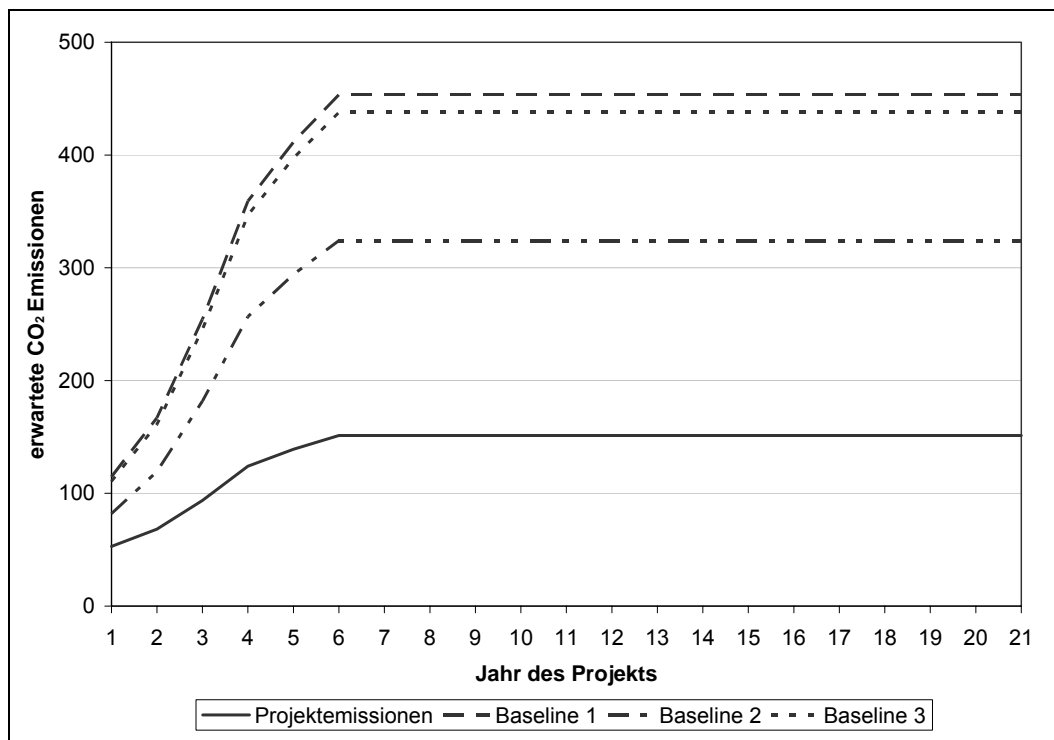
Baselineszenario 3	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Wärmebedarf Kleinfeld [TJ/ a]	1,3165	1,9173	2,9209	4,1259	4,7266	5,2086
Endenergiebedarf Kleinfeld [TJ/ a]	1,7667	2,5728	3,9196	5,5366	6,3428	6,9896
Baselineemissionen [tCO ₂ / a]	110,6484	161,1345	245,4845	346,7573	397,2496	437,7586
Projektemissionen [tCO ₂ / a]	52,9248	68,2724	93,6322	124,0092	139,046	151,256
Emissionsminderung [tCO ₂ / a]	57,7236	92,8621	151,8523	222,7481	258,2036	286,5026

Quelle: Eigene Darstellung

6.6.3 Bewertung der *Baseline*-Szenarien

Abbildung 20 stellt die Projektemissionen und die Emissionen der drei berechneten *Baseline*-Szenarien noch einmal vergleichend gegenüber.

⁴⁴ Angenommene Wirkungsgrade sind: Fernwärme: 72 %, Gas: 73 %, Strom: 95 %, Heizöl: 72 %, Kohle: 69 %, erneuerbare Energien: 72 %

Abbildung 20: Erwartete Emissionen des Projekts und der *Baseline*-Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

Betrachtet man die **Realitätsnähe** der drei Szenarien, so ist das dritte, das einen bundesdeutschen Durchschnitt als Alternative ansetzt, als am zutreffendsten zu bewerten. Es ist zu erwarten, dass die verschiedenen Bewohner des Neubaugebiets unterschiedliche Präferenzen haben, was die Wahl ihrer Heiztechnik angeht. Die vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Daten über den bundesdeutschen Durchschnitt der Heiztechniken dürften diesen unterschiedlichen Präferenzen näherungsweise entsprechen. Aber auch die Szenarien 1 und 2, die von einheitlichen Heizungen in der ganzen Siedlung ausgehen, stellen reale Alternativen dar. Es ist beispielsweise möglich, dass die Stadt den zukünftigen Bewohnern Einschränkungen auferlegt, was die Wahl der Heiztechnik angeht. Dies entspricht durchaus der gängigen Praxis in manchen Neubaugebieten. Da aber im vorliegenden Fall solche Absichten nicht bekannt sind, sind die *Baseline*-Szenarien 1 und 2 im Vergleich zum dritten als "weniger realitätsnah" einzustufen. Will man zwischen diesen beiden unterscheiden, so ist Szenario zwei, die Gaseinzelheizungen, als realistischer anzusehen, da der Trend derzeit zu Gas als Brennstoff geht⁴⁵. Abhängig von der Entwicklung der Gas- und Ölpreise kann sich dieser Trend aber bis zum Beginn der zweiten Kreditierungsperiode 2011 durchaus

45 Die von der Ruhrgas AG veröffentlichten Schätzungen weisen einen Anteil an Neubauwohnungen von 45,3 % Gas- und 32,2 % Ölheizungen auf (Ruhrgas AG 2001).

verändern. Insofern ist es wichtig, die gewählte *Baseline*-Methode nach der ersten Kreditierungsperiode erneut zu überprüfen, und gegebenenfalls an die veränderte Situation anzupassen.

Ausgehend von der **Höhe der Emissionszertifikate** gesehen ist das erste *Baseline*-Szenario das für den Projektentwickler lohnendste, da es die größten Emissionsminderungen verspricht. Dies ist vor allem auf den niedrigen Wirkungsgrad von Ölheizungen und den höheren Emissionsfaktor von Heizöl zurückzuführen. Das zweite Szenario ergibt die wenigsten Emissionszertifikate, während das Wärmemix-Szenario eine mittlere Anzahl von Zertifikaten erzeugen würde.

Für zukünftige NP wäre es wünschenswert, eine feste *Baseline*-Methode für wärmeerzeugende Biomasseanlagen einzuführen. Diese könnte – wie in den Szenarien 1 und 2 – mittels eines alternativen Brennstoffes ermittelt werden. Möglich wäre aber auch die Angabe von bundeseinheitlichen Werten für die Erzeugung von Wärme, ähnlich den in Szenario 3 ermittelten.

6.6.4 Exkurs: Berücksichtigung von vorgelagerten Prozessketten

Die oben beschriebenen *Baseline*-Szenarien sowie die Berechnungen der Projektmissionen basieren auf dem Endenergieverbrauch. Das ist diejenige Energiemenge, die an den Systemgrenzen anfällt. Möglich wäre auch eine Betrachtung des Primärenergieverbrauchs. Bis beispielsweise "Heizöl Extraleicht" die Systemgrenzen erreicht hat, sind einige vorgelagerte Prozesse (z. B. Förderung, Transport, Raffinierung) notwendig, die ebenfalls energieaufwendig sind. Den Primärenergieverbrauch zur Berechnung der Emissionsminderungen heranzuziehen ist jedoch problematisch: Zum Einen ist die exakte Bestimmung der vorgelagerten Prozessketten schwierig; zum Anderen nehmen Teile der vorgelagerten Prozessketten eventuell verpflichtend am EU-EH teil, was zu einer Doppelzählung von Emissionen führen könnte. Aus diesem Grund werden die folgenden Betrachtungen getrennt von den *Baseline*-Szenarien durchgeführt.

Eine Möglichkeit, die vorgelagerten Prozessketten zu berücksichtigen, stellt das Projekt GEMIS (Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme) ⁴⁶ dar. Hier werden vorangehende Prozesse definiert und so eine gesamtheitliche Emissionsbetrachtung möglich gemacht. Die CO₂-Emissionsfaktoren für verschiedene Brennstoffe sind in Tabelle 45 aufgelistet.

46 Im Internet verfügbar unter <http://www.oeko.de/service/gemis/> (Stand November 2004).

Tabelle 45: Emissionsfaktoren und Emissionen entlang der Prozessketten (GEMIS 4.1)

Emissionsfaktoren nach GEMIS	brennstoffbedingte Emissionen		Emissionen entlang der Prozesskette	
	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ / TJ	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ / TJ
Erdgas	0,199	55,322	0,029	8,062
leichtes Heizöl	0,267	74,226	0,042	11,676
Steinkohle	0,333	92,574	0,031	8,618
Braunkohle (rheinisch)	0,333	92,574	0,085	23,63
Holzackschnitzel	0	0	0,037	10,286
Stromnetz D	0	0	0,639	177,642

Quelle: Holzabsatzfonds 2003

Anhand dieser Werte können die Emissionen der *Baseline*-Szenarien unter Einbeziehung der vorgelagerten Prozessketten errechnet werden (siehe Tabelle 46).

Tabelle 46: Erwartete Projekt- und *Baseline*-Emissionen unter Berücksichtigung vorgelagerter Prozessketten

Emissionen (mit Prozesskette)	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Projektemissionen [tCO ₂ / a]	83,948	108,188	148,401	196,56	220,435	239,8
Emissionen Baseline 1 [tCO ₂ / a]	133,052	193,761	295,186	416,968	477,678	526,3906
Emissionen Baseline 2 [tCO ₂ / a]	92,72	135,027	205,707	290,573	332,88	366,8267
Emissionen Baseline 3 [tCO ₂ / a]	133,934	195,046	297,144	419,734	480,846	529,8815

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 47 gibt die daraus resultierenden Emissionsminderungen unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozessketten für die gewählten drei Szenarien an.

Tabelle 47: Erwartete Emissionsreduktionen der *Baseline*-Szenarien unter Berücksichtigung vorgelagerter Prozessketten

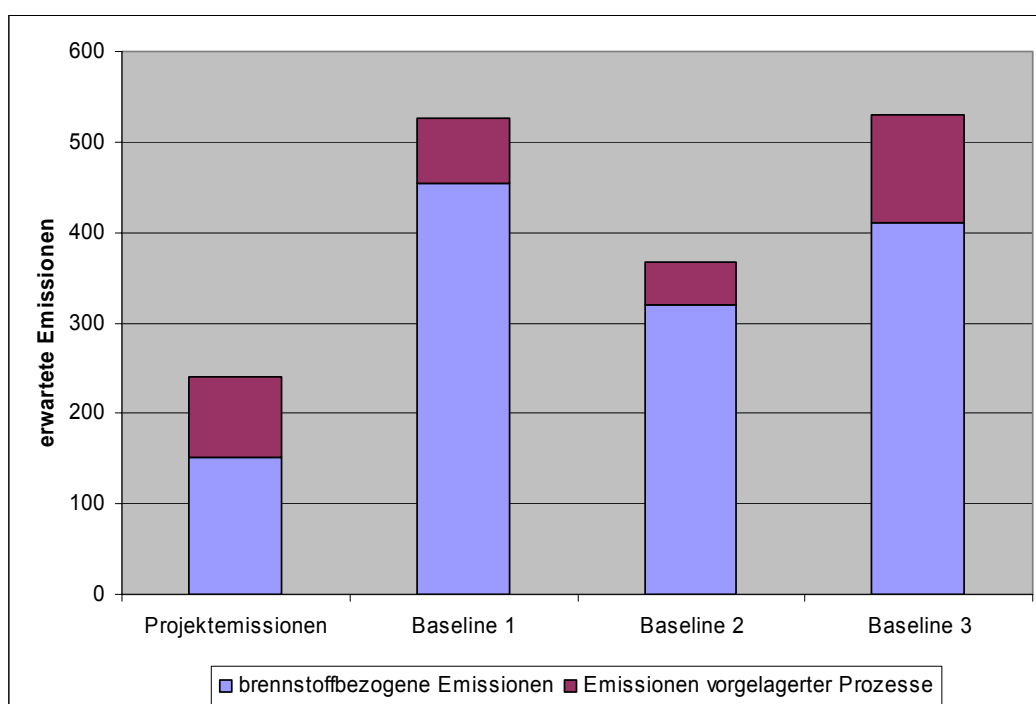
Emissionsminderung (mit Prozesskette)	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2025
Emissionsminderungen BL 1 [tCO ₂ / a]	49,1038	85,5735	146,785	220,408	257,243	286,5906
Emissionsminderungen BL 2 [tCO ₂ / a]	8,772	26,839	57,3056	94,0131	112,445	127,0267
Emissionsminderungen BL 3 [tCO ₂ / a]	49,9861	86,8585	148,742	223,173	260,41	290,0815

Quelle: Eigene Darstellung

Es fällt auf, dass die Emissionsminderungen in Szenario 1 und 2 nicht steigen, wenn man die vorgelagerten Prozesse, wie sie GEMIS definiert, einbezieht, sondern im Gegenteil niedriger liegen als in den oben beschriebenen Szenarien. Im Einzelnen liegen sie 5,1 % (*Baseline*-Szenario 1), 26,5 % (*Baseline*-Szenario 2) unter den Werten, die in den Kapiteln 6.6.2.1 und 6.6.2.2 berechnet wurden. Einzig die Emissions-

minderungen von *Baseline*-Szenario 3 steigen um 1 %. Dies ist damit zu erklären, dass der Energieerzeugung mit Holzhackschnitzel als Brennstoff ein relativ hoher Wert für "Emissionen entlang der Prozesskette" zugewiesen ist, und in den Ausgangsszenarien Holz als Emittent von CO₂ nicht berücksichtigt wurde. Da im Jahresmittel im Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" 75 % der Energie durch den Holzkessel bereitgestellt werden soll, schlägt dieser Wert mit sehr viel höheren Projektemissionen zu Buche.

Abbildung 21: Brennstoffbedingte Emissionen und Emissionen aus vorgelagerten Prozessen der Szenarien nach GEMIS pro Jahr bei Vollausbau



Quelle: Eigene Darstellung

Ob der bei GEMIS angegebene Wert für die vorgelagerten Prozessketten zur Herstellung von Holzhackschnitzeln für diese spezielle Anlage zutreffend ist, erscheint jedoch fraglich. Laut Angaben der A&S Naturenergie, die ein möglicher Zulieferer des Holzwärmeverbundes ist, rechnet man dort mit einem Energieeinsatz von 2 bis 5 % des unteren Heizwertes als Energieaufwand für den Transport und die Aufbereitung der Holzhackschnitzel⁴⁷. Dies ergäbe bei Vollausbau für den Holzanteil einen Emissions-

47 Telefonische Information von Andreas Groll von A&S Naturenergie Pfaffenhofen (10.3.2004).

wert von 21,6 t CO₂ jährlich.⁴⁸ Addiert man den von GEMIS errechneten Wert von 20,28 t CO₂ für den Ölkessel, so wird der Unterschied zu den insgesamt 88 t CO₂, die GEMIS prognostiziert, deutlich. Aufgrund dieser Unsicherheiten in der Berechnung der Emissionen vorgelagerter Prozesse und der möglichen Doppelzählung von Emissionen wird auf die Einbeziehung dieser Emissionen im Folgenden verzichtet.

6.7 Wirtschaftlichkeitsanalyse

6.7.1 Daten der Finanzplanung des Projektplaners

Zur Planung und Finanzierung des Holzwärmeverbunds im Neubaugebiet Kleinfeld hat die Stadt Sinsheim die MVV Energie AG als *Contractor* herangezogen. Die MVV Energie AG gilt als Projektentwickler.

Die folgenden Berechnungen der investitions- und betriebsbezogenen Kosten wurden von der MVV Energie AG durchgeführt. Diese Daten wurden freundlicherweise für diese Fallstudie zur Verfügung gestellt. Die nachfolgenden Berechnungen bilden die Rahmendaten des Projekts und geben Aufschluss darüber, warum der "Holzwärmeverbund Kleinfeld" an einem Betrag von 100.000 € scheiterte. Von dieser Summe als fehlendem Betrag wird bei den Betrachtungen in späteren Kapiteln ausgegangen.

Zwei Grundvoraussetzungen müssen für die Durchführung des Projekts gegeben sein:

- (1) Brutto-Umsatzrendite vor Zinsen und Steuern (EBIT) von 11,0 % für den *Contractor*. Diese Umsatzrendite ist nach Angaben der MVV Energie AG für Projekte der vorliegenden Art relativ gering, da das "nicht unerhebliche Risiko einer verzögerten Entwicklung des Anschlussgrades"⁴⁹ berücksichtigt werden muss.
- (2) Die Jahreswärmekosten für den einzelnen Endabnehmer dürfen die jährlichen Kosten einer Wärmeversorgung durch eine Gasheizung nicht überschreiten. Dieses Kriterium ist wichtig für die Kommune, da die Akzeptanz eines Nahwärmeverbundes bei den zukünftigen Bewohnern vor allem von dessen Kosten abhängt.

Ausgehend von der zweiten Annahme wurden von der MVV Energie AG die Jahreswärmekosten einer Gasheizung zu 1.361 € bestimmt (jeweils für eine Wohneinheit à 152,4 m², drei Personen pro Wohneinheit). Dieser Betrag bestimmte die Obergrenze

48 Bei einem geplanten jährlichen Verbrauch von 2.285 Schüttraummetern (SRm), einem unteren Heizwert von 730 kWh/SRm, unter der Annahme, dass 5 % des Hu zur Aufbereitung benötigt werden, und der Bewertung der Energie mit dem Emissionsfaktor für Benzin/ Diesel von 72 t CO₂/TJ.

49 Schriftliche Auskunft von Herrn Thalmann, MVV Energie AG.

für die hypothetische Kostengegenüberstellung von Gasheizung und Holzwärmeverbund in Tabelle 48.

Die Betriebskosten des Holzwärmeverbundes belaufen sich auf jährlich 816 €, so dass sich für die Abschreibungen der investitionsabhängigen Kosten durch die Bedingung der Kostengleichheit zur Gasheizung eine Obergrenze von 545 € jährlich ergibt. Dies entspricht Gesamtinvestitionen in Höhe von 7.078 €⁵⁰ pro Wohneinheit.

Zieht man von diesem Betrag diejenigen Investitionen ab, die ein Anschluss an das Nahwärmenetz in jedem Fall erfordert (Hausstation, Planung, Montage, insgesamt 1.975 €), so ergibt sich ein Restbetrag von 5.103 €. Dies ist der Betrag, den ein Endkunde investieren kann, wenn Bedingung zwei erfüllt werden soll. Man kann ihn als die "Schmerzgrenze" für die Investitionen der Anschlussnehmer bezeichnen, da er den Wert markiert, bis zu dem der Holzwärmeverbund billiger als eine einzelne Gasheizung ist. Bei jedem Betrag darüber würde ein finanziell vergleichender Anschlussnehmer die Gasheizung vorziehen.

Tabelle 48: Gesamtkostenvergleich zwischen Gasheizung und Holzwärmeverbund

Gesamtkostenvergleich	Gasheizung	Holzwärmeverbund
Betriebskosten	804 €	816 €
Abschreibungen investitionsbezogener Kosten	557 €	545 € *
Gesamtkosten	1.361 €	1.361 €

Quelle: eigene Darstellung nach Daten der MVV Energie AG

Anmerkung: der mit * gekennzeichnete Wert bezeichnet den errechneten Höchstwert der Investitionsabschreibungen

Insgesamt ist der obere Grenzwert der Investitionen von 102 Endnutzern so auf 520.506 € beschränkt. Für die Schule wurde ein Baukostenzuschuss von 36.700 € festgelegt, so dass die MVV Energie AG insgesamt mit 557.206 € Erlösen in Form von Baukostenzuschüssen für das Wärmenetz und Hausanschlusskosten kalkulieren konnte. Dies ist der Höchstbetrag, der von den Wärmekunden an den Projektentwickler gezahlt werden kann, wenn jeder einzelne Anschlussnehmer im Kostenvergleich gleichwertig mit der Gasheizung bleiben will.

50 Die verschiedenen Investitionsposten werden über unterschiedliche Zeiträume abgeschrieben. Eine Gesamtinvestitionssumme von 7.078 € entspricht einer jährlichen Abschreibungssumme von 545 €.

Um auf die erwünschte Umsatzrendite von 11 % zu kommen, errechnete die MVV Energie AG, dass insgesamt Investitionen in Höhe von 657.206 € von den Anschlussnehmern zu tragen seien, um das Projekt realisieren zu können.

Da die Obergrenze der Investitionen der Anschlussnehmer auf 557.206 € beschränkt sind, die MVV Energie AG aber, um wirtschaftlich arbeiten zu können, 657.206 € verlangt, existiert eine Unterfinanzierung des Projekts von 100.000 €. Diese Summe ist also genau der Betrag, der den "Holzwärmeverbund Kleinfeld" von der Wirtschaftlichkeit trennt. Um ihn zu decken, kann entweder der Baukostenzuschuss der Anwohner erhöht werden, was die Akzeptanz des Holznahwärmeverbundes gefährdet, oder das Umsatzrenditenziel des Projektplaners gesenkt werden, was nicht mit einer wirtschaftlich arbeitenden Unternehmung vereinbar ist. Die dritte Möglichkeit wären Fördermittel aus Land, Bund oder Gemeinde. Kapitel 6.2.2 zeigte jedoch, dass die Anlage nicht den Förderkriterien bestehender Programme entspricht. Darüber hinaus ist die Stadt Sinsheim, der Bauträger, nicht bereit, für die fehlende Summe aufzukommen.

6.7.2 Finanzierungsbeitrag der Zertifikate

Die vom Projekt generierten Zertifikate stellen zusätzliche Einnahmen dar. Da die MVV Energie AG selbst Anlagen betreibt, die verpflichtend am EU-EH teilnehmen werden, können diese Einnahmen darin bestehen, dass die generierten Zertifikate zur Realisierung eigener Minderungsverpflichtungen verwendet werden, oder dass sie am Markt gewinnbringend verkauft werden. Der zusätzliche Erlös, der der MVV Energie AG entsteht, ist dabei mindestens so hoch wie der Marktwert der Zertifikate. Übersteigen die eigenen Minderungskosten den Marktwert, werden die Minderungsgutschriften intern verwendet werden, sind sie niedriger, werden sie zum Marktpreis veräußert werden. Aus diesem Grund ist der zu erwartende Preis, den die Emissionsrechte am Markt erzielen werden, eine interessante Größe, die im Kapitel 3.7 diskutiert wurde. Es wurde gezeigt, dass eine weite Spanne von Preisprognosen existiert. Wie die endgültigen Preise auf dem europäischen und internationalen Markt aussehen werden, hängt von bisher ungeklärten Gestaltungsfragen ab und ist unmöglich vorherzusagen.

Um eine Prognose für die zusätzlichen Einnahmen des Projekts "Holzwärmeverbund Kleinfeld" erstellen zu können, werden im folgenden drei Preisszenarien vorgestellt, und der Finanzierungsbeitrag der Zertifikate für die verschiedenen *Baseline*-Varianten errechnet. Es wird angenommen, dass die Zertifikate im selben Jahr veräußert werden, in dem sie erzeugt werden. Neben den absoluten Erlösen aus Gutschriftenverkäufen sind für die einzelnen Szenarien immer die Kapitalwerte angegeben. Diese entstehen durch Abzinsung der einzelnen Verkaufserlöse mit einem Zinssatz von 6,5 % auf das

Investitionsjahr 2004. Die angenommenen Preisszenarien werden im Anschluss an ihre Vorstellung in Kapitel 6.7.2.5 bewertet.

6.7.2.2 Preisszenario 1: Konstant niedrige Preise

Dieses Szenario soll die Situation beschreiben, in der die Preise für Zertifikate aus Projekten einen konstant niedrigen Wert halten. Es wurde ein Preis von 5 € ausgewählt. Denn auch wenn die derzeit gehandelten Optionen auf Gutschriften oftmals einen Preis unterhalb dieser Marke aufweisen, ist doch zu erwarten, dass bei Beginn der Verpflichtungsperiode der Preis von 5 € erreicht wird. Die derzeitige Preisbildung weist niedrige Tendenzen auf, da noch erhebliche Unsicherheiten betreffs der Ausgestaltung der Mechanismen, der Teilnehmer des IEH sowie Anerkennungsrisiken bei Projekten bestehen. Spätestens wenn diese beseitigt sind (zu Beginn der Verpflichtungsperiode), wird der Preis höher liegen als derzeit. Dieses Szenario stellt das pessimistischste aus Sicht des Projektbetreibers dar. Die folgenden Tabellen geben – für die drei *Baseline*-Szenarien – die zu erwartenden Einnahmen des Projektbetreibers durch Emissionsreduktionen bei konstant niedrigem Preis wieder.

Tabelle 49: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 1

Baselineszenario 1	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	28.319,27	7.165,13	10.577,07	10.577,07
Kapitalwert der Erlöse [€]	14.070,27	5.305,71	5.332,84	3.431,72

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 50: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 2

Baselineszenario 2	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	16.106,50	4.007,84	6.049,33	6.049,33
Kapitalwert der Erlöse [€]	7.968,48	2.955,78	3.050,01	1.962,70

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 51: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 3

Baselineszenario 3	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	26.837,11	6.781,97	10.027,57	10.027,57
Kapitalwert der Erlöse [€]	13.329,75	5.020,52	5.055,79	3.253,43

Quelle: Eigene Darstellung

6.7.2.3 Preisszenario 2: Steigender Preis

Es ist zu erwarten, dass der Marktpreis von Zertifikaten im Laufe der Zeit ansteigt. Schon jetzt ist die Tendenz erkennbar, dass immer mehr Staaten ankündigen, ihren Reduktionsverpflichtungen nicht selbst nachkommen zu können (Betz, Eichhammer

und Schleich 2004), und auch die Verpflichtungen der Unternehmen innerhalb des EU-EH werden mit der Zeit schwerer zu erfüllen sein. So ist anzunehmen, dass man immer mehr auf die projektbasierten Mechanismen zurückgreifen wird; mit der Nachfrage wird der Preis steigen. Laut dem Institut für Wirtschaft und Ökologie der Universität St. Gallen erwarten die meisten Unternehmen für 2005 einen Preis von 3 – 5 € pro t CO₂, für 2010 steigt die Prognose auf rund 10 € (Varilek 2002). Diese Werte wurden für das vorliegende Szenario zugrunde gelegt.

In diesem Szenario beginnt der Preis für Zertifikate 2004 bei 4 € und steigert sich um 1 € pro Jahr auf 25 € im Jahr 2025. Die folgenden Tabellen geben die Einnahmen durch den Verkauf von Zertifikaten der drei *Baseline*-Szenarien und ihren Kapitalwert an.

Tabelle 52: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 1

Baselineszenario 1	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	85.310,91	11.271,61	29.615,72	44.423,58
Kapitalwert der Erlöse [€]	37.048,73	8.143,74	14.664,13	14.240,85

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 53: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 2

Baselineszenario 2	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	48.698,50	6.353,10	16.938,16	25.407,24
Kapitalwert der Erlöse [€]	21.108,93	4.577,26	8.386,88	8.144,79

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 54: Erwartete Erlöse der Zertifikate von *Baseline*-Szenario 3

Baselineszenario 3	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	80.867,86	10.674,73	28.077,25	42.115,88
Kapitalwert der Erlöse [€]	35.114,37	7.710,93	13.902,37	13.501,07

Quelle: Eigene Darstellung

6.7.2.4 Preisszenario 3: Rentabler Preis

Dieses dritte Preisszenario zielt nicht darauf ab, die Preise der Zertifikate möglichst exakt vorherzusagen. Hier soll berechnet werden, wie hoch der Preis sein müsste, damit die Einnahmen durch die Zertifikate der einzelnen *Baseline*-Szenarien die bestehende Investitionsbarriere in Höhe von 100.000 € ausgleichen können. Dabei wird ein statischer Preis errechnet, der den jeweiligen Kapitalwert der Minderungserlöse zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung – im Jahr 2004 – auf 100.000 € bringt.

Das Ergebnis dieser Berechnungen ist, dass für *Baseline*-Szenario 1 ein Preis von 35,54 €/ t CO₂ notwendig wäre. Für das zweite *Baseline*-Szenario lag der Wert bei 62,75 €, für das dritte bei 37,52 €. Die folgenden Tabellen geben die Gesamterlöse und Kapitalwerte für die drei Szenarien an.

Tabelle 55: Erwartete Erlöse der Zertifikate für *Baseline*-Szenario 1

BL 1 Preis: 35,54 €	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	266.540,39	67.438,15	99.551,12	99.551,12
Kapitalwert der Erlöse [€]	132.429,08	49.937,28	50.192,57	32.299,23

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 56: Erwartete Erlöse der Zertifikate für *Baseline*-Szenario 2

BL 2 Preis: 62,75 €	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	151.594,73	37.721,87	56.936,43	56.936,43
Kapitalwert der Erlöse [€]	74.999,49	27.819,83	28.706,72	18.472,95

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 57: Erwartete Erlöse der Zertifikate für *Baseline*-Szenario 3

BL 3 Preis: 37,52 €	Gesamtwert	Periode 1 (2004-2010)	Periode 2 (2011-2017)	Periode 3 (2018-2024)
kumulierte Erlöse [€]	201.386,02	50.891,94	75.247,04	75.247,04
Kapitalwert der Erlöse [€]	100.026,57	37.674,03	37.938,73	24.413,81

Quelle: Eigene Darstellung

6.7.2.5 Bewertung der Preisszenarien

Die beiden ersten Szenarien stellen mögliche Prognosen dar. Wie sich die Preise für Zertifikate tatsächlich entwickeln ist schwer vorherzusagen. Derzeit werden ca. 3 – 5 € pro t CO₂ gezahlt. Wahrscheinlich ist aber, dass der Preis zu Beginn des europäischen Emissionshandelssystems 2005 anziehen wird, und auch in den folgenden Jahren sind Preissteigerungen zu erwarten. Insofern stellt das erste Szenario, das von einem konstant niedrigen Wert ausgeht, ein pessimistisches Szenario dar.

Szenario zwei geht dagegen von einer Preissteigerung um 1 € pro Jahr aus. Dies ist während der ersten Jahre sicherlich realistisch, es ist jedoch ungewiss, ob diese Steigerung auch darüber hinaus noch stattfinden wird. Ebenso ist es möglich, dass der Preis sich bei einem Wert stabilisieren wird, oder die Steigerungsraten abnehmen werden. Dieses Szenario stellt also einen optimistischen Ansatz dar.

Insgesamt lässt sich sagen, dass beide Szenarien extreme Situationen darstellen, die wahrscheinlich so nicht eintreffen werden. Die tatsächliche Preisentwicklung wird sich vermutlich zwischen den beiden Prognosen einstellen. Daraus ergeben sich, je nach

Preis- und *Baseline*-Szenario, Erlöse aus Zertifikaten zwischen ca. 16.110 € (BS2, PS1) und 85.300 € (BS1, PS2), was Kapitalwerten von 7.970 € und 37.310 € entspricht. Verglichen mit dem Kapitalbedarf von 100.000 € sind diese Beträge nicht geeignet, einen ausreichend hohen Beitrag zur Finanzierung des Projekts "Holzwärmeverbund Kleinfeld" zu liefern.

Betrachtet man die Erlöse des *Baseline*-Szenario drei, welches das realistischste der *Baseline*-Szenarien darstellt, und die Preisspanne, die das optimistische und das pessimistische Preisszenario eingrenzen, so ergibt sich eine realistisch zu erwartende Kapitalwertspanne zwischen 13.330 € und 35.110 €. Anders ausgedrückt könnten wahrscheinlich zwischen 13 % und 35 % des fehlenden Investitionsbetrags aus der Anfangsrechnung durch Erlöse aus Zertifikaten abgedeckt werden. Anzumerken ist hier, dass in die Beträge keine Transaktionskosten einbezogen wurden. Diese werden in Kapitel 6.7.3 betrachtet.

In Preisszenario drei wurde berechnet, wie hoch die Einnahmen durch Minderungsgutschriften sein müssten, damit das Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" aus wirtschaftlicher Sicht als "gewinnbringend", oder wenigstens als "nicht verlustbringend"⁵¹ eingestuft werden könnte. Auch diese Rechnung wurde ohne Transaktionskosten durchgeführt. Die ermittelten Preise von 35,54 €, 47,06 € oder gar 62,75 € scheinen auf den ersten Blick sehr hoch angesetzt, dennoch existieren auch Preisprognosen in dieser Größenordnung. Die Europäische Kommission gibt beispielsweise in Ihrem "Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union" eine Preisspanne von 5 – 58€ pro t CO₂ an (EU-Kommission 2000). Sijm errechnete in einer Studie Preise zwischen 15 und 41€/t CO₂ im Jahr 2010 (Sijm et al. 2002). Wie die Preise sich tatsächlich entwickeln, bleibt abzuwarten. Eine Preisspanne zwischen Szenario 1 und 2 scheint wahrscheinlich, aber auch die Erreichung der in Szenario drei ermittelten Preise ist möglich.

6.7.3 Transaktionskosten

Die Transaktionskosten stellen für den Projektentwickler zusätzliche Kosten dar, die in den vorherigen Kapiteln vernachlässigt wurden. Wie schon im ersten Fallbeispiel ausgeführt wurde, bestehen sie aus verschiedenen Komponenten. Die Gewichtung der einzelnen Teilkosten hängt stark vom Projekttyp und dem genutzten Mechanismus

51 Sind die Grenzvermeidungskosten für CO₂ Reduktionen der MVV Energie AG höher als der errechnete Preis ist das Projekt beim errechneten Preis gewinnbringend.

ab⁵². Dieses Kapitel betrachtet die zu erwartenden Transaktionskosten für das vorliegende Projekt, und gibt im Anschluss einen Überblick, inwieweit diese die in Kapitel 6.7.2 ermittelten Erlöse aus Zertifikaten schmälern.

Bei dem hier vorliegenden Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" sind vor allem Genehmigungskosten zu erwarten. Suchkosten werden nicht angesetzt, da der Auftraggeber, die Stadt Sinsheim, die MVV Energie AG als *Contractor* mit der Durchführung des Projekts beauftragte und diese sich die Zertifikate im Rahmen des EU-EH anrechnen lassen könnte. Ebenso wie die Verhandlungskosten wären sie auch ohne Anerkennung als NP entstanden und sind so nicht als Transaktionskosten des NP Mechanismus zu verbuchen. Wie Kapitel 6.5 gezeigt hat, sind *Monitoring*kosten ebenfalls minimal bzw. nicht existent, da alle benötigten Werte in jedem Fall aufgezeichnet werden würden, und also nur sehr geringe oder keine zusätzlichen Kosten durch das *Monitoring* entstehen. Versicherungskosten sind bereits in der Kostenkalkulation des Projekts enthalten. Zusätzliche Durchsetzungskosten sind mit € 10.000 für "Unvorhergesehenes, sonstiges" einkalkuliert.

Die Transaktionskosten des Projekts setzen sich also zum überwiegenden Teil aus Genehmigungskosten zusammen. Genauer gesagt handelt es sich um drei Arten von Kosten, die näher zu betrachten sind: Die Validierungs- und Registrierungskosten sowie Kosten zur Erstellung der notwendigen Dokumente (PDD, *Baseline* und *Monitoring*-Plan), die zu Beginn des Projekts anfallen, sowie die Verifizierungs- und Zertifizierungskosten, die jährlich zu zahlen sind.

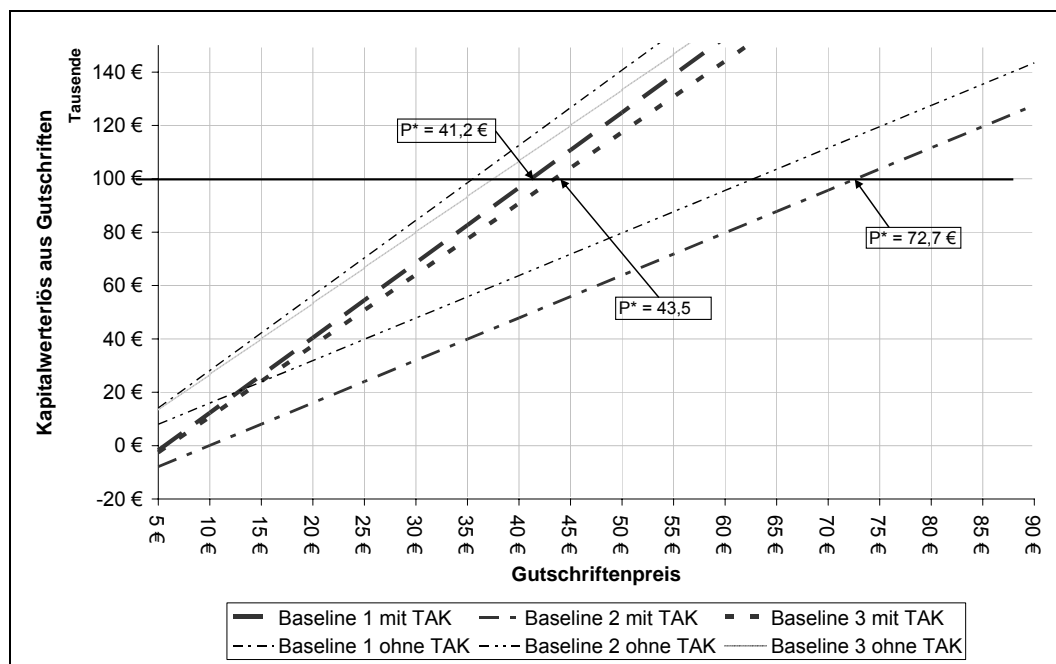
Die Registrierungskosten werden wiederum in der Größenordnung von 1.000 € für ein *Small Scale* NP geschätzt. Validierungs-, Verifizierungs- und Zertifizierungskosten sind an eine unabhängige Institution (*Independent Entity*), also z. B. Ingenieurbüros oder Unternehmensberatungen, die von der zuständigen Stelle akkreditiert wurden, zu zahlen. Beim Projekt "Holzwärmeverbund Kleinfeld" kann angenommen werden, dass jährlich ca. ein Tag für Verifizierung und Validierung zum Tagessatz von ca. US\$ 1.500 (ca. 1.232 €) in Anspruch genommen werden muss. Für das Projekt "Nahwärmeverbund Kleinfeld" wird davon ausgegangen, dass die Projektunterlagen intern innerhalb eines Zeitraums von zwei Tagen erstellt werden können. Unter dieser Annahme würde die Erstellung der notwendigen Dokumente einen zusätzlichen Kostenaufwand von 1.100 € bedeuten.⁵³

52 Beispielsweise werden in Entwicklungsländern durchgeführte CDM Projekte meistens höhere Versicherungskosten aufweisen als vergleichbare, in Industrieländern durchgeführte JI Projekte.

53 Laut Auskunft der MVV Energie AG sind interne Tagessätze mit 550 € anzusetzen (15.4.2004).

Insgesamt ergeben sich jährliche Kosten von ca. 1.230 €, sowie einmalige Zusatzkosten zum Projektstart in Höhe von 2.100 €. Bei diesen Annahmen ergibt sich ein (negativer) Kapitalwert der Transaktionskosten von ca. -15.850 €. Verglichen mit den Erlösen, die das Projekt aus dem Verkauf von Zertifikaten erwirtschaften würde, fällt auf, dass dieser Betrag die Verkaufserlöse der meisten Szenarien zunichte machen würde. In einigen Fällen würde das Projekt sogar durch die Anerkennung als NP weitere Verluste einbringen. Abbildung 22 zeigt die zusätzlichen Einnahmen der verschiedenen *Baseline*-Szenarien bei verschiedenen Zertifikatepreisen, sowie deren *Break-Even*-Punkt, bei dem die benötigte Summe von 100.000 € erreicht wird. Zum Vergleich sind darüber die Kurven ohne Transaktionen klein dargestellt.

Abbildung 22: Kapitalwerterlöse unter Einbeziehung der Transaktionskosten bei verschiedenen Zertifikatepreisen.



Quelle: Eigene Darstellung

Die Vereinfachung von SSP erlaubt eine Bündelung von Projekten, solange die zusammengefassten Projektgrößen die Grenzen für SSP nicht überschreiten. Es können gleichartige Projekte zusammengefasst werden und ein gemeinsames PDD, dieselbe *Baseline*-Methode und denselben *Monitoring*-Plan verwenden. Eine solche Bündelung könnte im Fall des "Holzwärmeverbund Kleinfeld" durchgeführt werden, da die MVV Energie AG in mehreren ähnlichen Fällen als Projektentwickler auftritt. Eine Bündelung könnte die Transaktionskosten senken, da die Dokumente gemeinsam genutzt werden könnten und eine Bearbeitungsgebühr bei der Registrierung nur einfach anfallen würde. Des Weiteren kann man davon ausgehen, dass eine *Independent Entity*, die meh-

rere Arbeiten dieser Art durchführt, ihre Effizienz steigern und dadurch Kosten senken könnte. Bei einer Bündelung von 5 ähnlichen Projekten könnte eine Reduktion der Transaktionskosten für das vorliegende Projekt um ca. 2.970 € auf insgesamt ca. 12.880 € erzielt werden⁵⁴.

6.8 Fazit

Ziel der Untersuchung dieses Fallbeispiels war es, einen Implementierungstest des Instruments Nationale Projekte durchzuführen und mögliche Umsetzungshürden zu identifizieren. Dazu wurden die Emissionen eines Holznahwärmeverbunds berechnet und mit den Emissionen verschiedener *Baseline*-Szenarien verglichen. Im Anschluss wurde berechnet, welche zusätzlichen Erlöse die CO₂-Einsparungen des Projekts liefern würden, wenn sie als Zertifikate veräußerbar wären. Dazu wurden verschiedene Preisszenarien für den Wert der Zertifikate gebildet.

Es wurde festgestellt, dass die Erlöse durch die Veräußerung von CO₂-Zertifikaten das untersuchte Projekt nicht wirtschaftlich gemacht hätten. Von den zur Durchführung benötigten 100.000 € können bei günstigsten Bedingungen nur ca. 22 % durch den Verkauf von Reduktionsgutschriften erwirtschaftet werden. Vor allem die Höhe der Transaktionskosten schmälert die zusätzlichen Einnahmen. Es konnte gezeigt werden, dass die Transaktionskosten eines NP dieser Größe ca. ein Drittel der möglichen Zertifikateerlöse betragen. Einige Szenarien ergaben für das vorliegende Projekt sogar negative Kapitalwerte, was einen (zusätzlichen) Verlust für den Investor bei Durchführung des NP bedeutet.

Um NP in der Größenordnung von *Small Scale Projects* attraktiv zu machen, bedarf es daher vereinfachter Regeln, wie sie für CDM Projekte existieren. Diese Vereinfachungen wurden für die Berechnungen der Transaktionskosten des Fallbeispiels bereits angewandt. Sie zielen darauf ab, die Transaktionskosten für kleinere Projekte so weit wie möglich zu senken. Dennoch waren beim untersuchten Projekt hohe Kosten zu verzeichnen. Es sollte geprüft werden, ob die Registrierungsgebühr für kleinere Projekte unter die angenommenen 1.000 € gesenkt werden kann. Weiterhin ist zu empfehlen, Projektkategorien zu entwerfen, und dort standardisierte *Baseline*-Methoden für alle Projekte einer Kategorie festzuschreiben.

54 Für die Berechnung wurde angenommen, dass die fixen Kosten zu Beginn des Projekts auf fünf Projekte verteilt werden. Bei den jährlichen Kosten wurde mit einer Einsparung durch Effizienzgewinn von 10 % ausgegangen.

Im konkret behandelten Fall des Holznahwärmeverbundes könnte diese Kategorie alle Biomasseanlagen umfassen, die allein zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Die standardisierte *Baseline* in dieser Kategorie könnte aus einem CO₂-Faktor für die in Deutschland erzeugte Wärme und einem zugehörigen Durchschnittswirkungsgrad errechnet werden, wie dies in *Baseline*-Szenario 3 geschehen ist. Die Angabe von Standardwerten würde die Berechnung der Emissionsminderungen stark vereinfachen. Alternativ wäre die Angabe des Brennstoffs möglich, der in Abwesenheit der Biomasseanlage zur Erzeugung der benötigten Wärme herangezogen würde. Es wäre wünschenswert, dass durch die Schaffung von Kategorien und die Angaben zur *Baseline*-Erstellung die Berechnungen soweit vereinfacht werden, dass sie vom Projektentwickler selbst durchgeführt werden können.

Eine weitere Möglichkeit, die Transaktionskosten zu senken, wäre eine Bündelung mehrerer ähnlicher Projekte. Eine Zusammenfassung mehrerer kleinerer Projekte einer Kategorie ist für *Small Scale* CDM Projekte möglich, und würde auch für NP Vorteile bringen. Kostensenkungen sind durch eine gemeinsame Erstellung der Projektdokumente, Einsparung der Registrierungsgebühr und Effizienzgewinne bei der Validierung, Verifizierung und Zertifizierung zu erwarten. Im konkreten Fall des "Holznahwärmeverbund Kleinfeld" ist der Projektentwickler in mehreren ähnlichen Fällen engagiert, die sich zu einem NP bündeln ließen.

Nach der Betrachtung des Fallbeispiels ist festzustellen, dass eine Finanzierung von biomassebetriebenen Nahwärmeverbunden dieser Größe mit Hilfe des Instruments der NP schwierig sein dürfte. Probleme erwachsen zum einen durch die hohen Transaktionskosten, zum anderen durch die niedrigen Erlöse aus den Zertifikaten. Es wird zwar vermutet, dass die Preise für CO₂-Zertifikate im Laufe der Zeit ansteigen werden, aber eine Höhe von über 41 €, wie sie notwendig wäre, um das bearbeitete Projekt rentabel zu machen, scheint derzeit nicht absehbar. Als Grund für die zu niedrigen Erlöse der Zertifikate ist neben dem Preis auch die Struktur des Projekts zu nennen. Bei einem Nahwärmeverbund dieser Größenordnung machen die Energieverluste entlang der Leitungen ca. ein Viertel der erzeugten Wärmeenergie aus. Ohne diese Leitungsverluste würde das bearbeitete Projekt jährlich ca. 40 Tonnen CO₂ mehr einsparen, was die Erlöse aus Zertifikaten um 13 bzw. 23 Prozent (abhängig vom gewählten *Baseline*-Szenario) erhöhen würde. Es bleibt zu prüfen, ob der Einsatz von Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung in größeren Nahwärmeverbunden, oder als Einzelheizung in großen Gebäuden durch Anerkennung als NP erhebliche finanzielle Vorteile erfahren könnte. Für die untersuchte Projektkategorie und -größe kann das Instrument allenfalls einen zusätzlichen Anreiz darstellen.

7 Analyse praktischer Umsetzungsprobleme

Bei der Umsetzung Nationaler Projekte treten ähnliche Probleme auf wie bei der Umsetzung von *Joint Implementation* in EU-Mitgliedstaaten. Insbesondere die für die Zulassung von JI Projekten mit Deutschland als Gastland zu lösenden Umsetzungsfragen betreffen ebenso Nationale Projekte. Insofern kann und sollte die Lösung der hier diskutierten praktischen Umsetzungsprobleme von Anfang an sowohl JI als auch NP berücksichtigen. Dieses ist umso relevanter, da alle EU-Mitgliedstaaten derzeit damit befasst sind, die *Linking-Richtlinie* in nationales Recht umzusetzen. Damit werden Regeln für JI und CDM geschaffen, die auch für NP Anwendung finden könnten.

7.1 Zusätzlichkeit (*Additionality*)

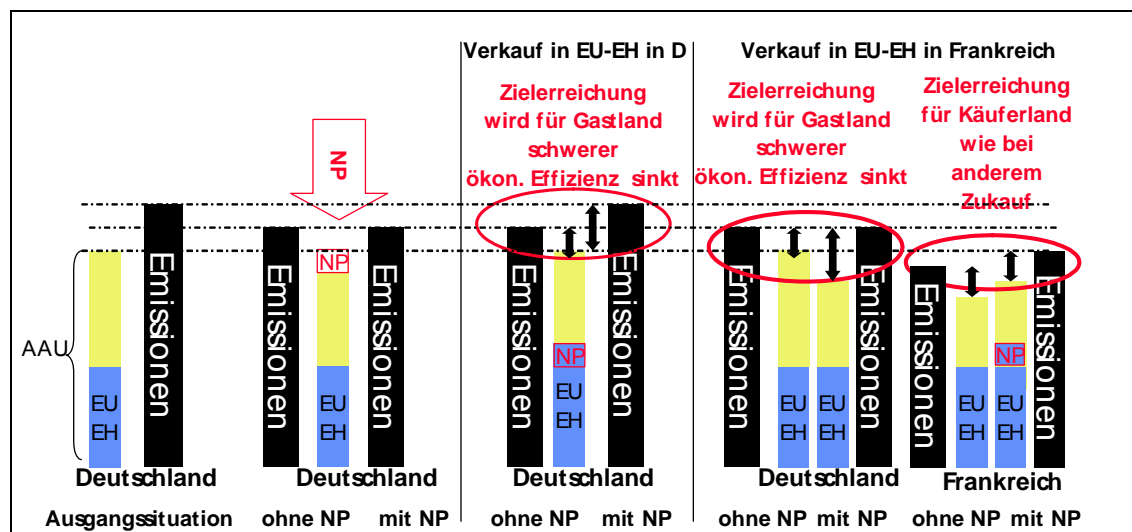
Bei allen projektbezogenen Mechanismen muss sichergestellt werden, dass die zertifizierten Emissionsminderungen zusätzlich sind. Zusätzlich im Sinne des Kyoto-Protokolls sind Emissionsreduktionen, die zusätzlich zu denen entstehen, die ohne die zertifizierte Projektmaßnahme entstehen würden (KP Art. 12, 5c für CDM und Art. 6, 1b für JI). Die Bedeutung der Erfüllung des Kriteriums der *Additionality* soll anhand der Wirkung, die ein nicht zusätzliches NP für Deutschland hätte, verdeutlicht werden. Im Anschluss daran werden Wege aufgezeigt, wie die Zusätzlichkeit der Emissionsminderungen eines NP gewährleistet werden kann.

Abbildung 23 zeigt schematisch die Wirkung eines nicht zusätzlichen NP. In der Ausgangssituation habe Deutschland höhere Emissionen als die ihm gemäß Kyoto-Protokoll zugestandene Menge (*Assigned Amount*). Ein Teil der AAUs ist abgedeckt über den EU-EH. Wird ein nicht zusätzliches NP durchgeführt, so sinken die Emissionen sowohl ohne den Mechanismus NP als auch bei der Ausgabe von Zertifikaten für das NP. Hier wird angenommen, dass die Emissionsrechte für das NP aus dem AAU-Kontingent, das nicht dem EU-EH zuzuschreiben ist, stammt. Das heißt, es wird eine Minderung direkter Emissionen im Verkehrs- oder Haushaltsbereich vorgenommen. Der Projektteilnehmer hat nun die Möglichkeit, seine Emissionsrechte an einen vom EU-EH betroffenen Anlagenbetreiber zu verkaufen. Damit steigt die im EU-EH zulässige Emissionsobergrenze. Aus diesem Grund fallen die tatsächlichen Emissionen in Deutschland höher aus als ohne das Instrument NP. Die Emissionsminderung aufgrund des NP hätte nämlich auch ohne Generierung von Zertifikaten stattgefunden. Deutschland hat es nunmehr schwerer, sein Kyoto-Ziel zu erreichen.

Werden die Emissionsrechte eines nicht zusätzlichen NP hingegen ins Ausland verkauft, dann steigen die Emissionen in Deutschland zwar nicht über das Szenario ohne das Instrument NP, aber die Anzahl der verfügbaren Emissionsrechte sinkt, so dass de

fakto das Emissionsminderungsziel strikter wird und somit eine Zielerfüllungslücke entsteht, die der Höhe der nicht zusätzlichen Emissionsminderungen des NP entspricht. Im hier gewählten Beispiel werden die Zertifikate an Frankreich, also innerhalb des EU-EH verkauft. Die Emissionsobergrenze des französischen EU-EH-Sektors steigt um einen entsprechenden Betrag an. Da die Zertifikate an AAUs gekoppelt sind, nimmt auch die zulässige Emissionsmenge des Staates Frankreich zu. Die Zielerreichung für Frankreich wird also durch den Zukauf von Zertifikaten aus einem nicht zusätzlichen NP aus Deutschland nicht erschwert. Es soll an dieser Stelle auch darauf hingewiesen werden, dass bei einem Zertifikatsverkauf ins Ausland die Notwendigkeit des Instruments NP nicht mehr gegeben ist. Mit dem ausländischen Käufer kommt es nämlich zum Emissionsrechtetransfer zwischen zwei Annex-I-Staaten und somit kann die Projektaktivität als JI durchgeführt werden. Hier wird wiederum die konzeptionelle Nähe von JI und NP deutlich. Gerade aufgrund der Handelbarkeit von Emissionsrechten und der erst damit bedingten ökonomischen Effizienz des Instruments bleibt zu fragen, wieso unilaterale JI Projekte bzw. NP nicht zulässig sein sollen. Konsequenter und elegantester Weg der Umsetzung von NP wäre die Zulässigkeit von unilateralen JI Projekten.

Abbildung 23: Wirkung eines nicht zusätzlichen Nationalen Projekts



Quelle: Eigene Abbildung

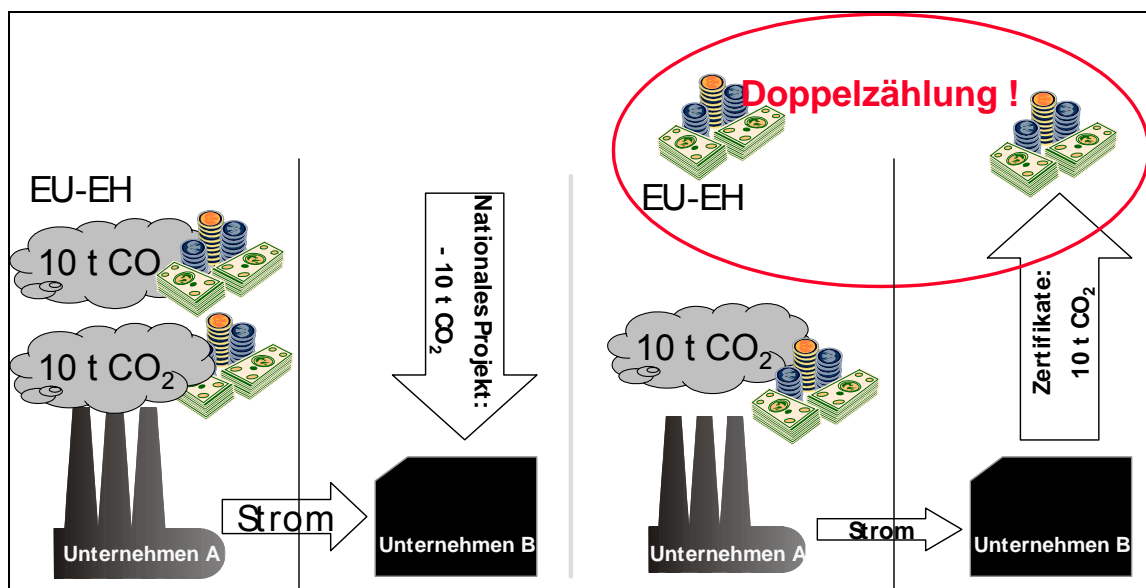
Es bleibt festzuhalten, dass nicht zusätzliche NP die Zielerreichung für das Gastland erschweren. Gleiches gilt für JI Projekte, nicht jedoch für CDM Projekte, da CDM Gastländer kein verbindliches Kyoto-Ziel eingegangen sind. Befürchtungen solcher Mitnahmeeffekte führen einige kleine Mitgliedstaaten an, die sich gegen NP ausspre-

chen, da sie befürchten, dass sie damit noch schwieriger ihre meist ohnehin weit entfernten Kyoto-Ziele erreichen können.

7.2 Doppelzählungen

Wenn eine Minderungsmaßnahme doppelt angerechnet wird, spricht man von Doppelzählung. Konsequenz einer Doppelzählung ist die Nettoerhöhung des erlaubten Emissionsbudgets (*Assigned Amount, Allowances*). Um die ökologische Treffsicherheit des Emissionshandels und der projektbezogenen Mechanismen zu gewährleisten, darf eine Emissionsminderung folglich nur in **einem** System von Zertifikaten profitieren: entweder im EH oder als Projekt. Im Fall des EU-EH ist dieses Problem derzeit bereits für JI Projekte in EU-Ländern gegeben und tritt somit auch bei NP in einem EU-Mitgliedstaat, also auch in Deutschland, auf. In diesem Kapitel soll nochmals auf die Ursachen für Doppelzählungen eingegangen werden. Diskutiert wird des Weiteren, wie Doppelzählungen verhindert werden können. Hierzu wird darauf zurückgegriffen, wie Doppelzählungen in der *Linking-Richtlinie* ausgeschlossen werden.

Abbildung 24: Das Problem der Doppelzählung



Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 24 ist exemplarisch der Fall einer Doppelzählung dargestellt. Unternehmen A, ein Energieversorgungsunternehmen fällt unter den EU-EH. Im fiktiven Beispiel wurden Unternehmen A Zertifikate in Höhe von 20 t CO₂ zugeteilt. Unternehmen B ist hingegen nicht vom EU-EH betroffen. Es führt ein energiesparendes Projekt durch, das als NP mit einer Einsparung von 10 t CO₂ angerechnet werden soll. Das NP mindert indirekte Emissionen, denn die erhöhte Energieeffizienz führt zu einem Rückgang der

Stromnachfrage. Da B bei A weniger Strom abnimmt, muß A weniger Strom erzeugen und hat somit auch geringere Emissionen. Unternehmen A benötigt nunmehr nur noch Zertifikate in Höhe von 10 t CO₂, und kann die freigewordenen Zertifikate am EU-EH verkaufen. Würde nun auch Unternehmen B als Projektträger Zertifikate für das NP erhalten, könnte auch B Zertifikate in Höhe von 10 t CO₂ am EU-EH verkaufen. Die von B durchgeführte Minderungsmaßnahme würde also doppelt gezählt werden. Innerhalb des EU-EH käme es somit zu einer Erhöhung der zulässigen Emissionen um 10 t CO₂.

Um derartige Doppelzählungen von Emissionsminderungen zu vermeiden, müssen Emissionsquellen, die direkt oder indirekt vom EU-EH erfasst werden, bei NP gesondert betrachtet werden. Fehlen besondere Vorkehrungen, dann gilt, dass Minderungen von direkten oder indirekten Emissionen im EU-EH nicht für NP zugelassen werden dürfen. Ein mögliches Instrument, um Doppelzählungen auszuschließen, ist eine offene Positiv-Liste, die für NP geeignete potenzielle Sektoren, Gase und Quellen außerhalb des EU-EH beinhaltet.

Direkte Emissionen in EU-EH-Anlagen stellen für den Ausschluss von Doppelzählung prinzipiell kein Problem dar. Emissionsminderungen in EU-EH-Anlagen werden vom Mechanismus NP ausgeschlossen. Im Falle direkter Emissionen treten erst Probleme auf, wenn der Anwendungsbereich des EU-EH erweitert wird. In diesem Fall kann es zu Übergangsproblemen kommen, wenn die Minderungsmaßnahme eines laufenden NP in einer Anlage durchgeführt wird, die nunmehr unter den EU-EH fällt. Dieses Problem tritt auch bei JI Projekten auf, die in EU-Beitrittsländern begonnen wurden, und mit dem EU-Beitritt und der damit verbundenen Teilnahme am EU-EH plötzlich im Bereich des EU-EH liegen. Folglich können die zu EU-JI angestellten Überlegungen auch auf diese Übergangsproblematik bei NP übertragen werden. Zwei Lösungsmöglichkeiten wurden diskutiert (siehe auch Kapitel 4.5.1.1). Erstens besteht die Möglichkeit, dass der Anlagenbetreiber vom EU-EH bis zum Ablauf der Kreditierungsperiode herausoptiert (Artikel 27 EU-EH RL). Somit werden dem schon laufenden NP keine *Allowances* gemäß NAP zugeteilt, sondern der Investor erhält weiterhin Zertifikate für die Emissionsminderungen des NP. Es bestehen keine Verpflichtungen im Rahmen des EU-EH. Die zweite Möglichkeit besteht darin, dass dem Anlagenbetreiber im Rahmen des EU-EH *Allowances* bis zum Ablauf der Kreditierungsperiode in Höhe der *Baseline* des NP zugestanden werden. Dem Investor hingegen wäre per Übertragungsvereinbarung sichergestellt, dass er vom Anlagenbetreiber Zertifikate in Höhe der Emissionsminderung des NP bis zum Ablauf der Kreditierungsperiode erhalten würde. Beide Varianten sind denkbar, so dass den Projektteilnehmern auch eine Wahloption gewährt werden könnte.

Problematischer sind hingegen Emissionsminderungsmaßnahmen, die **indirekte Emissionen** in Anlagen des EU-EH mindern. Für solche Fälle kann eine Reserve eingerichtet werden, aus der Zertifikate für NP gespeist werden (siehe nächstes Kapitel 7.3). Diese Reserve sollte vom Budget der Anlagenbetreiber, bei denen es zur Minderung indirekter Emissionen kommen kann – i. d. R. Energieversorgungsunternehmen – abgezogen werden, und zwar proportional zu den ihnen zugeteilten Emissionszertifikaten. Dadurch wird sichergestellt, dass Emissionsminderungen in EU-EH Anlagen, die durch NP bewirkt werden, nicht doppelt vergütet werden. Den betroffenen EU-EH Anlagen müssten also von vornherein weniger *Allowances* zugeteilt werden. Wird die angelegte Reserve in einer Verpflichtungsperiode nicht ausgeschöpft, könnten die restlichen *Allowances* an die von der Reservenbildung betroffenen Anlagenbetreiber proportional zu ihrer Zuteilung rückübertragen werden.

In Artikel 11 b der durch die *Linking*-Richtlinie erweiterten EU-EH-RL wird geregelt, wie Doppelzählungen bei der (freiwilligen) Einbeziehung von JI und CDM zu verhindern sind.⁵⁵ Artikel 11 b (2) verlangt den Ausschluss von ERUs bzw. CERs für direkte Minderungen in einer vom EU-EH erfassten Anlage. Artikel 11 b (3) stellt eine Übergangsregelung bis zum 31.12.2012 für ERUs und CERs auf. Bei Minderungen von direkten Emissionen an einer EU-EH Anlage muss eine der Projektminderung entsprechende Anzahl von *Allowances* beim Betreiber der Anlage gelöscht werden. Nur dann kann der Projektträger Zertifikate für seine Projektstätigkeit erhalten und in den EU-EH verkaufen. Im Fall der Minderung von indirekten Emissionen muss eine entsprechende Anzahl aus dem nationalen Register des Mitgliedsstaates gelöscht werden. Diese Variante baut auf einer Reservelösung auf. Hier muss wiederum geklärt werden, aus welchem Budget solch eine Reserve gebildet werden soll. Wenn die Doppelzählung verursachergerecht ausgeschlossen werden soll, so müssen die Zertifikate aus dem Kontingent von demjenigen stammen, bei denen die Minderungen entstehen, also von den Stromerzeugern. Es ist darauf hinzuweisen, dass eine Teilnahme an JI freiwillig ist und daher die EU-Mitgliedstaaten einzeln darüber entscheiden können. Auch die *Linking*-Richtlinie spricht von "können" und nicht von "müssen" in Bezug auf die Einbindung von JI/CDM ab 2008.

7.3 Kreditierung

Ein nur für NP auftretendes Umsetzungsproblem ist die Frage danach, welcher Zertifikatstyp aus welchem Kontingent zugeteilt wird. Für JI und CDM steht fest, dass ERUs

55 Nur für Malta und Zypern ist der Bezug zum CDM relevant, da diese Länder bisher keine Ziele unter dem Kyoto-Protokoll haben und somit Non-Annex B Länder sind.

oder CERs im EU-EH genutzt werden können, indem sie einfach in der Abgabetabelle vermerkt werden. Für Nationale Projekte hingegen ist noch zu klären, wie die Kreditierung gelöst werden soll. Nach Artikel 30 (2) n EU-EH-RL soll die EU-Kommission auf Modalitäten und Verfahren für die Ausstellung von *Allowances* im Bericht Mitte 2006 eingehen. Hier ist zu fragen, warum von *Allowances* die Rede ist. Werden hier neue *Allowances* geschaffen? Sollte nicht vielmehr auch eine Umwandlung von AAUs in *Allowances* erfolgen, wie dies ab 2008 – 2012 für die *Allowances* des EU-EH erfolgt?

Im Kapitel 4.1 wurden drei prinzipielle Märkte identifiziert: der internationale Emissionshandel, der europäische Emissionshandel und der nationale Emissionshandel. Für Deutschland haben nur die beiden erstgenannten Alternativen IEH und EU-EH Relevanz. Wenn man von der Schaffung einer neuen Einheit für Emissionsminderungen aus NP absieht, dann bieten sich folgende grundsätzliche Varianten: Im Fall von IEH könnten AAUs oder ERUs in Frage kommen, beim EU-EH bieten sich EU-*Allowances* an. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, zunächst AAUs (zzgl. eines Projektidentifikationscodes) oder ERUs für NP auszugeben und die Anrechnung im EU-EH zu ermöglichen.

Die Probleme finden sich im rechtlichen und im technischen Bereich. Rechtlich muss sichergestellt sein, dass eine Vergabe eines bestimmten Zertifikatstyps zulässig ist. Im Rahmen der derzeitigen Regeln zum EU-EH wäre es nicht zulässig, *Allowances* für NP zuzuteilen – aber ab 2008 könnte sich diese Möglichkeit eröffnen. Etwas unklarer ist die Situation bezüglich der Vergabe von ERUs. Im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist geregelt, dass JI zwischen zwei Annex-I-Staaten stattfindet, dass also ERUs in das Register eines Landes übertragen werden, und AAUs in entsprechender Höhe vom Register des Gastlandes gelöscht werden. Annahme ist dabei, dass Gast- und Investorland unterschiedlich sind. Würde das UNFCCC zulassen, dass ERUs auch ohne die Beteiligung eines zweiten Landes gutgeschrieben werden können, dann wären de facto doch unilaterale JI Projekte zugelassen und die Problematik Nationaler Projekte und ihrer Zulässigkeit würde sich nicht mehr stellen. Vielmehr wären NP reduziert auf JI im Gastland, wobei dann eben auch der Investor bzw. Käufer der Gutschriften im Gastland angesiedelt wäre. In diesem Fall wären NP ab 2008 ohne weiteren Regulierungsbedarf im EU-EH zugelassen.

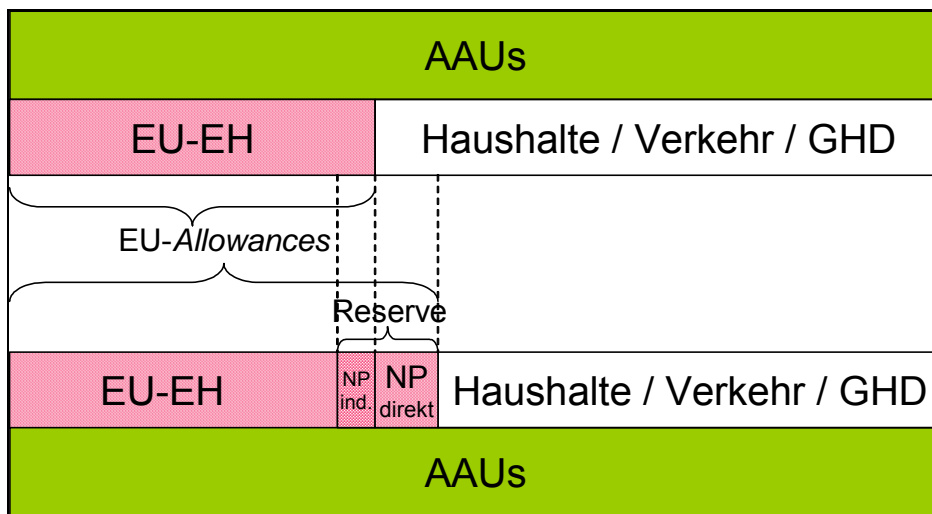
Bezüglich der technischen Fragen geht es v. a. um die Transparenz und damit Nachverfolgbarkeit der durch ein NP zugeteilten Zertifikate. So ist im Fall von AAUs kein Projekt-*Identifier* – wie im Fall von JI und CDM – vorgesehen. Eine Ausgabe von AAUs hätte also zunächst die Folge, dass nicht zurückverfolgt werden könnte, dass ein Zertifikat aufgrund eines NP an eine private Institution vergeben wurde. Hier muss entschieden werden, ob diese Transparenz nötig und gewünscht ist. Prinzipiell steht es

Annex-I-Länder offen, ihre AAUs auch an Dritte zu übertragen, so dass von einer Ergänzung der Seriennummer des AAU durch eine Projekt-Kennziffer abgesehen werden kann. Wird eine spätere Umwandlung von AAUs in *Allowances* zugelassen, dann wäre ein Vorteil der Ausgabe von AAUs, dass der Projektträger seine NP-Zertifikate sowohl auf dem internationalen Handel nach Artikel 17 KP, als auch bei späterer Umwandlung in *Allowances* im EU-EH handeln könnte. Wie bereits zuvor erläutert wäre jedoch eine Kennzeichnung z. B. über einen Projektidentifikationscode notwendig, um die projektbasierten Gutschriften von AAUs (z. B. der heißen Luft aus Russland) unterscheiden zu können.

Wenn man davon ausgeht, dass Emissionsminderungen aus NP EU-*Allowances* zugeteilt bekommen, muss geklärt werden, aus welchem Kontingent diese Berechtigungen kommen sollen. Die *Allowances* könnten entweder aus einer im NAP ex ante vermerkten Reserve für Emissionsminderungen aus Nationalen Projekten stammen oder erst ex post aus AAUs umgewandelt werden. Im ersten Fall der Reservenbildung wäre es möglich, dass sich die zugeteilte Menge der unter den EU-EH fallenden Anlagen um diese Reserve verringern würde, oder dass sich die Obergrenze der im EU-EH zugelassenen Emissionen um den Betrag der Reserve erhöhen würde. Im Sinne der Systemkonformität sollten Zertifikate für die Minderung indirekter Emissionen aus dem Emissionsbudget der unter den EU-EH fallenden Energieversorgungsunternehmen stammen (siehe Kapitel 7.1), wohingegen die Reserve für direkte Emissionsminderungen außerhalb des EU-EH zusätzlich zum vorgesehenen EU-EH Kontingent, also aus dem Pool der verbleibenden AAUs, gebildet und in den NAP eingestellt werden sollte. Diese Mischlösung der Reservenbildung für NP wird schematisch in Abbildung 25 dargestellt. Im Fall der Reservenbildung muss geklärt werden, wie vorzugehen ist, wenn mehr Emissionsminderungen aus NP generiert werden, als dafür *Allowances* in der Reserve vorgesehen waren. Des Weiteren muss entschieden werden, was mit den in Reserve gehaltenen *Allowances* am Ende einer Verpflichtungsperiode geschieht, wenn die Reserve nicht vollständig ausgeschöpft wurde. So könnten nicht ausgeschöpfte Zertifikate aus der Reserve für indirekte Emissionen an die EVU ausgeschüttet werden.⁵⁶

56 Die Tschechen planen in der zweiten EU-Emissionshandelsperiode 2008 - 2012 eine Reserve in Höhe des angenommenen Volumens von Minderungen indirekter Emissionen aus JI Projekten vorzuhalten. Langfristig überlegen sich die Tschechen jedoch nur noch JI Aktivitäten ohne direkte oder indirekte Wirkung bezüglich des EU-EH anzustreben (Czech Deputy Prime Minister for Economy 2004, S. 14).

Abbildung 25: Mögliches Schema der Reservebildung für NP im NAP



Quelle: Eigene Darstellung

Als Alternative der Reservebildung ist denkbar, dass die Zertifikate für NP erst nach der Zertifizierung der Emissionsminderungen von NP in *EU-Allowances* umgewandelt werden – und zwar aus dem außerhalb des EU-EH verbleibenden AAU-Pool. In diesem Fall wäre eine für die Aufstellung des NAPs nötige ex ante Abschätzung des Minderungspotenzials NP nicht nötig. Der Staat muss aber dennoch das Reduktionspotenzial NP bei der Kyoto-Zielerfüllung berücksichtigen. Darüber hinaus wäre zur Sicherstellung der verursachergerechten Vermeidung der Doppelzählung von indirekten Emissionsminderungen wiederum eine Reserve im NAP sinnvoll.

Bei der Wahl zugunsten eines Zertifikatstyps wird die technische Machbarkeit eine wichtige Rolle spielen. Festzuhalten bleibt, dass der Zertifikattyp Auswirkungen auf den Marktplatz hat. Die ausgegebene Einheit wird ausschlaggebend für die erzielbaren Marktpreise sein. Darüber hinaus hat der gewählte Zertifikattyp Implikationen für eventuelle Obergrenzen in der Nutzung der Emissionsrechte (Stichwort *Supplementarity*) als auch für anzuwendende *Banking*-Regeln (siehe Tabelle 7 in Kapitel 3.5).

7.4 Transaktionskosten

Wie beide Fallbeispiele in den Kapiteln 5.7.3 bzw. 6.7.3 eindrücklich zeigten, können Transaktionskosten zur Durchführung Nationaler Projekte die Rentabilität von NP bedeutend schmälern. Dies liegt daran, dass die Transaktionskosten im Vergleich zu den Emissionsminderungen zu hoch sind. Da NP vom Charakter her häufig Kleinprojekte sind (*Small Scale Projects*), fallen die TAK pro vermiedener t CO₂e besonders schwer ins Gewicht. Bei der Ausgestaltung des Instruments muss folglich darauf geachtet werden, dass die TAK möglichst gering gehalten werden. Einige Stellschrauben

für die Höhe der TAK sind die Anforderungen an die Projektunterlagen (PDD), *Monitoring*- und *Baseline*-Vorgaben, die Häufigkeit von Verifizierung und Zertifizierung, sowie die Höhe der Gebühren für Registrierung und Ausgabe der Zertifikate.

Insbesondere stellt sich die Frage, ob Sonderregelungen und Gebührenerlasse für *Small Scale* NP eingeführt werden sollen. Hier besteht die Möglichkeit, sich an den Vereinfachungen für *Small Scale* CDM Projekte zu orientieren:

- vereinfachtes *Project Design Document*,
- vereinfachte Methoden, um *Baselines* festzulegen und bezüglich des *Monitoring*-Plans,
- Möglichkeit der Projekt-Bündelung für das *Project Design Document*, sowie Registrierung und Verifizierung, um administrative Kosten zu senken,
- niedrigere Registrierungsgebühr,
- Gleicher Verifizierer für Validierung sowie Verifizierung und Zertifizierung.

In einer Pilotphase wären auch Förderprogramme denkbar, die Projektteilnehmer bei der Erstellung der Projektunterlagen und dem *Monitoring* unterstützen und somit einen großen Anteil der Transaktionskosten abdecken würden.⁵⁷ Basierend auf den Erfahrungen derartiger Programme könnten Vorschläge zur Verringerung der Transaktionskosten erarbeitet werden.

57 Das Hessische Umweltministerium hat angedacht, die Kosten für die Erstellung der Projektunterlagen zu fördern (mdl. Auskunft Herr Schweer, 9. November 2004).

8 Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg

Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich auf die in Kapitel 4.6 identifizierten Projekttypen, für die in Deutschland unter dem (ausschließlichen) Gesichtspunkt der *Policy Additionality* Potenziale zur Klimagas-Emissionsminderung durch Nationale Projekte vermutet werden können. Bilanzraum ist das Land Baden-Württemberg. Es wird – soweit möglich – eine erste grobe Abschätzung der im Lande vorhandenen Potenziale vorgenommen, wobei die qualitativen Aussagen in den meisten Fällen durchaus Gültigkeit für Deutschland haben. Der besseren Übersichtlichkeit wegen ist Tabelle 14 nachfolgend nochmals wiedergegeben.

Tabelle 58: Unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* identifizierte potenzielle Projekttypen für Nationale Projekte in Deutschland

Typ	Projektaktivität
Nutzung erneuerbarer Energien	Von EEG-Vergütung ausgeschlossen, Obergrenze wegen EU-EH 58: <ul style="list-style-type: none"> • Neubau von Wasserkraftwerken mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW. • Strom aus Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung von 5 – 20 MW. • Klärgasnutzung zur Stromerzeugung für den Eigenverbrauch von Kläranlagen bis max. 20 MW. • Strom aus erneuerbaren Energien aus Anlagen, die zu über 25 % Deutschland oder einem Bundesland gehören. Installierte elektrische Leistung bei Feuerungsanlagen bis max. 20 MW. • Wärme aus Feuerungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energien bis 20 MW.
Energieeffizienz	Steigerung der Energieeffizienz in nicht vom EU-EH betroffenen Anlagen (v. a. Produktion). Feuerungsanlagen bis zu 20 MW (keine Obergrenze für Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen).
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung bis 20 MW. Keine Berücksichtigung von KWK-Strom, wenn gefördert durch EEG oder ggf. KWKG.
CH ₄	Auffangen/Verbrennen von Biomasse, Klär- und Grubengas (ohne Kapazitätsgrenze für CH ₄). Auch bei Verwendung in KWK.
Brennstoffwechsel	Umrüstung auf kohlenstoffärmere Brennstoffe in nicht vom EU-EH betroffenen Anlagen. Feuerungsanlagen bis zu 20 MW. V. a. Haushalte und KMU. Begrenzung aufgrund EU-EH, EnEV und evtl. anderen Förderprogrammen.

58 Mit Neuauflage des EEG in 2004 entfallen folgende Bereiche als potenzielle Projekttypen für NP: Strom aus Wasserkraftwerken mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW, Solarstrom über 100 kW, *Stand-Alone* Solarstromerzeugung über 5 MW, sowie Strom aus Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW bis max. 20 MW.

Typ	Projektaktivität
Gebäude	<p>Bereiche in denen die EnEV-Vorgaben für folgende Gebäude nicht gelten, bzw. die Grenzwerte als Obergrenze dienen (<i>Baseline</i>):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modernisierung von Wohngebäuden, • Neubau von Wohngebäuden, • Energieeinsparungen durch Wärmeschutz und Anlagentechnik in Betriebsgebäuden zur Aufzucht oder Haltung von Tieren, Unterglasanlagen und Kulturräumen für Aufzucht, Vermehrung und Verkauf von Pflanzen sowie in unterirdischen Gebäuden.
Weitere	Alle Projektaktivitäten, die nicht durch den EU-EH, gesetzliche Vorschriften und Inanspruchnahme hoher gesetzlich initiiert Förderung ausgeschlossen sind. Identifikation durch Suchfunktion des Marktes (z. B. im Verkehrssektor).

Quelle: Eigene Darstellung (siehe Tabelle 14)

8.1 Grundsätzliche Aspekte der *Baseline*- und Potenzialbestimmung

Die anrechenbaren Emissionszertifikate Nationaler Projekte entsprechen der Treibhausgas-Emissionsminderung, die sich bei Umsetzung eines solchen Projektes gegenüber einem Referenzfall ohne das Projekt, also der *Baseline*, ergeben. Bei gegebenem Projektdesign stellt – zumindest unter idealisierten bzw. standardisierten Bedingungen und bei Vorgabe eines (Auslegungs-)Aktivitätsniveaus (z. B. erwartete Produktionsmengen) – die Ermittlung der zu erwartenden Emissionen üblicherweise kein methodisches Problem dar. Die intellektuelle Herausforderung reduziert sich also für konkrete Projekte auf die plausible Bestimmung der *Baseline*, die durch vielfältige sowohl heute bereits wirksame als auch erst innerhalb des Horizonts des Anrechnungszeitraums wirksam werdende Einflussgrößen determiniert ist.

Anders verhält es sich bei der Abschätzung des Potenzials zur Emissionsminderung durch die Gesamtheit aller realisierbaren Projekte eines Projekttyps. Zum Problem der *Baseline*-Bestimmung kommt nämlich das der Definition des energetischen Standards bzw. des Emissionsniveaus der unterstellten Projektlösungen hinzu, die im Prinzip "nach oben bzw. unten offen" sind (hohe Standards – niedrige Emissionen). Hier kommt eine Orientierung an *Best Practice* Lösungen in Betracht, wobei jedoch stets zu berücksichtigen ist, inwieweit die relativen Verbesserungen herausragender Einzelfalllösungen überhaupt und, wenn ja, mit welchen Abschlägen auf die Breite der Anwendungen übertragbar sind.

Die *Baseline* stellt, wie bereits in Kapitel 4.4.2 erwähnt, im Falle der Projektdurchführung stets einen hypothetischen, nicht eingetretenen ("kontrafaktischen") Fall dar, der sich allerdings im Zeitverlauf zunehmend treffender beschreiben lässt. Anfangs spekulative Annahmen zur Entwicklung der Rahmenbedingungen, insbesondere zur Entwick-

lung der Politik, können allmählich durch die Beschreibung der tatsächlich eingetretenen Entwicklung ersetzt werden. Bei der Bestimmung der Zulässigkeit von Projekttypen ist insbesondere auf die Erweiterung des Anwendungsbereichs des EU-EH in zukünftigen Verpflichtungsperioden und damit eine Veränderung der "Policy-Umgebung" zu achten. Gegebenenfalls muß eine gewählte *Baseline* an die veränderten politischen Randbedingungen angepasst werden, womit eine akkuratere Beschreibung des Referenzfalles gewährleistet wäre (siehe auch Diskussion zur dynamischen *Baseline* in Kapitel 4.4). Für den Investor, zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung auf verlässliche Grundannahmen bauen möchte, würde eine solche dynamische Anpassung allerdings eine in der Tendenz wohl eher hemmende Unsicherheit bedeuten.

Eine dynamische ex post Korrektur der *Baseline* wäre ferner auf Basis empirischer Erfahrungen möglich, wenn es vergleichbare Projekte gäbe, die nicht realisiert wurden. Die Wahrscheinlichkeit für die Existenz vergleichbarer Projekte steigt mit der Standardisierbarkeit der Projektlösungen. Sie dürfte z. B. im Bereich der Raumwärmeversorgung oder bei Maßnahmen an Fahrzeugflotten vergleichbarer Betreiber relativ hoch sein.

Gründe für die Nicht-Realisierung vergleichbarer Projekte könnten z. B. Zufallsereignisse oder die einstellungsbedingte individuelle Entscheidung ("*Attitude*") des jeweiligen Investors sein. Letztere kann durchaus ebenfalls ein "Zufallsereignis" sein, ist aber immer durch die individuelle Wahrnehmung der Vor- und Nachteile einer Projektrealisierung und deren individuelle Bewertung beeinflusst. Zudem spielen die wahrgenommenen äußeren Zwänge ("*Social Pressure*"; gesetzliche Auflagen ebenso wie sozialer Druck und Marktdruck) sowie die Fähigkeit des jeweiligen Investors zur Umsetzung (finanzielle Möglichkeiten ebenso wie fachliche und organisatorische Kompetenz etc.; "*Control*") eine entscheidende Rolle (vgl. hierzu Montalvo 2002).

Sofern die "Policy-Umgebung" im betroffenen Sektor keine hohe Dynamik aufweist, es also nur selten zu Verschärfungen der auf Energieeinsparung und Klimaschutz zielenden Regelungen kommt oder zielgerichtete Anreizmechanismen nur langsam ausgebaut werden, lassen sich empirische Befunde aus Vergleichsprojekten zur Herleitung der *Baseline* auch aus der Beobachtung des *Business-as-Usual* (BAU) ableiten. D. h., es wäre z. B. möglich, sich an Standard-Lösungen im Neubaubereich, an Standard-Sanierungsfällen oder an Durchschnittswerten für den Kraftstoffverbrauch – aktuellen Flottenverbräuchen – zu orientieren. Indes ist fraglich, ob angesichts der im Schnitt alle sechs Jahre sich verschärfenden Anforderungen der Wärmeschutzverordnung bzw. deren Weiterentwicklung zur integrierten Lösung der Energieeinsparverordnung oder der Dynamik von Abgasgrenzwerten, Kraftstoffbesteuerung und Kraftstoffpreisen

insgesamt die Randbedingungen als hinreichend stabil zu bezeichnen wären, um ein "Usual" definieren zu können, an dem sich das *Business* ausrichten könnte.

Als Arbeitshypothese wird hier davon ausgegangen, dass in Sektoren, in denen die beobachtete Treibhausgas-Emissionsentwicklung stark vom Zielerfüllungspfad abweicht, ein hoher Bedarf für die Weiterentwicklung der Klimapolitik gegeben ist. Folglich kann in diesen Bereichen der *Baseline*-Fall nicht durch die gegenwärtig ergriffenen und wirksamen Instrumente beschrieben werden.

Wie später noch ausführlich dargelegt wird, zeigte sich im Wohnungssektor in der jüngeren Vergangenheit kein eindeutiger und schon gar nicht in die "richtige" Richtung weisender Trend der Emissionsentwicklung, ebenso wenig im Verkehrsbereich. Es ist also gerade in diesen energetisch und emissionsseitig wichtigen Sektoren von einem massiven Weiterentwicklungsbedarf der Klimaschutzinstrumente auszugehen. In Fallbeispiel I "Gebäudesanierung" wurde als BAU-Szenario (*Baseline*) die derzeit gültige Energieeinsparverordnung angenommen, und darauf verwiesen, dass mit einer Verschärfung der EnEV gerechnet werden muss. Mittel- bis längerfristig betrachtet, also ab der ersten Verpflichtungsperiode 2008 – 2012, sollten bei der Bestimmung der *Baseline* weitere künftige Maßnahmen antizipiert werden. Die EnEV gewährleistet zwar heute noch die *Policy Additionality*, aber schon innerhalb kurzer Zeit könnte die Fortentwicklung der einschlägigen Politikinstrumente in diesem Sektor neue Standards setzen.

Für die Ableitung der *Baseline* einer Potenzialschätzung werden hier konservative Werte angesetzt, d. h. es wird von ehrgeizigeren Standards und deren Durchsetzung ausgegangen werden. Dieses führt dazu, dass die anrechenbaren Emissionsminderungen entsprechend geringer ausfallen. Im Umkehrschluss würde die Generierung von vielen Zertifikaten für Nationale Projekte auf ein Fortbestehen erheblicher bisheriger Politikdefizite hinweisen, es sei denn, die Politik setzt im Vertrauen auf die Effizienz der "Suchfunktion des Marktes" verstärkt auf ökonomische Instrumente und fährt die Bedeutung bisheriger Regelungen und Anreizinstrumente bewusst zurück.

Die hier untersuchten Projekttypen stehen durchweg außerhalb des von der EU-Emissionshandelsrichtlinie betroffenen Bereichs. Bei einer Erweiterung der Richtlinie wäre aber nicht auszuschließen, dass einzelne Projekte betroffen und somit als Potenzial wegbrechen würden.

Allerdings sind auch indirekte Folgewirkungen des Emissionsrechtehandels zu erwarten, die – so die zweite Arbeitshypothese – den hier betrachteten Projekttypen eher förderlich sein dürften. Diese Folgewirkungen begrenzen das Potenzial insofern, als die "Ohnehin-Wahrscheinlichkeit" der Projekte zunimmt. Durch den Emissionsrechtehan-

del wird es nämlich – trotz des Grundgedankens, dass dieses Instrument zur Erschließung der gesamtwirtschaftlich kostenoptimalen Emissionsminderungspotenziale führt – aufgrund niemals vollständig zu beseitigenden Markthemmnissen zumindest in Einzelfällen zu einer Verteuerung der Energieerzeugung in größeren zentralen Anlagen kommen (Zukauf von Berechtigungen). Dies dürfte einigen als Nationale Projekte in Frage kommenden Aktivitäten wie dem Einsatz erneuerbarer Energieträger in kleinen, dezentralen Anlagen, dem Einsatz kleiner KWK-Anlagen und der Wärmebedarfssenkung im Gebäudebereich eher förderlich sein. Insofern ist auch in diesen Bereichen schon ohne den zusätzlichen Anreiz von Zertifikaten als Nationale Projekte ein positiver Impuls zu erwarten, der letztlich die *Baseline* nach unten drückt.

Von entscheidender Bedeutung für die *Baseline* sind auch die bereits bestehenden Förderprogramme mit klimapolitischen Zielstellungen, als da wären Programme auf EU- und Bundesebene (z. B. KfW-Programme), sowie auf Landes- oder auf kommunaler Ebene. In Baden-Württemberg ist hier neben anderen Programmen, die weiter unten im jeweiligen Kontext genannt werden, das Klimaschutz-Plus-Förderprogramm von 2004 zu nennen. Dieses Programm des Ministeriums für Umwelt und Verkehr stellt eine Neuauflage des bereits 2002 gestarteten Programms dar und basiert auf den drei Säulen Allgemeines CO₂-Minderungsprogramm, Beratungsprogramm Energieeffizienz und Klimaschutz sowie Modellprojekte Klimaschutz (UVM 2004).

Insgesamt dürfte sich also die Dynamik der Klimapolitik mit einer Weiterentwicklung von finanziellen Anreizen für Investoren, Verschärfung von Standards und Entwicklung der übrigen flexiblen ökonomischen Instrumente als begrenzender Faktor für das Emissionsminderungspotenzial durch Nationale Projekte erweisen.

Bei den nachfolgenden Potenzialschätzungen wird häufig auf Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Politiksznarien III" Bezug genommen. Dieses war das dritte einer seit 1996 von einem größeren Projektkonsortium bearbeiteten Reihe von Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes mit dem Ziel, Analysen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen aus dem deutschen Energiesystem, industriellen Prozessen und sonstigen Emissionsquellen bereit zu stellen. Die Ergebnisse der ersten Vorhaben fanden Eingang in die Klimaschutzberichte der Bundesregierung. Mit dem unlängst abgeschlossenen Vorhaben "Politiksznarien III" erfolgte eine Aktualisierung und Ausweitung des Betrachtungshorizonts. Die im Nationalen Klimaschutzprogramm vom Oktober 2000 enthaltenen sowie die neueren klimaschutzpolitischen Maßnahmen wurden hinsichtlich ihrer emissionsreduzierenden Wirkungen analysiert und bewertet. Ferner wurden über 2012 hinausreichende langfristige Szenarien der Emissionsentwicklung beschrieben und Handlungsempfehlungen für eine auf Emissionsminderung zielende Klimaschutzpolitik erarbeitet (DIW et al. 2003). Die Analysen des derzeitigen

Istzustandes des Energiesystems im (derzeit noch) nicht veröffentlichten Bericht stellen auch eine ideale Grundlage für die Ableitung von *Baseline*-Szenarien dar.

8.2 Potenzialschätzungen nach Projekttypen

Von den in Kapitel 4.4 identifizierten Projekttypen dürfte nur ein Teil in nennenswertem Umfang zum Emissionsminderungspotenzial durch Nationale Projekte in Baden-Württemberg beitragen. Gründe für ein geringes Potenzial sind:

- Es handelt sich um einen Projekttyp, der unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additio-nality* ein Potenzial vermuten lässt, das unter den regionalen spezifischen Gegebenheiten in Baden-Württemberg allerdings offenkundig gering ist bzw. in der näheren Zukunft kaum ausgeschöpft werden dürfte (z. B. Wasserkraft > 5 MW).
- Es handelt sich um einen Projekttyp, für den unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additio-nality* zwar prinzipiell ein Potenzial vorhanden ist, der aber keine nennenswerte Praxisrelevanz aufweist (z. B. Stromerzeugung > 5 MW aus Klärgas).

Es ist weiterhin zu bedenken, dass die *Policy Additio-nality* (Stand September 2004) jederzeit durch neueste Entwicklungen der Klimaschutzpolitik nicht mehr gegeben sein könnte und die Potenzialschätzung ggf. angepasst werden müsste. Dies war beispielsweise im Jahr 2004 mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Fall, wodurch einzelne bis dahin prinzipiell denkbare Projekttypen wegfielen (weniger restriktive Leistungs-Obergrenzen im EEG; siehe Kapitel 4.5).

Bei einzelnen Projekttypen erschwert mangelnde Datenverfügbarkeit eine Quantifizierung des Potenzials. Sofern vermutet werden kann, dass das Potenzial ohnehin gering ist, wurde keine quantitative Abschätzung vorgenommen.

Kapitel 8.2.1 fasst in knapper Form die Gründe für die Einstufung einzelner Projekttypen in die Kategorie "ohne oder mit nur geringem Potenzial für Baden-Württemberg" zusammen. In Kapitel 8.2.2 werden die (generell und speziell für Baden-Württemberg) relevanten Projekttypen behandelt, für die ein Potenzial vorhanden und eine quantitative Abschätzung bzw. zumindest eine größenordnungsmäßige Eingrenzung möglich ist. Kapitel 8.2.3 stellt schließlich eine Zusammenfassung qualitativer Aussagen zu Projekttypen dar, die sich einer quantitativen Analyse entziehen, aber ein Potenzial aufweisen (könnten).

8.2.1 Projekttypen ohne oder mit geringem Potenzial

Das technische Potenzial für **Strom aus Wasserkraft** ist in Baden-Württemberg zu 73 % ausgeschöpft. Nach vorliegenden Schätzungen ist hier von einem möglichen Leistungszuwachs von 1.280 MW auszugehen, wovon 300 bis 350 MW auf Neubauten

und davon 240 bis 280 MW auf Neubauten von Anlagen > 1 MW entfallen. Derartige Neubauten werden aber als sowohl ökonomisch als auch ökologisch schwer durchsetzbar erachtet. Zwar bliebe der Neubau von Wasserkraftanlagen > 5 MW von der garantierten Einspeisevergütung gemäß EEG ausgeschlossen und käme unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* damit grundsätzlich als Nationales Projekt in Frage, aufgrund zu erwartenden Widerstandes von Seiten der Bevölkerung und von Umweltschutzorganisationen und aufgrund auch daraus resultierender langer Planungs- und Genehmigungszeiträume werden keine Neubauten von größeren Wasserkraftwerken im Lande vor 2010 erwartet (DLR, Fraunhofer ISI und ZSW 2002). Insofern ist für Baden-Württemberg vor allem von Reaktivierung, Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen auszugehen. Hierfür jedoch garantiert das EEG eine Stromeinspeisevergütung, so dass keine *Policy Additionality* vorliegt.

Bei Strom aus **Klärgasanlagen** mit installierter elektrischer Leistung von 5 – max. 20 MW handelt es sich um einen theoretischen Fall, da derartige Anlagengrößen aufgrund beschränkter Gasanfänge, wenn überhaupt vorhanden, die Ausnahme sein dürften. In einer Potenzialschätzung für erneuerbare Energien stellten Hirschl et al. (Hirschl et al. 2002) die verfügbaren Informationen über den Anlagenbestand in Deutschland zusammen. Gemäß einer Statistik des VDEW (Böhmer 2002), die 217 Anlagen erfasst, die Strom ins Netz einspeisen (nicht aber die Kläranlagen die den erzeugten Strom selbst verbrauchen; s. u.), beträgt die durchschnittliche Leistung lediglich 392 kW. Eine von den genannten Autoren durchgeführte Umfrage, bei der 15 Betreiber geantwortet hatten, ergab einen Mittelwert der elektrischen Leistung von 508 kW, wobei die größte Anlage 1.777 kW aufwies und nur drei Anlagen über 500 kW lagen. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass für Klärgasanlagen über 5 MW kein Potenzial vorhanden ist.

Wohl aber besteht ein (geringfügiges) Potenzial für die kleineren Anlagen, die Strom für den Eigenverbrauch der Kläranlage produzieren und für welche die Frage einer Einspeisevergütung nach EEG irrelevant ist. Dieses Potenzial wird in Kapitel 8.2.2.1.1 abgeschätzt.

Das EEG schließt ferner die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Anlagen, die zu über 25 % der Bundesrepublik Deutschland oder einem Bundesland gehören** und vor August 2004 in Betrieb genommen wurden, von der garantierten Einspeisevergütung aus. Der Zubau von Bundes- oder landeseigenen Anlagen käme also unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* grundsätzlich als nationales Projekt in Betracht, indes erscheint es – u. a. angesichts von Privatisierungstendenzen in der öffentlichen Energieversorgung – schwer vorstellbar, dass Bund oder Land mittelfristig in nennenswertem Umfang als Energieproduzenten in Erscheinung treten.

Für **Feuerungsanlagen bis max. 20 MW**, die nicht vom EU-Emissionsrechtehandel betroffen sind, besteht in der Steigerung der Energieeffizienz kein nennenswertes Potenzial für Nationale Projekte. Die 1. Verordnung zum Bundes-Immissionschutzgesetz (1. BImSchV) schreibt für Öl- und Gasfeuerungen – Kohlefeuerungen existieren in diesem Leistungsbereich nur noch wenige – maximale Abgasverluste und damit Effizienzmindestanforderungen für Feuerungsanlagen im betreffenden Leistungsbereich vor, die nur noch unwesentlich zu verbessern sind. Für die Einführung von Brennwertkesseln gibt es eine Reihe von Fördermaßnahmen, bei deren Inanspruchnahme die *Policy Additionality* nicht mehr gegeben wäre.

Das rein zum Zwecke der Vermeidung von Methanemissionen (CH₄) praktizierte Auffangen und Verbrennen (Abfackeln) von Bio-, Klär- und Grubengas ohne dessen energetische Nutzung dürfte eine seltene Ausnahme sein. In Deutschland besteht zwar ein erhebliches Potenzial zur Nutzung von **Biogas** aus landwirtschaftlichen Anlagen (z. B. Güllevergärung), allerdings steht der Nutzung als ein wesentliches Hemmnis der fehlende Wärmebedarf im landwirtschaftlichen Betrieb entgegen, so dass sich die Wirtschaftlichkeit allein aus der Stromerzeugung – mit Einspeisevergütung gemäß EEG – ergibt. So lange keine gesetzlichen Vorgaben zur Fassung der CH₄-Emissionen der Güllewirtschaft bestehen, scheint es schwer vorstellbar, dass eine solche Erfassung ohne energetische Nutzung realisiert wird. Hierzu wären erhebliche bauliche Maßnahmen notwendig, der weitergehende Schritt zur Installation einer Biogasanlage mit Stromerzeugung wäre dann nur noch klein. **Klärgas**, sofern nicht energetisch genutzt, wird bereits standardmäßig abgefackelt. **Grubengas** fällt in Baden-Württemberg nicht an.

Die **Umrüstung auf kohlenstoffärmere Brennstoffe** in Feuerungsanlagen (unterhalb der Grenze von 20 MW, ab der die Anlagen vom EU-Emissionsrechtehandel betroffen sind) bedeutet in den meisten Fällen die Umstellung auf Erdgas. Die Umrüstung auf erneuerbare Energieträger wird als separater Projekttyp in Kapitel 8.2.2.1.2 betrachtet.

Die Umstellung auf Erdgas wird im Bereich der Raumwärmeerzeugung durch Werbeaktionen der Gaswirtschaft und mannigfaltige Förderprogramme unterstützt. Als Beispiele für die Förderung in Kommunen sind die Förderprogramme in Ettlingen oder Tübingen zu nennen. In Ettlingen wurde (befristet bis 31.10.2004) die Umstellung von einem anderen Energieträger mit € 500,- bis € 1.500 gefördert, je nachdem, ob es sich um ein Einfamilien- oder Mehrfamilienhaus handelte (SWE 2004). In Tübingen liegen die Fördersummen entsprechend zwischen € 350,- und € 1.250,- (Befristung bis 31.12.2004). Häufig wird der Wechsel zu Erdgas in Kombination mit der Brennwerttechnik, die eine besonders effiziente Nutzung dieses Energieträgers ermöglicht, unterstützt. In Tübingen erhöht sich in diesem Fall die Fördersumme um € 100,-

(SWTUE 2004). Die Stadtwerke Karlsruhe unterstützen die Brennwert-Technik mit mindestens 250 Euro, wenn von einem anderen Brennstoff auf Erdgas umgestellt wird oder wenn es sich beim beheizten Gebäude um einen Neubau handelt (SWK 2004).

Im Wohngebäudebereich zählen häufig auch Komfortargumente bei der Entscheidung für den Energieträger Erdgas. Ob in größeren Dimensionen als im privaten Wohnungsbau, etwa bei Sanierungsprojekten von Wohnungsbaugesellschaften, eine über den autonomen Trend zum Erdgas hinaus gehende Substitution von Öl- oder ggf. auch Elektroheizungen als Effekt einer potenziellen Anerkennung als Nationales Projekt zu erwarten wäre, lässt sich schwer entscheiden. Insgesamt dürfte das Zusatzpotenzial aber gering sein.

Auch im Bereich gewerblicher Feuerungen hat der Energieträger Gas in der Vergangenheit erhebliche Marktanteile gewonnen. Bereits in den 90er Jahren führten die verschärften Anforderungen der TA Luft zu einer massiven Substitution von Festbrennstoffen, schwerem und leichtem Heizöl, da die Emissionsauflagen bei Einsatz von Erdgas wesentlich einfacher und kostengünstiger einzuhalten waren, als durch Nachrüstung mit Rauchgasreinigungseinrichtungen, worauf der Anlagenbau seinerzeit gewisse – weitestgehend enttäuschte – Hoffnungen gesetzt hatte. Nachdem sich der Erdgasverbrauch der Baden-Württembergischen Industrie⁵⁹ in den 80er Jahren mehr als verdoppelt hatte, nahm er zwischen 1990 und 2002 um gut 14 % zu, wobei aber bereits seit etwa 1995 eine Stagnation auf annähernd gleichem Niveau zu verzeichnen war. Im selben Zeitraum (seit 1990) waren der Steinkohlenverbrauch (SK) um 58 % und der Verbrauch an schwerem Heizöl (HS) gar um 81 % zurückgegangen. Die Anteile am Endenergieverbrauch lagen 2002 nur noch bei 3,5 % (SK) bzw. 2,0 % (HS). Auch der Verbrauch an leichtem Heizöl (HEL) ging in diesem Zeitraum um immerhin 31 % auf einen Anteil von 9,4 % zurück.⁶⁰ Zwar könnten bei derzeitigem Endenergieverbrauchsniveau im theoretischen Grenzfall einer vollständigen Substitution von heute noch eingesetzter Kohle und von Öl durch Erdgas überschlägig berechnet rund 770 kt CO₂ pro Jahr vermieden werden – alle Feuerungsgrößen betrachtet, also auch > 20 MW; die in einzelnen Anwendungen in der Realität noch vorhandenen Substitutionspotenziale dürften aber vergleichsweise gering sein und ihre Ausschöpfung eher durch die Preisentwicklung der Energieträger beeinflusst werden. Im Rahmen der vorliegenden Studie konnte dieser Anteil nicht quantifiziert werden.

59 Endenergieverbrauch; Erdgas und Erdöl gas einschl. Stadtgas

60 Der größte Anteil des Endenergieverbrauchs wird durch elektrischen Strom gedeckt: 44 % in 2002; Statistisches Landesamt 2004a.

Die von der Energie-Einsparverordnung (Bundesregierung 2001b) nicht geregelte **Energieeinsparung durch Wärmeschutz und Anlagentechnik in Betriebsgebäuden zur Aufzucht und Haltung von Tieren, in Unterglasanlagen und Kulturräumen zu Aufzucht, Vermehrung und Verkauf von Pflanzen** ("Ställe und Gewächshäuser") **sowie in unterirdischen Gebäuden** bleibt wegen mangelnder Datenverfügbarkeit unberücksichtigt. Indes ist anzunehmen, dass das Potenzial im Vergleich zu demjenigen des Wohngebäudebereiches sehr gering ist.

8.2.2 Projekttypen mit quantitativer Bedeutung für Baden-Württemberg

8.2.2.1 Erneuerbare Energien

8.2.2.1.1 Stromerzeugung für den Eigenverbrauch aus Klärgas

Als Ausschlusskriterium für die Anerkennung als Nationales Projekt wurde u. a. fehlende "*Policy Additionality*" für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien identifiziert, wenn es für eingespeisten Strom eine durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz garantierte Einspeisevergütung gibt. Auf Kläranlagen wird jedoch häufig auf Klärgasbasis erzeugter Strom vollständig eigengenutzt und es erfolgt keine Einspeisung in das öffentliche Netz. Insofern stellt sich die Frage der Gewährung einer Einspeisevergütung für die Beurteilung der *Policy Additionality* gar nicht. Stromerzeugung aus Klärgas käme also im Falle des Eigenverbrauchs durchaus in Betracht.

In einer Potenzialschätzung für Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien stellten Hirschl et al. 2002 die verfügbaren Informationen über den Bestand von Anlagen zur Nutzung von Klärgas in Deutschland zusammen. Demnach erfasst eine Statistik des VDEW 217 Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von $85 \text{ MW}_{\text{el}}$, die Strom ins Netz einspeisen (Böhmer 2002). Die Autoren zitieren ferner andere Schätzungen (Geschwind und Dichtl 2001), wonach in etwa 600 Anlagen das entstehende Gas zur Stromerzeugung genutzt wird. Sie schätzen auf Basis dieser Werte die installierte Klärgasleistung in Deutschland auf $170 \text{ MW}_{\text{el}}$ und die erzeugte Strommenge auf 120 GWh.

Rechnerisch ergibt sich somit ein Bestand von 383 nicht einspeisenden Anlagen, deren installierte Leistung mit $85 \text{ MW}_{\text{el}}$ genau so hoch ist wie diejenige der einspeisenden Anlagen. Die rechnerische Durchschnittsgröße der nicht einspeisenden Anlagen beträgt $222 \text{ kW}_{\text{el}}$. Unterstellt man eine gleiche Anlagenauslastung, werden in diesen Anlagen jährlich 60 GWh Strom erzeugt.

Rosenwinkel, Wendler und Meyer 2001 (zitiert von Hirschl et al. 2002) gehen von bundesweit etwa 1.300 Kläranlagen mit Schlammfäulung (und damit nutzbarem Klärgasanfall) aus. Somit verblieben rund 700 Anlagen, an denen bislang noch keine energetische Nutzung des Klärgasanfalls erfolgt. Anhand des Anlagenbestandes⁶¹ auf Baden-Württemberg herunter gerechnet, wären dies etwa 80 Anlagen.

Unterstellt man, dass auch unter den Randbedingungen einer verbesserten Wirtschaftlichkeit durch Emissionsminderungszertifikate bei Anerkennung als Nationales Projekt die Klärgasnutzung erst ab einer gewissen Anlagengröße sinnvoll ist, dürfte nur ein Teil dieser 80 Kläranlagen als potenzieller Standort einer Stromerzeugungsanlage in Frage kommen.⁶² Scheiden Anlagen mit bis zu 500 Einwohnergleichwerten (EGW) aus, verbleibt für Baden-Württemberg eine Zahl von rund 60 Anlagen in der in Frage kommenden Größe. Zieht man die Grenze bei 1.000 EGW, verbleiben weniger als 50 Anlagen.

Da es sich bei den heute existierenden Fällen ohne Klärgasnutzung überwiegend um kleine Anlagen handelt, wäre auch die Anlagengröße – trotz Nicht-Berücksichtigung der Anlagen ≤ 500 bzw. ≤ 1.000 EGW – als gering anzusetzen, vermutlich geringer als die Durchschnittsgröße der derzeit existierenden, nicht einspeisenden Anlagen. Für eine Potenzialschätzung muss ferner der Anteil der Anlagen abgezogen werden, die vielleicht künftig Strom ins öffentliche Netz einspeisen würden und dann eine gemäß EEG geregelte Einspeisevergütung erhielten.

Unter der Annahme, dass bei Anerkennung als Nationales Projekt die Hälfte aller in Baden-Württemberg existierenden 50 bis 60 hinreichend großen Kläranlagen, die bislang keine Eigenstromerzeugung haben, eine solche mit einer Leistung von 200 kW_{el} installieren würden – ausschließlich für den Eigengebrauch; die andere Hälfte verbleibt als durch das EEG zu erschließendes Potenzial – ergibt sich als Obergrenze eine zusätzlich installierte Leistung von 5 bis 6 MW_{el} und eine jährliche Stromerzeugung von 3,5 bis 4,2 GWh. Wird hierdurch Strombezug aus dem öffentlichen Netz vermieden, entspricht dies einer jährlichen Minderung der CO₂-Emissionen um 2.000 bis 2.400 t/a.⁶³ Die der Wärmerzeugung zuzurechnende Emissionsminderung wurde hierbei außer Acht gelassen.

61 In Baden-Württemberg gab es im Jahr 1998 1.163 öffentliche Kläranlagen, das waren 11,3 % der Anlagen in Deutschland (Statistisches Bundesamt, 2001).

62 Der Anteil der Anlagen mit weniger als 500 Einwohnergleichwerten betrug in Deutschland im Jahr 1998 26,4 %, kleiner 1.000 EGW waren 40,8 % der Anlagen (Statistisches Bundesamt, 2001).

63 Die spezifische CO₂-Emission der Stromerzeugung für den Mix Deutschland beträgt 0,58 kg CO₂/kWh (Stand 2000)

Es ist dabei wichtig zu beachten, dass keine Doppelzählung von Emissionsminderungen/Doppelanrechnung von Zertifikaten für den Anlagenbetreiber und das Energieversorgungsunternehmen erfolgt! Das heißt es müsste eine der in Kapitel 7.2 dargestellten Lösungen Anwendung finden.

8.2.2.1.2 Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

Im Rahmen der Untersuchungen zum Baden-Württembergischen Klimaschutzprogramm wurden Potenziale und Kosten regenerativer Energietechnologien unter dem Gesichtspunkt einer angestrebten Verdopplung des Anteils regenerativer Energien in Baden-Württemberg betrachtet (Nitsch und Staiß 2003). Zieljahr ist 2010, womit der betrachtete Zeithorizont gut mit demjenigen der vorliegenden Potenzialschätzung für Nationale Projekte übereinstimmt. Die bestehenden Potenziale wurden darin (aufbauend auf Vorarbeiten; vgl. auch DLR, Fraunhofer ISI und ZSW 2002) zusammengefasst. Zwei Drittel des erheblichen technischen Potenzials können aus strukturellen und technischen Gründen erst längerfristig genutzt werden (solare Nahwärme, Nutzung der Tiefengeothermie, Biomasse aus Energieplantagen), gleichwohl verbleibt ein bereits heute erschließbares Nutzungspotenzial von 20 TWh/a. Im Bereich der Wärmeversorgung überstreichen die Bereitstellungskosten eine größere Bandbreite von 3 bis 30 ct/kWh. Als relativ nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle stehend werden hydrothermale Erdwärmeversorgungen und Strohheizwerke mit Wärmegestehungskosten von rund 5 – 8 ct/kWh dargestellt. Holzkessel und Holzheizwerke werden im Einzelfall mit Kosten um 5 ct/kWh als durchaus wettbewerbsfähig erachtet, wenn kostengünstige Brennstoffe zur Verfügung stehen und keine weiteren Hemmnisse vorhanden sind.

Für die Umsetzung im Rahmen Nationaler Projekte kommen aus den von den Autoren genannten Projekttypen (in der Arbeit von Nitsch/Staiß als "Maßnahmen" bezeichnet) Biomasseheizwerke, Solarkollektoren in Großanlagen und als Nahwärmeanlagen sowie die Wärmenutzung von Geothermie in Frage. Eine Übersicht über die Eckdaten zu diesen Projekttypen gibt Tabelle 59.

Die außerdem untersuchten reinen Wärmeerzeugungstechniken Holzzentralheizungen und Solarenergie-Kleinanlagen werden für die vorliegende Potenzialabschätzung für Nationale Projekte nicht weiter betrachtet. Diese Techniken sind zumindest teilweise als integrierter Bestandteil der Wärmebedarfsdeckung von (Wohn-)Gebäuden zu betrachten; ein Teil des bestehenden Potenzials wäre auch schon in den Potenzialen durch Übererfüllung von EnEV-Standards mit enthalten und kann somit nicht (doppel-)gezählt werden. Nachrichtlich sind die Potenzialangaben in Tabelle 59 aufgeführt.

Tabelle 59: Ausgewählte Kenndaten für Projekttypen im Bereich der Wärmeversorgung aus regenerativen Energien

Projekttyp	Zubau 2001 – 2010*	Zusätzliche CO ₂ -Minderung in 2010 in kt CO ₂ /a	Mittlere CO ₂ -Minderungskosten (2001 – 2010) in €/t CO ₂
Biomasseheizwerke	500 MW _{th}	340	18
Solarkollektor-Großanlagen	390 000 m ²	50	120
Solarkollektor-Nahwärmanlagen	330 000 m ²	20	365
Geothermie (Wärmenutzung)	188 MW _{th}	20	330
Holzzentralheizungen **	100 000 Stck	230	85
Solarkollektor-Kleinanlagen **	550 000 m ²	50	590

* Zubau orientiert an Erreichung des "Verdopplungsziels"

** Angabe nachrichtlich: Potenzial für Nationale Projekte teilweise an anderer Stelle subsummiert

Quelle: Eigene Darstellung nach Nitsch und Staiß 2003

Mit Ausnahme von Biomasseheizwerken, die allerdings auch das mit Abstand größte technische Potenzial im Bereich der Wärmeerzeugung aufweisen, liegen die CO₂-Vermeidungskosten bei den als Nationale Projekte in Frage kommenden Projekttypen im Durchschnitt weit über 100 €/t CO₂, d. h. die zu erwartenden Emissionszertifikate dürften die Vermeidungskosten bei weitem nicht erreichen.

Insgesamt liegt die bei Erreichung des Verdoppelungsziels zu erwartende Emissionsminderung für die hier betrachteten vier Projekttypen bei rund 0,4 Mio. t CO₂/a. Es kann davon ausgegangen werden, dass dies ein geeigneter Orientierungsrahmen für die Obergrenze des mittelfristig durch Nationale Projekte realisierbaren Potenzials darstellt.

8.2.2.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Anteil der in industrieller **Kraft-Wärme-Kopplung** produzierten Strommenge sank in Folge der Liberalisierung der Strommärkte Ende der 90er-Jahre deutlich ab. Dies ist auf das bereits vor dem formalen Wirksamwerden im Jahr 1998 eingetretene Absinken der Strompreise für Industriekunden zurückzuführen. Durch günstigeren Strombezug und die Möglichkeit, den Wärmebedarf über Kesselkapazitäten, die in vielen Unter-

nehmen in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, abzudecken, war der Betrieb von vielen industriellen KWK-Anlagen nicht mehr wirtschaftlich. In Baden-Württemberg betrug der Rückgang zwischen 1995 und 1999 25 % (von 3,81 TWh_{el} auf 2,85 TWh_{el}).

Das in der Folge als Klimaschutzinstrument erlassene Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Bundesregierung 2002b) bezweckt den befristeten Schutz und die Modernisierung von KWK-Anlagen sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen mit elektrischer Leistung von maximal 2 MW und die Markteinführung der Brennstoffzelle, sofern keine Vergütung nach EEG erfolgt. Es garantiert die Abnahme von KWK-Strom durch den Netzbetreiber. Zusätzlich zum vereinbarten Abnahmepreis (der sich am marktüblichen Niveau bzw. an Konkurrenzangeboten orientiert) wird ein Zuschlag für erzeugten KWK-Strom festgelegt. Je nach Inbetriebnahmejahr wird für "alte" und "neue Bestandsanlagen" bzw. für modernisierte Anlagen die Dauer der Zuschlagszahlung bis zu den Jahren 2006, 2009 oder 2010 befristet. Für kleine KWK-Anlagen wird ein Zuschlag bis 2010 gewährt. Sofern ihre Leistung max. 50 kW_{el} beträgt und für Brennstoffzellen kann je nach Inbetriebnahmejahr die Frist für die Zuschlagszahlung bis Ende 2015 reichen. Eine Verlängerung der Laufzeit des Gesetzes ist abhängig von den Ergebnissen einer Gesetzesevaluation möglich.

Der Geltungsbereich des KWKG erstreckt sich nicht auf Anlagen zur Eigenstromerzeugung, d. h. Anlagen, die keinen Strom ins öffentliche Netz einspeisen, sind von der Förderung ausgeschlossen und kommen daher als Projekttyp in Frage.

Es kann somit davon ausgegangen werden, dass Betrieb und insbesondere Modernisierung von einspeisenden Bestandsanlagen bis gegen Ende des hier zugrunde gelegten Anrechnungszeitraums (2011; s. o.) durch das KWKG geregelt und gefördert werden. Dies gilt auch für die Neu-Errichtung kleiner KWK-Anlagen bis max. 2 MW_{el} und (zeitlich darüber hinausgehend) insbesondere für den unteren Leistungsbereich bis max. 50 kW_{el}.

Nicht abgedeckt und damit unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* als Nationale Projekte prinzipiell in Frage kommend sind KWK-Anlagen, die ausschließlich für den (Strom-)Eigenbedarf produzieren und, sofern sie ins Netz einspeisen, neue Anlagen oberhalb von 2 MW_{el}, jeweils bis hin zu der vom Emissionsrechtehandel betroffenen Größe. Bei üblichen Wirkungsgraden und Stromkennziffern (Verhältnis Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung) von KWK-Anlagen im von der Emissionshandelsrichtlinie nicht betroffenen Leistungsbereich unterhalb von 20 MW_{th} (z. B. BHKWs, Gasturbinen) kann die Grenze bei rund 6 MW_{el} gezogen werden. Unterstellt man technisch

bedingt in der Zukunft höhere Stromkennzahlen (wegen Zuwachs von GuD-Anlagen und Brennstoffzellen), verschiebt sich diese Grenze hin zu etwa 7 MW_{el}.

Als Element der Baden-Württembergischen Klimaschutzstrategie – wie auch bundesweit – wurde vorgeschlagen, für nicht einspeisende KWK-Anlagen eine den Regelungen des KWKG entsprechende Förderung zu gewähren (DIW et al. 2003; Gruber und Klobasa 2003). Bei Realisierung dieses Vorschlages wäre für Nationale Projekte für den Eigenverbrauch keine *Policy Additionality* mehr gewährleistet.

Die folgende Potenzialschätzung beschränkt sich auf den Bereich der industriellen KWK. Hier sind im Vergleich zur öffentlichen Fern- und Nahwärmeversorgung in städtischen Netzen insofern günstige Voraussetzungen gegeben, als der industrielle Wärmebedarf geringeren jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt als der Raumwärmebedarf.

Ausgehend vom Nutzwärmebedarf der Industrie in Baden-Württemberg kann gemäß den Abschätzungen für das Klimaschutzprogramm des Landes von einer maximalen Stromerzeugung von jährlich 6 TWh_{el}, entsprechend einer Steigerung um gut 3 TWh_{el} ausgegangen werden (Gruber und Klobasa 2003). Dies ist das technische Potenzial bei dem bereits erwähnten unterstellten Anstieg der mittleren Stromkennzahl (Verhältnis Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung) von heute 0,58 auf 0,7 ab 2010.

Bei einer Förderung mit vergleichbaren Sätzen wie nach dem KWKG für eigenverbrauchten Strom (abnehmend von 1,74 Cent/kWh_{el} heute bis 1,59 Cent/kWh_{el} ab 2009) wäre im Jahr 2010 eine zusätzlich in industriellen KWK-Anlagen erzeugte Strommenge von 1.000 GWh/a zu erwarten. Dies wäre etwa ein Drittel des noch vorhandenen technischen Potenzials, womit in etwa der Stand von 1995 wieder erreicht wäre. Dem entsprechen im Jahr 2010 vermiedene CO₂-Emissionen in Höhe von 445 kt.

Unter vereinfachenden Annahmen für eine "typische" KWK-Anlage und Berücksichtigung einer Wärmegutschrift von 4 Cent/kWh_{el} wurden Kosten für die Stromerzeugung in den KWK-Anlagen in Höhe von 4,2 Cent/kWh_{el} errechnet. Im Vergleich zu den Durchschnittskosten der Strombereitstellung (6,6 Cent/kWh_{el}) ergibt sich damit in 2010 eine jährliche Kosteneinsparung von 24 Mio. €. In diesem Fall wäre eine Förderung nicht gerechtfertigt, da der Anreiz der Kostenersparnis ohnehin vorhanden ist. Im Vergleich zu den Grenzkosten der Stromerzeugung (2,5 Cent/kWh_{el}) wurden hingegen Mehrkosten von 17 Mio. € errechnet. Gefördert wird im unterstellten Fördermodell diese Stromeigenerzeugung mit insgesamt 15,9 Mio. €.

Ausschlaggebend für die Entscheidung des Unternehmens zur (Wieder-)Aufnahme von Stromeigenproduktion in KWK-Anlagen ist das jeweilige Strompreisangebot. Im Falle

einer Förderung gemäß dem beschriebenen Modell kann diese die Mehrkosten des Unternehmens zumindest teilweise kompensieren. Im Falle der Durchführung eines anerkannten Projektes müssten die zu erwartenden Zertifikate die zusätzlichen CO₂-Minderungskosten erreichen. Bei Rechnung gegen die Grenzkosten von 2,5 Cent/kWh_{el} sind € 38,- pro t CO₂ anzusetzen (statische Betrachtung: Minderung von 445 kt/a zu Mehrkosten von € 17 Mio.), ein Preis, der für CO₂-Zertifikate vermutlich bei weitem nicht zu erzielen sein wird. Da dies aber einen Durchschnittswert für innerhalb einer großen Bandbreite schwankende Minderungskosten darstellt, kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil des oben ausgewiesenen Potenzials von 445 kt CO₂ im Jahr 2010 durch Anerkennung als Nationale Projekte erschlossen werden könnte. Das wäre der Teil derjenigen Anlagen, bei denen die Wirtschaftlichkeit ohne Förderung bzw. ohne Erlös von Zertifikaten derzeit nur knapp verfehlt wird.

Aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit – und da es sich ohnehin nur um Grobschätzungen handeln kann – lässt sich nicht angeben, wie hoch der Anteil der Stromerzeugung in größeren Anlagen, die von der Emissionshandelsrichtlinie betroffen sind, an dem genannten Potenzial wäre, der aufgrund fehlender *Policy Additionality* abgezogen werden müsste. Umgekehrt erfasst der Wert von 445 kt CO₂ nicht den Anteil von Anlagen, die Strom einspeisen und aufgrund ihrer Größe (oberhalb 2 MW_{el}) von der Förderung durch das KWKG ausgenommen sind. Vereinfachend und ohne dass dies quantitativ belegt werden könnte, wird daher angenommen, dass sich beide Anteile kompensieren, das Potenzial, das bei einem sehr hohen Zertifikatpreis von € 38,-/t CO₂ erschließbar wäre, also besagte 445 kt CO₂/a beträgt.

Es ist auch hierbei wichtig zu beachten, dass keine Doppelzählung von Emissionsminderungen/Doppelanrechnung von Zertifikaten für den Anlagenbetreiber und das Energieversorgungsunternehmen erfolgt! Das heißt es müsste auch hier eine der in Kapitel 7.2 dargestellten Lösungen Anwendung finden.

8.2.2.3 Gebäude

Die Potenzialabschätzung im Gebäudebereich beschränkt sich auf die von der Energieeinsparverordnung (Bundesregierung 2001b) betroffenen Fälle

- Neubau von Gebäuden mit normalen Innentemperaturen ($T \geq 19 \text{ °C}$),
- Neubau von Gebäuden mit niedrigen Innentemperaturen ($T < 19 \text{ °C}$) und
- Modernisierung von bestehenden Gebäuden (mit normalen und niedrigen Innentemperaturen).

Die EnEV stellt eine Zusammenfassung und Verschärfung der bisherigen Wärmeschutzverordnung (Bundesregierung 1994) und der Heizungsanlagenverordnung

(Bundesregierung 1998) dar. Das Ziel ist eine Reduktion des Energiebedarfs von Neubauten um 30 % sowie die Erschließung von Einsparpotenzialen im Gebäudebestand. Sie wurde im Jahr 2004 novelliert, wobei allerdings im Wesentlichen nur eine Anpassung an die aktuellen technischen Regeln erfolgte und keine Verschärfung der Standards vorgenommen wurde (siehe auch Kapitel 5.2.2.1).

Eine weitere Verschärfung der EnEV ist aber schon recht bald (2006) zu erwarten. Betroffen sein dürfte in erster Linie der Nicht-Wohnungsbau unter Einbeziehung des Elektrizitätsverbrauchs für Beleuchtung und Klimatisierung, wohingegen die zu erwartenden Verschärfungen im Wohnungsbaubereich moderat ausfallen dürften (Erhorn 2004).

In den vergangenen 30 Jahren sind in Deutschland die Bestimmungen für den Gebäudereich fünfmal, d. h., durchschnittlich alle sechs Jahre verschärft worden. Dabei hat sich der mittlere zulässige Heizwärmeverbrauch etwa um den Faktor fünf verringert. Obwohl der Spielraum für zusätzliche Einsparungen inzwischen klein geworden ist, existieren noch weitere Möglichkeiten (DIW et al. 2003).

Bislang hatten die Bemühungen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Haushaltssektor, der im Wesentlichen von der Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes herrührt, allerdings noch wenig Erfolg. Weder absolut noch anhand der temperaturbereinigten Werte lässt sich für den Zeitraum von 1990 bis 2001 eine sinkende Tendenz der CO₂-Emissionen dieses Sektors nachweisen. Als Gründe für die unzureichende Emissionsminderung werden von STE/FZ Jülich (DIW et al. 2003) die starke Neubauaktivität in Deutschland, fehlende Vollzugskontrolle bei Sanierungen und das Fehlen attraktiver Anreizprogramme genannt.

Besonders hohe Potenziale werden im Altbaubereich gesehen. Am Einzelgebäude sind Potenziale zwischen 35 und 75 % vorhanden – im Mittel 50 % –, die sich mit einer Vollsanierung entsprechend heutiger EnEV erschließen ließen. Folgerichtig wird von STE/FZ Jülich für ein "Reduktionsszenario" eine Fülle von zusätzlichen Maßnahmen angenommen. Hierzu gehören

- eine Verbesserung des Vollzugs der EnEV durch verschärfte Kontrollen oder den obligatorisch einzuführenden Wärmepass für alle Gebäude und zusätzliche Beratung für Verbraucher mit hohem Verbrauch (incl. Finanzierungsmodell hierfür), stärkere ordnungsrechtliche Eingriffe für den Bestand an Gebäuden, Harmonisierung und Koordinierung der Maßnahmen zwischen Bund und Ländern, Lösung des Mieter-Vermieter-Dilemmas, wirkungsvollere und breitere Förderprogramme sowie Informations- und Motivationsprogramme für alle Akteure,
- effizientere Anlagentechniken, also verstärkte Nutzung der Brennwerttechnik, Optimierung der Wärmeverteilung bei erneuertem Kessel, verbesserte bzw. automati-

sierte Regelsysteme und wiederum zielgerichtete Information und Fortbildung für alle Akteure,

- verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger,
- eine Verschärfung der EnEV sowie
- Information und Motivation der Nutzer.

Diese Maßnahmen einschließlich der genannten zu erwartenden Verschärfung der EnEV umreißen den Handlungsspielraum der sektoralen Klimapolitik. Angesichts der Entwicklung der CO₂-Emission des Sektors in der Vergangenheit ist anzunehmen, dass mittelfristig zumindest ein Teil der genannten Maßnahmen in dieser oder ähnlicher Form in Angriff genommen wird.

Es werden jedoch bereits heute bei Baumaßnahmen die Anforderungen der bestehenden EnEV übererfüllt. Im Schnitt liegt derzeit der Wärmebedarf bei Neubauvorhaben um 5 bis 10 % unter den Vorgaben der EnEV (Erhorn 2004). Bereits bestehende Anreize zur Übererfüllung sind z. B. das 2001 zusätzlich zum Programm von 1996, das lediglich die Einhaltung der EnEV fordert, eingeführte KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm. Dieses fordert zusätzlich eine Mindesteinsparung von 40 kg CO₂/m². STE/KFA Jülich rechnet durch die beiden KfW-Programme bis zum Jahr 2010 mit einer hierdurch angestoßenen bundesweiten Emissionsminderung von 6 Mio. t CO₂ pro Jahr (eine Programmevaluierung findet sich in Kleemann et al. 2002 sowie Kleemann 2004).

Weitere Förderprogramme des Bundes, wie die Wohneigentumsförderung mit Ökozulage für den Einbau von Wärmepumpen oder den Neubau von Niedrigenergiehäusern sowie Förderprogramme der Länder, z. B. das Landeswohnraumförderungsprogramm in Baden-Württemberg, kommen hinzu (siehe auch Kapitel 5.2.2.2).

Ferner kann davon ausgegangen werden, dass auch ohne öffentliche Förderung ein Anreiz zur Übererfüllung regulatorischer Mindestanforderungen besteht, da hohe energetische Standards höhere Mieten rechtfertigen. So werden beispielsweise nach Abschluss eines Vollsanierungsprogramms an 1.265 Wohnungen der Volkswohnung GmbH in Karlsruhe-Oberreut – in der Nachbarschaft des in Fallbeispiel I untersuchten Sanierungsprojektes – deutliche Mieterhöhungen erfolgen, die allerdings für die Bewohner durch die zu erwartenden geringeren Energiekosten zu einem großen Teil ausgeglichen werden (BNN 2004).

Es kann somit konstatiert werden, dass die Einhaltung der heutigen EnEV im Rahmen einer erfolgsorientierten Klimapolitik weder im Neubau noch im Bereich der Altbau- sanierung nicht statisch als Referenzfall betrachtet werden sollte, da einerseits mittelfris-

tig mit einer Verschärfung der Anforderungen und einem verbesserten Vollzug zu rechnen ist.

Für die Zwecke einer Potenzialabschätzung für Neubau und Gebäudebestand auf Landesebene müssen aber andererseits stark vereinfachende und insbesondere pauschalisierende Annahmen getroffen werden, welche z. B. die Unterschiede einzelner Gebäudetypen und -größen (Ein-, Mehrfamilienhaus) nur mit Unschärfen wiedergeben können. Insofern wird es als zulässig erachtet, für die nachfolgende Quantifizierung der Übererfüllung von Standards im Rahmen von Projekten mit Grobschätzungen der Absoluteinsparungen des auf die Gebäudenutzfläche bezogenen Jahres-Primärenergiebedarfs gegenüber dem gesetzlichen Standard zu operieren, ohne letzteren genau zu kennen.

8.2.2.3.1 Neubau von Gebäuden mit normalen Innentemperaturen

Die nachfolgende Potenzialschätzung bezieht sich zunächst auf den Wohngebäude-Neubau. Dieser stellt einen technisch einigermaßen homogenen Bereich dar, der einer quantitativen Abschätzung auf Basis pauschaler Durchschnittswerte vergleichsweise gut zugänglich ist. Darauf aufbauend erfolgt eine nur noch grobe Hochrechnung über die errichtete Nutzfläche auf die Potenziale in Nichtwohngebäuden, die sich baulich teilweise sehr stark unterscheiden (z. B. Anstaltsgebäude, Büro- und Verwaltungsgebäude, Handelsgebäude, Hotels und Gaststätten).

Die Anforderungen an zu errichtende Gebäude mit normalen Innentemperaturen sind in Anhang 1 der EnEV festgelegt. Darin wird ein Höchstwert des Jahres-Primärenergiebedarfs Q_P bezogen auf die Nutzfläche vorgegeben. Außer für Gebäude mit überwiegend elektrischer Warmwasserbereitung (eher die Ausnahme) liegt er zwischen knapp $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ für Gebäude mit kompakter Bauweise (also niedrigem Verhältnis der Außenfläche zum Volumen; v. a. Mehrfamilienhäuser) und gut dem doppelten Wert für Gebäude mit spezifisch großer Oberfläche (z. B. kleine Einfamilienhäuser).

Der Primärenergiebedarf ergibt sich (vereinfacht) aus dem Jahres-Heizwärmebedarf zuzüglich eines Zuschlags für Warmwasser unter Berücksichtigung der vorgelagerten Energieumwandlungs- und Verteilungsverluste, die abhängig vom Heizsystem und eingesetzten Energieträger sind. ⁶⁴

64 Rechnerisch mittels der so genannten Anlagenaufwandszahl eP.

Für eine vorsichtige Potenzialschätzung sind die zusätzlichen Emissionsminderungsmöglichkeiten gegenüber einem emissionsseitig bereits günstigen Fall anzusetzen. Unterstellt man daher vollständige Deckung des Primärenergiebedarfs (Nutzwärme und vorgelagerte Verluste) durch den am wenigsten CO₂-intensiven fossilen Energieträger Erdgas⁶⁵ (allerdings ohne Brennwertnutzung), entspricht der genannten Bandbreite von Q_P eine spezifische CO₂-Emission von rund 14 bis 29 kg/(m²·a).

In Baden-Württemberg wurden im Jahr 2003 19 341 Wohngebäude mit insgesamt 31 530 Wohnungen fertig gestellt. Die errichtete Wohnfläche betrug 3,691 Mio. m². Hinzu kam eine geringe Anzahl von Wohnungen in Nichtwohngebäuden. Rund 59 % der Wohnfläche entfiel auf Einfamilienhäuser (EFH), der Rest auf Wohngebäude mit 2 oder mehr Wohnungen (Mehrfamilienhäuser; MFH) und eine geringe Anzahl von Wohnheimen. Knapp 2/3 der Wohnfläche wurde von privaten Bauherren erstellt, der Rest von Unternehmen sowie – zu geringen Anteilen – von öffentlichen Bauherren und Organisationen ohne Erwerbszweck. Der Trend der Baufertigstellungen ist im Lande stark rückläufig, wobei ein relativer Anstieg der Einfamilienhäuser zu beobachten ist: Im Jahr 2000 wurden noch über 27 000 Wohngebäude mit gut 48 000 Wohnungen und einer Wohnfläche von gut 5,2 Mio. m² fertig gestellt (Statistisches Landesamt 2004a).

Es ist davon auszugehen, dass private Bauherren für die Durchführung Nationaler Projekte und die Inanspruchnahme von Zertifikaten i. d. R. nicht in Frage kommen. Einfache Beispielsrechnungen haben gezeigt, dass selbst gegenüber den Minderungen des Ist-Zustandes nur sehr geringe Beiträge über die Minderung der Zertifikate erhalten werden können und hingegen die Transaktionskosten ein Vielfaches betragen.⁶⁶ Für die Potenzialschätzungen wurde ein überproportional hoher Anteil privater Bauherren bei den Einfamilienhäusern (Im Bestand des Jahres 2002 waren gut 81 % der Einfamilienhäuser vom Eigentümer bewohnt; (Statistisches Landesamt 2004c) sowie eine Fortsetzung der beobachteten Trends unterstellt. Diese Annahmen wurden innerhalb des Anrechnungszeitraums nicht variiert:

errichtete Wohnfläche:	3,5 Mio. m ² /a
davon von Unternehmen:	1/3 = 1,17 Mio. m ² /a
davon in EFH:	20 % = 0,23 Mio. m ² /a
davon in MFH:	80 % = 0,93 Mio. m ² /a

65 Der Emissionsfaktor für Erdgas H im deutschen Verbund beträgt 56 kg CO₂/GJ (bezogen auf den unteren Heizwert; Quelle: Umweltbundesamt), das sind umgerechnet rund 0,2 kg CO₂/kWh.

66 Selbst die Idee Nationale Projekte zur Zusatzfinanzierung der KfW-Programme zu nutzen wurde nach einer ausführlichen Diskussion mit den Verantwortlichen bei der KfW verworfen.

spezifische CO₂-Emission:

<i>EnEV-Standard</i> ⁶⁷ :	27 kg/(m ² ·a) für EFH
	17 kg/(m ² ·a) für MFH
<i>Übererfüllung</i>	2,5 kg/(m ² ·a) für EFH
<i>(Unterschreitung der maximal zulässigen Werte):</i>	1,5 kg/(m ² ·a) für MFH

Zu welchen Kosten die angenommene Übererfüllung von Standards zu realisieren wäre, konnte nicht ermittelt werden. Würde aber durch Gewährung von Zertifikaten bei allen Neubauten eine Übererfüllung der Standards gemäß diesen Annahmen angestoßen, ergäben sich somit im Wohngebäudebereich jährlich hinzukommende maximale CO₂-Emissionsminderungen von jährlich 2 kt/a im Lande (resultierend aus einer Primärenergieeinsparung von knapp 10 MWh/a).

Berücksichtigt man zusätzlich zur Wohnfläche den nicht als Wohnfläche ausgewiesenen Nutzflächenanteil der Wohngebäude von etwas über 40 % (1,52 Mio. m² in 2003; Statistisches Landesamt, 2004 b), bei dem spezifisch geringere Einsparungen des Energiebedarfs zu erwarten sind, erhöhen sich diese Werte auf rund 12 MWh/a bzw. 2,5 kt CO₂/a. Die genannten Werte kumulieren sich über die Zeitdauer der Gültigkeit der Annahmen.

Im Jahr 2003 betrug die Nutzfläche der neu errichteten Anstaltsgebäude, Büro- und Verwaltungsgebäude, Handels- und Lagergebäude sowie Hotels und Gaststätten 2,24 Mio. m² (Statistisches Landesamt 2004a), das entspricht rund 43 % der gesamten Nutz- und Wohnfläche in Wohngebäuden bzw. dem 1,3fachen des davon auf Unternehmen entfallenden Anteils. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund der Besitzverhältnisse bei diesen Gebäuden die Voraussetzungen zur Inanspruchnahme von Zertifikaten überwiegend gegeben sind. Bei Hochrechnung über die Nutzfläche auf Basis des Wertes für Wohngebäude ergibt sich somit eine zu erwartende Einsparung des Energiebedarfs bei diesen Gebäudetypen von knapp 16 MWh/a, die zu einer Emissionsminderung von rund 3,2 kt CO₂/a führen würde. Zu bedenken ist allerdings, dass Handels- und Lagergebäude statistisch gemeinsam ausgewiesen werden, zumindest für die Lagergebäude aber mit niedrigeren Innentemperaturen und damit geringeren Potenzialen zu rechnen ist. Insofern ist dieser Wert als Obergrenze zu betrachten.

67 Keine *Baseline* – nur zur vergleichenden Einordnung der Annahmen zur Übererfüllung. Die angegebenen Werte stellen als plausibel erachtete Durchschnittswerte für EFH und MFH innerhalb der zulässigen Bandbreite dar.

8.2.2.3.2 Neubau von Gebäuden mit niedrigen Innentemperaturen

Für zu errichtende Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen gibt die EnEV in ihrem Anhang 2 Höchstwerte für die auf die Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverluste vor, die sich für eine nutzflächenbasierte Abschätzung analog zum vorigen Abschnitt nicht nutzen lassen. Betroffen sind landwirtschaftliche Betriebsgebäude, Fabrik- und Werkstattgebäude sowie sonstige Nichtwohngebäude. Der Bereich der Lagergebäude wurde, obwohl in der Regel nicht zu diesem Gebäudetyp gehörend, aus statistischen Abgrenzungsgründen zusammen mit den Gebäuden mit normaler Innentemperatur erfasst.

Sehr stark vereinfachend wurde (u. a. eingedenk der bald zu erwartenden Verschärfung der EnEV für Nicht-Wohngebäude) unterstellt, dass bei Gebäuden mit niedriger Innentemperatur bezogen auf die Nutzfläche halb so hohe Potenziale durch Übererfüllung der EnEV-Standards bestehen wie bei solchen mit normaler Innentemperatur.

2003 betrug die Nutzfläche der neu errichteten Gebäude der genannten Typen 3,75 Mio. m² (Statistisches Landesamt 2004a). Unter der Annahme, dass diese Gebäude vollständig im Besitz von Unternehmen sind, führt dies rechnerisch zu einer potenziellen Einsparung des Energiebedarfs bei diesen Gebäudetypen von rund 13 MWh/a, die zu einer Emissionsminderung von rund 2,7 kt CO₂/a führen würde. Auch diese Werte kumulieren sich über die Zeitdauer der Gültigkeit der Annahmen.

8.2.2.3.3 Modernisierung von Gebäuden

Bei Änderungen an bestehenden Gebäuden gelten nach § 8 Mindestanforderungen an Außenbauteile, die in Anhang 3 der EnEV festgelegt sind. Alternativ gelten diese Anforderungen als erfüllt, wenn das geänderte Gebäude die jeweiligen Höchstwerte für ein entsprechendes neues Gebäude um nicht mehr als 40 % überschreitet. Aus Praktikabilitätsgründen wurde diese Festlegung für die Betrachtungen zur *Baseline* herangezogen. Der Bandbreite von knapp 70 kWh/(m²·a) für neue Gebäude mit kompakter Bauweise (v. a. Mehrfamilienhäuser) und gut dem doppelten Wert für neue Gebäude mit spezifisch großer Oberfläche (z. B. kleine Einfamilienhäuser) entsprechen dann Werte von knapp 100 bis 200 kWh/(m²·a) bzw. spezifische CO₂-Emissionen von 20 bis 40 kg/(m²·a).

Im Jahr 2003 (Stand 31.12.) betrug der Wohngebäudebestand in Baden-Württemberg 2,22 Mio. Knapp 58 % davon waren Einfamilienhäuser. Die Gesamtwohnfläche betrug 426,6 Mio. m², davon 158,1 Mio. m², also 37 % in Einfamilienhäusern (Statistisches Landesamt 2004b). Gut 81 % der Einfamilienhäuser mit einer durchschnittlichen Wohnfläche von 132,4 m² waren vom Eigentümer bewohnt, ebenso fast 1/3 der Wohneinhei-

ten in Mehrfamilienhäusern (Eigentumswohnungen mit durchschnittlich 99,5 m²; 33 %). Knapp 15 % der Wohneinheiten entfiel auf Gebäude, die ab dem Jahr 1987 errichtet wurden (Statistisches Landesamt 2004c)

Analog zu den Annahmen für den Neubaubereich wurde unterstellt, dass private Bauherren für die Durchführung Nationaler Projekte und die Inanspruchnahme von Zertifikaten i. d. R. nicht in Frage kommen. Ferner wurde unterstellt, dass jährlich rund 3 % der vor 1987 errichteten Gebäude (mit entsprechendem Wohnflächenanteil) einer Modernisierung und damit wärmetechnischen Sanierung unterzogen werden. Damit gilt für die Potenzialschätzung das folgende gerundete Zahlengerüst und die innerhalb des Anrechnungszeitraums nicht variierten Annahmen:

gesamte Wohnfläche in Baden-Württemberg	430 Mio. m ²
davon vor 1987 errichtet (Modernisierungspotenzial)	85 % = 365 Mio. m ²
davon jährlich modernisiert:	3 % = 11,0 Mio. m ² /a
davon in EFH:	40 % = 4,4 Mio. m ² /a
davon nicht private Eigentümer:	20 % = 0,9 Mio. m ² /a
davon in MFH:	60 % = 6,6 Mio. m ² /a
davon nicht private Eigentümer:	67 % = 4,4 Mio. m ² /a

spezifische CO₂-Emission nach Sanierung:

<i>EnEV-Standard</i> ⁶⁸ :	37 kg/(m ² ·a) für EFH
	24 kg/(m ² ·a) für MFH
<i>Übererfüllung</i>	3,5 kg/(m ² ·a) für EFH
<i>(Überschreitung der</i>	2,2 kg/(m ² ·a) für MFH
<i>maximal zulässigen Werte):</i>	

Zu welchen Kosten die angenommene Übererfüllung von Standards bei der Modernisierung von Wohngebäuden zu realisieren wäre, konnte nicht ermittelt werden. Würde aber durch Gewährung von Zertifikaten bei allen Modernisierungsmaßnahmen an Wohngebäuden in Unternehmensbesitz in Baden-Württemberg eine Übererfüllung der Standards gemäß diesen Annahmen angestoßen, ergäben sich somit im Lande jährlich hinzu kommende maximale CO₂-Emissionsminderungen von jährlich 12,8 kt/a (resultierend aus einer Primärenergieeinsparung gut 60 MWh/a). Diese Werte kumulieren sich über die Zeitdauer der Gültigkeit der Annahmen.

In Ermangelung von Daten zum Nichtwohngebäude-Bestand in Baden-Württemberg wurde auf eine Hochrechnung auf den Bereich der Nichtwohngebäude mit normalen sowie mit niedrigen Innentemperaturen verzichtet. Es kann aber davon ausgegangen

68 Keine *Baseline* – nur zur vergleichenden Einordnung der Annahmen zur Übererfüllung.

werden, dass die bei den jährlich zu sanierenden Gebäuden vorhandenen, in kt CO₂/a gemessenen Emissionsminderungspotenziale durch Übererfüllung von Standards im niedrigen zweistelligen Bereich liegen.

Es wird somit deutlich, dass im Gebäudebestand wesentlich höhere Potenziale zur Energieeinsparung vorhanden sind, als bei Neubauten. Abschließend soll hier noch einmal betont werden, dass die hier ausgewiesenen Werte nur das Potenzial einer Übererfüllung von Standards darstellen und nicht die beträchtlichen, insgesamt durch energetische Sanierung des Gebäudebestandes erzielbaren Energieeinsparungen bzw. CO₂-Emissionsminderungen.

8.2.3 Qualitative Aussagen zu sonstigen Projekttypen

Eine Abschätzung des Potenzials zur **Steigerung der Energieeffizienz** von nicht vom EU-Emissionsrechtehandel betroffenen **Produktionsanlagen** konnte im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden. Hierzu müsste das gesamte Spektrum der Möglichkeiten zur rationellen Energienutzung in der Baden-Württembergischen Industrie abgedeckt werden. Eine Abgrenzung zwischen autonomem technischem Fortschritt und durch den Anreiz von Zertifikaten induzierter Innovation wäre schwierig. Es ist nicht auszuschließen, dass hier Potenziale für Nationale Projekte gegeben sind, indes bedarf es zur Quantifizierung jeweils einer detaillierten Einzelfallbetrachtung.

Weitere, in Tabelle 60 als "Merkposten" genannte Projektaktivitäten (z. B. im Verkehrsbereich), deren Anerkennung als Nationale Projekte nicht durch den EU-Emissionsrechtehandel, gesetzliche Vorschriften oder Inanspruchnahme hoher gesetzlich initiiertener Förderung (z. B. durch das EEG(Bundesregierung 2004)) ausgeschlossen ist, wurden nicht betrachtet. Für diese gilt das bereits für die Steigerung der Energieeffizienz von Produktionsanlagen gesagte ebenfalls.

8.3 Zusammenfassung: Potenziale in Baden-Württemberg

Als Ergebnis der Potenzialschätzungen für Baden-Württemberg ist festzuhalten:

- Die bestehenden Instrumente der Klimapolitik, z. B. gesetzliche Regelungen, und die bestehenden Förderinstrumente schränken das Potenzial für zusätzliche Emissionsminderungen durch Umsetzung Nationaler Projekte ein. Die noch vorhandenen „Nischen“ könnten unter Umständen durch die Fortentwicklung klimapolitischer Instrumente, wie zum Beispiel zu erwartende Verschärfungen der Energieeinsparverordnung, noch enger werden.

- Potenziale, insbesondere im Land Baden-Württemberg, aber auch generell in der Bundesrepublik sind hauptsächlich im Bereich industrieller Kraft-Wärme-Kopplung und der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien zu vermuten.⁶⁹
- Im Bausektor ist ein im Vergleich hierzu etwas geringeres Potenzial vorhanden. Bei dieser Abschätzung wurde allerdings nur die Übererfüllung von (*Baseline*-) Standards unterstellt. Die erheblichen weiteren Energieeinsparpotenziale durch energetische Sanierung des Gebäudebestandes blieben unberücksichtigt.
- Weitere Potenziale sind in der Effizienzsteigerung von industriellen Prozessen, generell im Verkehrsbereich sowie bei den im Rahmen dieser Untersuchung nicht betrachteten übrigen Treibhausgasen zu vermuten.
- Generell ist – wie bereits an anderer Stelle schon geschehen – zu betonen, dass der besondere Reiz des umweltökonomischen Instruments Nationale Projekte in seiner Offenheit für jegliche Art von Projekttypen liegt und im Vertrauen auf die Suchfunktion des Marktes die Identifikation weiterer, wenn auch vermutlich nur geringer Potenziale in bisher nicht berücksichtigten Bereichen erhofft werden kann.

Tabelle 60 fasst die quantitativen Ergebnisse der Potenzialschätzungen für Baden-Württemberg zusammen.

69 Es ist hierbei jedoch zu berücksichtigen, dass sich der hier gewählte Untersuchungsrahmen auf die THG CO₂ und CH₄ beschränkt und z. B. den Verkehrssektor nicht beinhaltet.

Tabelle 60: Potenziale für Nationale Projekte in Baden-Württemberg

<i>Projekttyp</i>	<i>Potenzial in jeweiligen Einheiten</i>	<i>Potenzial in kt CO₂e/a</i>	<i>Bemerkungen</i>
Stromerzeugung aus Klärgas	3,5 – 4,2 GWh/a	2,0 – 2,4	Obergrenze; ⚡ <i>Doppelzählung!</i>
Industrielle KWK	1 000 GWh _{el} /a	445	Obergrenze bei € 38,- pro t CO ₂ ; ⚡ <i>Doppelzählung!</i>
Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	div. Teilbeiträge; v. a. 500 MW _{th} aus Biomasse	400	Obergrenze bei Erreichung des Verdoppelungs-Ziels
Wohngebäude-Neubau	ca. 12 MWh _{PE} /a ²	2,5/a	knapp 10 % Übererfüllung der Neubausstandards; jährlicher Zuwachs
Neubau sonstiger Gebäude mit normalen Innentemperaturen	ca. 16 MWh _{PE} /a ²	3,2/a	dto.; incl. Lagergebäude
Neubau von Gebäuden mit niedrigen Innentemperaturen	ca. 13 MWh _{PE} /a ²	2,7/a	dto.; ohne Lagergebäude
Wohngebäude-Modernisierung	ca 60 MWh _{PE} /a ²	12,8/a	knapp 10 % Übererfüllung der Standards; jährlicher Zuwachs
Modernisierung sonstiger Gebäude mit normalen Innentemperaturen	n. q.	n. q.	
sonstige, nicht quantifizierte Projekttypen		?	
<i>Summenbildung nicht zulässig</i>			

9 Schlussbemerkungen

In dieser Arbeit wurden Chancen und Möglichkeiten der Einführung Nationaler Projekte (NP) in die Klimaschutzpolitik Deutschlands im Allgemeinen, und Baden-Württemberg im Besonderen untersucht. Dafür wurden NP definiert als unilaterale Klimaschutzprojekte, die in einem Land mit verbindlichem Treibhausgas-Emissionsreduktionsziel auf freiwilliger Basis stattfinden, wobei das Projekt und der Investor im Inland angesiedelt sind. Da sie zu zusätzlichen Emissionsminderungen von Treibhausgasen (THG) führen, erhalten die Projektentwickler gemäß der *Baseline-and-Credit-Methode* handelbare Emissionsreduktionszertifikate.

Derartig verstandene NP können zur Kosteneffizienz im internationalen und europäischen Emissionshandel beitragen, in dem alle THG-Quellen und somit über die Suchfunktion des Marktes sämtliche Vermeidungsoptionen erschlossen werden. Folglich können Emissionsreduktionen dort erfolgen, wo die Grenzvermeidungskosten am geringsten ausfallen. Damit ermöglichen NP im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel das kostenminimale Erreichen des deutschen Emissionsreduktionsziels. NP erfüllen somit auch das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit. Auch erweitern NP die dynamische Anreizwirkung auf Bereiche außerhalb der durch den EU-EH reglementierten Aktivitäten, Anlagen und Sektoren.

Die Transaktionskosten von NP sind vergleichbar mit denen des internationalen Instruments *JI First Track*. Sie fallen insbesondere bei NP mit geringen Emissionsminderungen ins Gewicht und müssen bei der Ausgestaltung des Instruments berücksichtigt werden. Hierbei ist der *Trade-Off* zwischen ökologischer Integrität des Instruments und Höhe der Transaktionskosten zu beachten. Aufgrund der Implementierung des *Clean Development Mechanism* (CDM) und von *Joint Implementation* (JI) können NP auf deren in Deutschland aufgebaute und auszubauende Strukturen und Regelungen zurückgreifen. Ein Aufbau neuer staatlicher Institutionen ist also nicht nötig. Vielmehr könnten z. B. die *Joint Implementation* Koordinierungsstelle (JIKO) oder die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) neben der Abwicklung von CDM und JI auch für NP verantwortlich sein. Weitere Synergieeffekte aus der Koexistenz von CDM, JI und NP ergeben sich dadurch, dass sich NP an den JI- und CDM Regeln zu Projektzyklus, Projektunterlagen (*Project Design Document*, PDD), *Additionality*- und *Baseline*-Bestimmungen sowie Validierung, Registrierung, *Monitoring*, Verifizierung und Zertifizierung orientieren können. Im Rahmen von NP kommt es also zu nur sehr geringen zusätzlichen Transaktionskosten auf Seiten des Staates.

Die Untersuchung hat gezeigt, dass der für NP vorhandene Spielraum aufgrund der hohen Regelungstiefe des deutschen Klimaschutzprogramms begrenzt ist (siehe

Matrix in Anhang 1). Die Potenzialabschätzung für Projekttypen, die das Kriterium der *Policy Additionality* erfüllen, ergab für Baden-Württemberg nur Nischen für NP und JI. Damit dürften NP besonders interessant sein in Ländern mit einem beschränkten *Policy-Mix* im Klimaschutz. Allerdings wäre es auch möglich, dass es durch den von NP ausgehenden ökonomischen Anreiz auch in Deutschland zu innovativen Minderungsmaßnahmen in Bereichen außerhalb des EU-EH oder anderer Politiken und Maßnahmen kommt.

Diese Arbeit kommt daher zu dem Schluss, dass die Einführung Nationaler Projekte in Deutschland – sowie allen Staaten mit einem verbindlichen Emissionsreduktionsziel und Teilnahme am Emissionshandel – sinnvoll und vielversprechend ist, solange der Emissionshandel nur einen Teil der THG-Emissionen abdeckt. Die untersuchten Umsetzungsprobleme wie Zusätzlichkeit, Doppelzählungen, Kreditierung und Transaktionskosten erscheinen lösbar. Allerdings sollte der Diskussionsprozess zur Implementierung Nationaler Projekte bald eingeleitet werden. Auf nationaler Ebene könnte im Zuge der Umsetzung der *Linking*-Richtlinie bezüglich der Regelungen für JI analog Regelungen für NP bedacht werden. In einem einzigen Klärungsprozess könnten somit die meisten Implementierungsfragen der beiden konzeptionell ähnlichen Instrumente JI im Inland und NP gelöst werden. Diese gemeinsamen Fragen betreffen u. a. den Projektzyklus und hierfür notwendige Institutionen, die Abgrenzung von *Small Scale* Projekten und vorgesehene Vereinfachungen, die Zusätzlichkeitsanforderungen (*Additionality-Test*) sowie die Einrichtung einer Reserve, v. a. für indirekte Emissionen. Demgegenüber ist ein nur für NP zu klärendes Umsetzungsproblem der zu vergebende Zertifikatetyp und dessen Herkunft. Eine Einbindung von Emissionsreduktionszertifikaten aus NP in Deutschland könnte ab 2008 über die Ausgabe von *EU-Allowances* in den EU-EH oder aber über die Vergabe von AAUs oder auch ERUs in den internationalen Emissionshandel erfolgen. Auch Mischformen sind denkbar.

Bezüglich der Implementierung Nationaler Projekte in Deutschland konnten nicht alle Fragen abschließend beantwortet werden. Bei einer Einbindung der Zertifikate aus NP in den EU-EH muss politisch festgelegt werden, welche Zertifikateinheit verwendet werden darf. Eng damit verbunden ist die Entscheidung über das Kontingent, aus dem die Zertifikate stammen sollen. Dieser Fragenkomplex beinhaltet auch die Reservebildung. Darüber hinaus sollte geregelt werden, ob Zertifikate aus NP mit einer Projekt-Kennzahl versehen werden müssen. Eine wichtige Frage im Rahmen des *Policy-Additionality-Tests* ist, inwiefern bestehende Fördermaßnahmen eine Generierung nationaler Zertifikate ausschließen. Projekte, die von öffentlicher Förderung profitieren, könnten entweder komplett, ab einem bestimmten Schwellenwert oder nur aufgrund von nicht erfüllter Investitionszusätzlichkeit vom Instrument NP ausgeschlossen werden. Eine derartige politische Entscheidung kann ggf. auch projekttypenspezifisch

variieren. Zur Unterstützung der Entscheidungsfindung könnte analysiert werden, inwiefern die finanziellen Anreize von ökonomischen, fiskalischen und F&E-Instrumenten eine dem Umweltnutzen der Klimaschutzaktivitäten angemessene Förderung vorsehen oder ob derartig geförderte Aktivitäten zusätzlich noch durch NP gefördert werden sollten. Wird eine Kombination von NP mit anderen Förderungen ausgeschlossen, sollte für Projektentwickler zumindest die freie Wahl zwischen konventioneller Förderung (wie z. B. Strommindestvergütung nach EEG, zinsgünstige Darlehen, Zuschüsse) und der Generierung von Zertifikaten aus NP bestehen. In Fallstudien könnte untersucht werden, ab welchem Zertifikatspreis NP anderen Förderungen vorgezogen werden würden. Eine im Abschlussworkshop im Zusammenhang mit der EnEV andiskutierte Frage war der Einsatz des Instruments NP, um Vollzugsdefizite zu mindern. In späteren Arbeiten könnte dieser Aspekt im Zusammenhang mit der Fragestellung, ob eine Abkehr von Regulierungen und verstärkte Zuwendung zu ökonomischen Instrumenten langfristig sinnvoll wäre, untersucht werden. Schließlich wäre zu überlegen, ob offizielle Werte zur *Baseline*-Berechnung – wie in Fallbeispiel 2 vorgeschlagen (Emissionen des Wärmemix Deutschlands) – erarbeitet werden, um die Transaktionskosten bestimmter Projekttypen zu senken.

Auf europäischer Ebene stellt sich die Frage danach, welche Regeln harmonisiert werden sollen. Möglich wäre z. B., dass einheitliche Vorgaben zum zu verwendenden Zertifikatstyp gemacht werden. Auch einzubindende Institutionen könnten benannt werden. Zu berücksichtigen ist des Weiteren, dass Projektentwickler auf langfristige Perspektiven angewiesen sind. Um die Suchfunktion von NP voll ausschöpfen zu können, sollten NP über das Jahr 2012 hinaus zugelassen werden. Eine derartige zeitliche Offenheit steht in keinem Widerspruch zur Erweiterung des EU-EH. Denn solange der EU-EH nicht alle THG-Emissionen erfasst, gibt es Spielraum für NP, auch wenn dieser mit einer Erweiterung der Gültigkeit des EU-EH zurückgeht.

Sollte eine Einbeziehung von NP in den EU-EH scheitern, bleibt Annex-I-Ländern wie Deutschland zumindest die Möglichkeit, für Reduktionsemissionen aus NP den Projektträgern ab 2008 AAUs gutzuschreiben, die diese dann in den internationalen Emissionshandel einbringen können. Daneben können deutsche Projektentwickler über die Suche nach ausländischen Partnern ihre Projektaktivität als JI durchführen bzw. ausländische Käufer für die Gutschriften ermitteln und die derartig generierten ERUs in den EU-EH einbringen. Letzteres Vorgehen würde im Vergleich mit NP zu höheren Transaktionskosten und Intransparenz führen. Die Eröffnung sowohl des internationalen als auch des europäischen Zertifikatehandels für NP ist einem derartigen Szenario klar vorzuziehen.

Abschließend soll noch einmal darauf verwiesen werden, dass das hier untersuchte Problem der Einbeziehung von Zertifikaten aus Nationalen Projekten in das internationale und europäische Klimaregime am einfachsten und klarsten dadurch gelöst werden könnte, dass auch unilaterale JI-Projekte im Rahmen der Kyoto-Instrumente zugelassen werden. Somit würden alle Überlegungen zur Zulässigkeit inländischer Klimaschutzprojekte, zur Kreditierung und zu den möglichen Märkten entfallen. Die hier angestellten Überlegungen könnten dann in die Ausgestaltung von JI *First Track* einfließen. Dadurch könnten die aufgezeigten Vorteile und das Potenzial Nationaler Projekte erschlossen werden.

Literaturverzeichnis

- AGE (2002), *Ergebnisse und Empfehlungen der Unterarbeitsgruppe 4 (UAG) der Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes" (AGE): "Projektbezogene Mechanismen". Zwischenbericht des Vorsitzenden der UAG 4 an die AGE*, Berlin: AGE, http://www.bmu.de/files/treibhauseffekt_projektm.pdf (23.08.2003).
- AGE (2004), *Ergebnisse und Empfehlungen der Unterarbeitsgruppe 4 der AGE "Projektbezogene Mechanismen", Bericht der UAG 4 an die Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhausgas-effektes" (AGE), Endfassung vom 26.01.2004*, Berlin: AGE.
- Australian Greenhouse Office (2003), *Australian Greenhouse Gas Abatement Program*. Canberra: Australian Greenhouse Office, <http://www.greenhouse.gov.au/ggap/> (24.08.2003).
- Becker, F. (2002), *Ausschreibung von ökologisch ausgerichteten Sanierungsmaßnahmen, Diplomarbeit*, Bremen: Hochschule Bremen.
- Begg, K., R. Jackson, D. van der Horst, C. Jepma, W. van der Gaast, J. Bandsma, S. Sorell und A. Smith (2002a), *Guidance for UK Emissions Trading Projects. Advice to Policy Makers. Phase 1 Main Document. A Report for the Department of Trade and Industry, 1*, Surrey: University of Surrey, <http://www.surrey.ac.uk/eng/ces/research/ji/phase1%20main%20document.pdf> (24.08.2003).
- Begg, K., R. Jackson, D. van der Horst, C. Jepma, W. van der Gaast, J. Bandsma, S. Sorell und A. Smith (2002b), *Guidance for UK Emissions Trading Projects. Advice to Policy Makers. Phase 1 Summary Report. A Report for the Department of Trade and Industry, Surrey*: University of Surrey, <http://www.surrey.ac.uk/eng/ces/research/ji/phase1%20main%20document.pdf> (14.07.2003).
- Begg, K., R. Jackson, D. van der Horst, C. Jepma, W. van der Gaast, J. Bandsma, S. Sorell und A. Smith (2002c), *Guidance for UK Emissions Trading Projects. Advice to Policy Makers. Phase 2 Policy Document. A Report for the Department of Trade and Industry, 2*, Surrey: University of Surrey.
- Bernow, S., S. Kartha, M. Lazarus und T. Page (2000), *Cleaner generation, free riders, and environmental integrity: Clean Development Mechanism and the Power Sector. An analysis for the World Wildlife Fund*, Stockholm: Tellus Institute und Stockholm Environment Institute - Boston Center, http://www.tellus.org/seib/publications/CDM_Renewables%26FreeRiders.pdf (23.08.2003).
- Betz, R. (2003), *Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes: Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Transaktionskosten - am Beispiel Deutschland*, Stuttgart: IRB.

- Betz, R., W. Eichhammer und J. Schleich (2004), Designing National Allocation Plans for EU emission trading - A First Analysis of the Outcome, *Energy & Environment*, **15** (3), S. 375 - 426.
- Betz, R., J. Schleich und S. C. Wartmann (2003), *Flexible Instrumente im Klimaschutz. Emissionsrechtehandel, Joint Implementation, Clean Development Mechanism. Eine Anleitung für Unternehmen*, Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg (Hrsg.), Stuttgart: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg.
- BHKW-Info (2002), *Einführung Blockheizkraftwerke*, <http://www.bhkw-info.de/einfuehrung/bhkw.html> (15.04.2004).
- BINE (2003a), *Altbau – Fit für die Zukunft*, Bonn: BINE Informationsdienst.
- BINE (2003b), *Energieeinsparverordnung - Auswirkungen für Hauseigentümer*, Bonn: BINE Informationsdienst.
- BINE (2004), *Altbauten effizient sanieren*, Bonn: BINE Informationsdienst.
- BMU (2002), *Geld vom Staat fürs Energiesparen. Weniger Energieverbrauch schont Klima, Umwelt und Geldbeutel. Überblick über die zahlreichen Förderprogramme von EU, Bund, Ländern, Kommunen und Energieversorgungsunternehmen, die auf eine nachhaltige Energieversorgung und besseren Klimaschutz zielen*. 1. Auflage, Berlin: BMU.
- BMU (2003), *Leitfaden für die klimaschutzpolitische Bewertung von emissionsbezogenen JI- und CDM-Projekten. Projektbearbeitung im Auftrag von BMU und UBA durch KPMG und DIW*, Berlin: BMU, UBA.
- BMWA (2003), *Energiedaten 2003 - Nationale und internationale Entwicklung*, Berlin: BMWA.
- BNN (2004), Viel Staub für die Oberreuter. Volkswohnung saniert nach 40 Jahren 1265 Wohnungen / Gemischte Gefühle bei den Mietern, *BNN (Badische Neueste Nachrichten)*, **193**, S. 27.
- Boemare, C. und P. Quirion (2002), *Implementing Greenhouse Gas Trading in Europe: Lessons from Economic Theory and International Experiences*, CLIM - Climate Change Modelling and Policy 35.2002, Venedig: Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), <http://www.feem.it/NR/rdonlyres/9CF83175-F620-4C54-8849-CAC6DF2F5A70/472/3502.pdf> (24.08.2003).
- Böhmer, T. (2002), 'Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im Jahr 2000', *ew-Elektrizitätswirtschaft*, **101** (7).
- Bovenberg, L. A. und L. H. Goulder (2000), *Neutralising the adverse industry impacts of CO₂ abatement policies: What does it cost?*, 68.00, Venedig: Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), <http://www.feem.it/NR/rdonlyres/9F02394D-F7D4-420F-862F-6A313708A2E4/263/6800.pdf> (24.08.2003).

- Bundesregierung (1993): Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von Siedlungsabfällen (TA Siedlungsabfall). Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz. Vom 14. Mai 1993.
- Bundesregierung (1994): Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (WSchV).
- Bundesregierung (1998): Heizanlagen-Verordnung (HeizAnIV).
- Bundesregierung (2000a): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 29. März 2000.
- Bundesregierung (2000b), *Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000 (Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“)*, Berlin: Bundesregierung, [http://www.umweltministerium.de/de/800/nj/download/b_klimaschutzprogramm2000/iste.php](http://www.umweltministerium.de/de/800/nj/download/b_klimaschutzprogramm2000/liste.php) (24.08.2003).
- Bundesregierung (2001a): Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (BiomasseV) vom 21. Juni 2001.
- Bundesregierung (2001b): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV) vom 16. November 2001.
- Bundesregierung (2002a), *Dritter Nationalbericht zum Klimaschutz in Deutschland (Dritter Bericht der Bundesrepublik Deutschland an die Vertragsstaatenkonferenz gemäß Artikel 12 Klimarahmenkonvention)*, Berlin: Bundesregierung, http://www.bmu.de/files/klima_nationalbericht.pdf (24.08.2003).
- Bundesregierung (2002b): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) vom 19. März 2002.
- Bundesregierung (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 21. Juli 2004.
- Bundestag Enquete-Kommission (2001), *Analyseraster der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"*, Berlin: Bundestag.
- Carboncredits (2004), Get a higher return on your investments in sustainable energy and energy efficiency., <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001003&alias=erupt> (30.04.2004).
- Convery, F. J., L. Redmond, L. Dunne und L. B. Ryan (2003), *Assessing the European Union Emissions Trading Directive*, Dublin: University College, Environmental Studies, https://www.gruponahise.com/eaere2003/PAPER_5/5A_3CONV.doc (24.08.2003).

- Czech Deputy Prime Minister for Economy (2004), *National Allocation Plan of the Czech Republic 2005 to 2007, 29 September 2004*, Prag: Czech Deputy Prime Minister for Economy.
- Danish Ministry of the Environment (2004), *Danish National Allocation Plan*, Copenhagen: Danish Ministry of Environment, <http://www.mst.dk/transportuk/01060000.htm> (20.11.2004).
- de Coninck, H. C. und N. H. van der Linden (2003), *An Overview of Carbon Transactions, General Characteristics and Specific Peculiarities, ECN-C-03-022, March 03*.
- DEFRA (2002), *The UK Emission Trading Scheme, Auction Analysis and Progress Report, Department for Environment Food & Rural Affairs, Großbritannien, October 2002*, London: DEFRA.
- DEHSt (2004), *Informationen der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) zum Anwendungsbereich des Treibhausgasemissionshandelsgesetz - TEHG. Aktualisierte Version vom 16.09.2004*, Berlin: DEHSt, http://www.dehst.de/nn_121326/SharedDocs/Downloads/DE/Anlagen_dl/Anwendungsbereich_TEHG,templateld=raw,property=publicationFile.pdf/Anwendungsbereich_TEHG (27.09.2004).
- DIN V 4701 (2001), *Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung, DIN V 4701-10*, Berlin: Deutsches Institut für Normung (DIN).
- DIW, Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut e.V. (1999), *Politiksznarien für den Klimaschutz - II: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020", Abschlußbericht i. A. des UBA*, Jülich, Berlin, Karlsruhe: DIW;Fh ISI; FZ Jülich;Öko-Institut.
- DIW, Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut e.V. (2002), *Zwischenbericht zum Forschungsvorhaben Politiksznarien für den Klimaschutz - Langfristsznarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksznarien III)*, Jülich, Berlin, Karlsruhe: DIW;Fh ISI; FZ Jülich;Öko-Institut.
- DIW, Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut e.V. (2003), *Politiksznarien für den Klimaschutz - Langfristsznarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksznarien III). Interner, noch unveröffentlicher Endbericht*, Berlin, Jülich, Karlsruhe, DIW;Fh ISI; FZ Jülich;Öko-Institut.
- DLR, Fraunhofer ISI und ZSW (2002), *Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs unter Berücksichtigung der Liberalisierung der Energiemärkte, der technologischen Entwicklung, der Verfügbarkeit fossiler Ressourcen und der wachsenden Bedeutung erneuerbarer Energiequellen. Eine Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg*, Stuttgart, Karlsruhe: DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik); Fraunhofer ISI (Fraunhofer Institut für

- Systemtechnik und Innovationsforschung); ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg).
- Dutschke, M. und A. Michaelowa (2003), *Development Aid and the CDM - How to interpret "Financial Additionality"*, HWWA Discussion Paper 228, Hamburg: HWWA, http://www.hwwa.de/Publikationen/Discussion_Paper/2003/228.pdf (18.08.2003).
- Dutschke, M. und B. Schlamadinger (2003), *Practical Issues Concerning Temporal Carbon Credits in the CDM*, HWWA Discussion Paper 227, Hamburg: HWWA, http://www.hwwa.de/Publikationen/Discussion_Paper/2003/227.pdf (24.08.2003).
- EB (2003a), *Report of the Seventh Meeting of the Executive Board. Annex 5. Appendix A to the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Clean Development Mechanism Simplified Project Design Document for Small Scale Project Activities (SSC-PDD). Version 01*, Bonn: CDM-Executive Board (EB), <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra05.pdf> (24.08.2003).
- EB (2003b), *Report of the Seventh Meeting of the Executive Board. Annex 6. Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activity Categories*, Bonn: CDM-Executive Board (EB), <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra06.pdf> (24.08.2003).
- EB (2003c), *Report of the Seventh Meeting of the Executive Board. Annex 7. Appendix C of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Determining the Occurrence of Debundling*, Bonn: CDM-Executive Board (EB), <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra07.pdf> (21.08.2003).
- EB (2004), *Draft consolidated tools for demonstration of additionality. Annex 3, 1-3 September 2004*, EB 15, Bonn: CDM-Executive Board, <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan3.pdf> (20. Oktober 2004).
- ECCP Working Group JI CDM (2002a), *Background Document no. 2 of the Chair on the issue of linking domestic Offset Projects with the EU emissions trading scheme. Third meeting of the ECCP Working Group on JI and CDM, 24. April 2002*, Brüssel: ECCP Working Group JI CDM, <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/020424backgroundoc.pdf> (24.08.2003).
- ECCP Working Group JI CDM (2002b), *ECCP Working Group on JI/CDM Conclusions, 15 November 2002*, Brüssel: ECCP Working Group JI CDM, http://europa.eu.int/comm/environment/climat/jicdm/jicdm_final_conclusions.pdf (24.08.2003).
- ECCP Working Group JI CDM (2002c), *Summary Record of the Third meeting of the ECCP Working Group on JI and CDM, 24th April 2002*, Brüssel: ECCP Working Group JI CDM, <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/020424meetingminutes.pdf> (24.08.2003).

- EnSan (2002), *EnSan-Projekt Karlsruhe-Goerdelerstraße, "Integrale Sanierung auf Niedrighaus-Standard unter Einschluss moderner Informations- und Regelungstechnik und Beeinflussung des Nutzerverhaltens", Technischer Zwischenbericht, Juli 2002*, Karlsruhe.
- EnSan (2004), *Energetische Verbesserung der Bausubstanz*, Karlsruhe, <http://www.ensan.de/index.html> (24.05.2004).
- Environment Canada (2003), *Offset System Discussion Paper*, http://www.cleanaircanada.org/upld_doc/cac_doc/consultationsE.pdf (11.10.2004), aufgelistet auf: <http://www.cleanaircanada.org/respaprep.asp>.
- Erhorn, H. (2004), Persönliche Mitteilung vom 28.09.2004. Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau (IRB). Stuttgart.
- EU-Kommission (2000), *Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union*, KOM/2000/0087 endg., Brüssel: EU-Kommission, http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/com2000_0087de01.pdf (25.08.2003).
- EU-Kommission (2002), *Terms of Reference for a consultation of stakeholders in the context of the ECCP 2nd phase on the establishment of a framework for project based mechanisms*, Brüssel: EU-Kommission, http://europa.eu.int/comm/environment/climat/jicdm_mandate.pdf (28.08.2003).
- EU-Kommission (2003a), *Extended Impact Assessment on the Commission Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/.../EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project based mechanisms. ECCP Working Group JI CDM*, Brüssel: EU-Kommission.
- EU-Kommission (2003b), *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls*, KOM(2003) 403 endg., Brüssel: EU-Kommission.
- EU-Kommission (2004a), *Commission Decision of 29 January 2004, establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and Council. (2004/156/EC)*, Brüssel: EU-Kommission, http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/c2004_130_en.pdf (29.09.2004).
- EU-Kommission (2004b), *Draft of a Commission Regulation (EC) for a standardised and secured system of registries pursuant to Article 19(3) of Directive 2003/87/EC and Article 6(1) of Decision 280/2004/EC*, Brüssel: EU-Kommission.
- EU-Parlament und EU-Rat (2002): Richtlinie 2002/91/EG vom 16. Dezember 2002 über die Gesamteffizienz von Gebäuden. Brüssel.
- EU-Parlament und EU-Rat (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel

- mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Brüssel, L 275/32 - L 275/46.
- EU-Parlament und EU-Rat (2004): Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. Brüssel.
- EU-Rat (1996), *Richtlinie 96/61/EG des Rates vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (EU IVU-Richtlinie) [Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control (EU IPPC-Directive)]*, Amtsblatt Nr. L 257 vom 10/10/1996, Brüssel: Rat der Europäischen Union (EU-Rat), http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!CELEXnumdoc&lg=de&numdoc=31996L0061 (28.08.2003).
- EU-Rat (2003), *Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 18. März 2003 im Hinblick auf den Erlass der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates*. Brüssel: Rat der Europäischen Union (EU-Rat).
- Evolution Markets LCC (2004a), Landmark trade of EU Emission Allowances for Kyoto Protocol compliance period provides guiding light to industry. Joint Press Release with Shell Trading. London: Evolution Markets LCC, Emissions Brokers, http://www.evomarkets.com/scripts/pr_full.php?pr=36 (24.11.2004) .
- Evolution Markets LCC (2004b), Weekly Market Update: Market breaches new thresholds as trading volumes increase, *Greenhouse Gas Emission Markets*, 2004 (46), London: Evolution Markets LCC, Emissions Brokers, http://www.evomarkets.com/reports/weekly/ghg/041108_wkmk_ghg.html.
- Forth, T. (2004), Telefonische Auskunft von Thomas Forth vom 12.05.2004 (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit).
- Foundation Joint Implementation Network (JIN) (2003a), *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects (Probases). EU Fifth Framework Programme. Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development. Annex 11: e-SEREM – Web Based Smart Emission Reduction Estimation Manual*, Paterswolde, Netherlands: EU, http://e-serem.epu.ntua.gr/e-manual%20description_user%20guide.pdf (24.11.2004).
- Foundation Joint Implementation Network (JIN) (2003b), *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects (Probases). EU Fifth Framework Programme. Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development. Annex 6: Standardising baselines for heat and power sectors and simplified baselines for sectors in developing countries. Work Packages 6, 7 and 10*, Paterswolde, Netherlands: EU.
- Foundation Joint Implementation Network (JIN) (2003c), *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects (Probases). EU Fifth Framework Programme.*

- Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development. Briefing Note: Additionality*, Paterswolde, Netherlands: EU.
- Foundation Joint Implementation Network (JIN) (2003d), *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects (Probase). EU Fifth Framework Programme. Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development. Final Report*, Paterswolde, Netherlands: EU.
- Foundation Joint Implementation Network (JIN) (2003e), *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects (Probase). EU Fifth Framework Programme. Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development. Summary*, Paterswolde, Netherlands: EU.
- Gagelmann, F. und B. Hansjürgens (2002), Climate Protection through Tradable Permits: The EU Proposal for a CO₂ Emissions Trading System in Europe, *European Environment*, **12**, S. 185 - 202 (gleichzeitig UFZ-Diskussionspapier 1/2002), [http://www.ufz.de/\(de\)/spb/oekus/disk-papiere/2002-01.pdf](http://www.ufz.de/(de)/spb/oekus/disk-papiere/2002-01.pdf) (28.08.2003).
- Geres, R. (2003), *Diskussionspapier zu EU-JI und nationalen Projekten. Unterarbeitsgruppe 4 der AGE "Projektbezogene Mechanismen"*, Berlin: UAG 4 (AGE).
- Geschwind, S. und N. Dichtl (2001), Siloxane im Faulgas - Ergebnisse der ATV-Grundlagenerhebung. Vortrag auf den ATV-DVWK Energietagen "Biogas". Essen.
- Government of Canada (2002), *Climate Change Plan for Canada*, http://www.climatechange.gc.ca/plan_for_canada/plan/pdf/full_version.pdf (11.10.2004).
- Greenpeace und IG BAU (1999), *Ein Gütesiegel für die Sanierung des Gebäudebestandes*, Hamburg: Greenpeace, IG BAU.
- Grubb, M., C. Vrolijk und D. Brack (1999), *The Kyoto Protocol. A guide and assessment*, London: Earthscan.
- Gruber, E. und M. Klobasa (2003), Industrie, GHD und industrielle KWK. Untersuchung im Rahmen des Klimaschutzprogramms der Landesregierung. Noch unveröffentlicht. Karlsruhe.
- Grütter, J. M., P. Soffe und B. Kinkhead (2003), *Tradable Emission Certificates in Unilateral Projects. Prepared on behalf of BUWAL*, Andwil, Schweiz: Grütter Consulting.
- Hession, M. (2004), Auskunft von Martin Hession vom 12.11.2004 (Head of Mechanisms in Großbritannien).
- Hessisches Ministerium für Umwelt Landwirtschaft und Forsten (HMULF), Deutsche Ausgleichsbank, Deutsche Telekom AG, Infraser GmbH & Co.Höchst KG und launch AG (2003), *Hessen-Tender Initiative für den Ankauf von CO₂-Emissionsminderungen. Ergebnisbericht. Pilot- und Demonstrationsprojekt zur Erprobung von Instrumentarien eines Emissionshandelssystems*, <http://www.kfw->

- foerderbank.de/DE/Umweltschutz/Hessen-Ten62/Tender_Ergebnisbericht.pdf (24.11.2004).
- Hirschl, B., E. Hoffmann, B. Zapfel, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper und J. Bard (2002), *Markt und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien. Untersuchung des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*, Berlin, Kassel: Erich Schmidt Verlag.
- Holzabsatzfonds (2003), *Holzenergie für Kommunen - ein Leitfaden für Initiatoren*, 3. überarbeitete Auflage, Bonn: Holzabsatzfonds.
- Horn, M. (2002), *Entwicklung der Importpreise für fossile Energieträger bis zum Jahr 2030, IKARUS-Bericht Nr. 3-10*, Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- IPCC (2003), *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry, IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme* Hayama, Kanagawa: IGES for IPCC.
- IPCC, OECD und IEA (1996), *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Reporting Instructions, Workbook, Reference Manual)*, Bracknell: IPCC, UK Meteorological Office.
- Keckeis, Y. (2004), *Auskunft von Yvan Keckeis vom 11.11.2004 (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Sektion Ökonomie und Klima)*.
- KfW (2004), Programm zur CO₂-Minderung der Kreditanstalt für Wiederaufbau., <http://www.kfw-foerderbank.de/DE/Bauen%20Wohnen%20Energiesparen/DieProgram13/CO2-Minder14/Inhalt.jsp> (1.4.2004).
- Kievernagel, U. (2002), *Die neue Förderfibel Energie. Erneuerbare Energien und Energieeinsparung*, Köln: Deutscher Wirtschaftsdienst.
- Kleemann, M. (2004), *Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm. Evaluierung der Programme im Auftrag der KfW. Aktualisierte Kurzfassung vom 31. 08. 2004*, Jülich: Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE).
- Kleemann, M., R. Heckler, Kolb G. und Hille M. (2000), *Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden*, Bremen: Bremer Energie Institut, http://www.bei.uni-bremen.de/download/waerm2_2.pdf (24.02.2004).
- Kleemann, M., R. Heckler, A. Kraft und W. Kuckshinrichs (2002), *Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm. Evaluierung der Programme im Auftrag der KfW. Endbericht*, Jülich: Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE).

- Kleemann, M. (2003), *Energieversorgung von Gebäuden und erneuerbaren Energiequellen*, Jülich: Forschungszentrum Jülich, <http://www.fz-juelich.de/ste/index.php?index=20> (27.11.2003).
- Langrock, T., A. Michaelowa und S. Greiner (2000), *Defining Investment Additionality for CDM Projects - Practical Approaches*, HWWA Discussion Paper 106, Hamburg: HWWA.
- Langrock, T. und H. A. Wiehler (2003), *Nationale Ausgleichsprojekte (NAP) als Ergänzung des EU-Emissionshandels*, Policy Paper Nr. 3/2002, Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Lecocq, F. (2004), *State and Trend of Carbon Market 2004, June 2004*, Washington, DC: World Bank.
- Lecocq, F. und K. Capoor (2003), *State and Trend of Carbon Market 2003, December 2003*, Washington, DC: World Bank.
- LgaBW (2003), *Förderprogramme im Energiebereich für Wohngebäude in Baden-Württemberg (Bundes- und Landesprogramme)*, Stuttgart: Landesgewerbeamt Baden-Württemberg, Informationszentrum Energie.
- Marbek Resource Consultants, PwC und IISD (2004), *Administration and transaction cost estimates for a greenhouse gas offset system. Final report to the Strategic Policy Branch, Agriculture and Agri-Food Canada*, http://www.climatechange.gc.ca/english/publications/offset_costs/OSATCostsReportE.pdf.
- Michaelowa, A. (1996), Klimaschutz-Kooperation auf kommunaler Ebene - das Kompensationskonzept, *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht*, **19** (4), S. 541 - 550, [http://www.hwwa.de/Projekte/Forsch_Schwerpunkte/FS/Klimapolitik/PDFDokumente/Michaelowa%20\(1996e\).pdf](http://www.hwwa.de/Projekte/Forsch_Schwerpunkte/FS/Klimapolitik/PDFDokumente/Michaelowa%20(1996e).pdf) (28.08.2003).
- Michaelowa, A. (1997a), Considering externalities in crediting of Joint Implementation. In: Janssen, J. (Hrsg.), *Joint Implementation - protecting the climate, maximising joint benefits*, St. Gallen: IWO, S. 15-19.
- Michaelowa, A. (1997b), *Kompensationsmöglichkeiten zur CO₂-Reduktion: Steuerliche Anreize und ordnungsrechtliche Maßnahmen*, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft.
- MLR (2002): Förderprogramm EnergieHolz Baden-Württemberg, Richtlinie des Ministeriums für Ernährung und Ländlichen Raum (MLR). Stuttgart.
- Montalvo, C. (2002), *Environmental Policy and Technological Innovation. Why do firms adopt or reject new technologies?*, Cheltenham, UK /Northampton, MA, USA: Edward Elgar.
- Natsource (2004), European wide Emissions Trading., <http://www.natsource.com/markets/index.asp?s=172>, 28.04.2004.

- Nitsch, J. und F. Staiß (2003), Maßnahmen zur Verdopplung des Anteils regenerativer Energien an der Energieversorgung in Baden-Württemberg im Rahmen des Klimaschutzprogramms der Landesregierung. Noch unveröffentlicht. Stuttgart.
- Novem (2004), *Allocation plan for CO₂ emission allowances 2005-2007. Dutch National allocation plan regarding the allocation of greenhouse gas emission allowances to companies*, Utrecht: Netherlands Agency for Energy and the Environment, <http://www.novem.nl/default.asp?documentId=114203>.
- Nussbaumer, T. (2000), *Holzenergie - Teil 1: Grundlagen der Holzverbrennung*, Blauen: Schweizer Baudokumentation.
- Nussbaumer, T. (2001), *Holzenergie - Teil 3: Automatische Holzfeuerungen*, Blauen: Schweizer Baudokumentation.
- OECD und IEA (2000), *Emission Baselines. Estimating the Unknown*, Paris: OECD.
- OECD, I. (2003), *Policies to Reduce Greenhouse Gas Emissions in Industry - Successful Approaches and Lessons Learned: Workshop Report, OECD and IEA Information Paper*, Berlin: OECD, IEA.
- Oppermann, K. (2002), *Förderpolitische Aspekte des Emissionshandels. Beitrag zum Klimaschutzkongress NRW - Flexible Instrumente der internationalen Kooperation für die Wirtschaft, 22. Mai 2002, Düsseldorf*, Frankfurt: KfW.
- Parkinson, S., K. Begg, P. Bailey und T. Jackson (2001), Accounting for flexibility against uncertain baselines: lessons from case studies in the eastern European energy sector, *Climate Policy*, 1 (1), S. 55 - 73.
- PCF (2004), *PCF Implementation Note #5, Price Formation in PCF Emissions Reductions Purchases*, Washington, DC: World Bank.
- PwC (2002), *Klima im Handel - Unternehmerische Perspektiven im Klimaschutz*, Frankfurt am Main: PricewaterhouseCoopers (PwC).
- Rentz, H. (1998), Joint Implementation and the question of 'additionality' - a proposal for a pragmatic approach to identify possible joint implementation projects, *Energy Policy*, 26 (4), S. 275 - 279.
- Rogge, K. (2003), *Die Implementierung nationaler Ausgleichsprojekte in der Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik aus ökonomischer Perspektive. Working Paper*, Karlsruhe: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI).
- Rosenwinkel, K.-H., D. Wendler und H. Meyer (2001), Mitbehandlung industrieller organischer Reststoffe. Vortrag auf den ATV-DVWK Energietagen "Biogas" am 31.05./01.06.2001. Essen.
- Rothe, J. (2004), *Regelungserfordernisse und Potenziale für Nationale Ausgleichsprojekte als Erfüllungsinstrument im Rahmen des EU-Emissionshandels*.

- Diplomarbeit*, Trier: Universität Trier, Fachbereich VI Geographie und Geowissenschaften.
- Ruhrgas AG (2001), *Wohnungsbeheizung in Deutschland 2001*.
- Russ, C. (2000), *Nutzung neuer Energietechnologien für Gebäude*, FhG-ISE.
- Schlesinger, M. (2002), *Bericht: Szenarienerstellung*, Berlin: Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Wuppertal Institut.
- Seattle City Light (2002), Request for Greenhouse Gas Mitigation ("Offset") Project Proposals Requesting Project Summary Information (Phase 1). Notice Date November 15, 2002., http://www.cityofseattle.net/light/news/RFI_RFP/RFP_ggm.asp (28.08.2003).
- Senter (2004), Carbon Credits., www.carboncredits.nl (1.2.2004).
- Sijm, J. P. M., K. E. L. Smekens, T. Kram und M. G. Boots (2002), *Economic effects of Grandfathering CO₂ Emission Allowances*, ECN-C-02-022, April 2002.
- Statistisches Bundesamt (2003), *Bauen und Wohnen: Bewohnte Wohneinheiten nach Heizungs- und Energieart*, <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab5.htm> (13.02.2004).
- Statistisches Landesamt (2004a), *Bautätigkeit in Baden-Württemberg 2003. Statistische Berichte Baden-Württemberg*.
- Statistisches Landesamt (2004b), *Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen in Baden-Württemberg 2003. Statistische Berichte Baden-Württemberg*.
- Statistisches Landesamt (2004c), *Wohnsituation in Baden-Württemberg im April 2002. Statistische Berichte Baden-Württemberg*.
- Sugiyama, T. und A. Michaelowa (2001), Reconciling the Design of CDM with Inborn Paradox of Additionality Concept, *Climate Policy*, **1** (1), S. 75 - 83.
- SWE (2004), Neues Förderprogramm für Hauseigentümer. Heizungsmodernisierung mit Erdgas. Ettlingen: Stadtwerke Ettlingen GmbH (SWE), <http://www.sw-ettlingen.de/> (11.10.2004).
- SWK (2004), Förderprogramme Erdgas. Karlsruhe: Stadtwerke Karlsruhe GmbH (SWK), <http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/service/phpindex.php?nav=Forderprogramme&X=/service/forderprogramme.htm> (11.10.2004).
- SWTUE (2004), Gasförderung. Neue Förderaktion zur Umstellung der Heizung auf Gasfeuerung.: Stadtwerke Tübingen GmbH (SWTUE), http://www.swtue.de/erdgas_foerderung.html (11.10.2004).
- UAG 4 (AGE) (2003), *Non-Paper on the inclusion of national projects in the EU-ET*, Berlin: UAG 4 (AGE).

- UBA (2002), *Über Protokolle, Vereinbarungen und Akkorde – die wesentlichen Ergebnisse aus dem Kyoto-Protokoll, den Bonn-Agreements und Marrakesh-Accords*, Berlin: UBA, http://www.umweltdaten.de/klimaschutz/uba_kyoto2002.pdf (26.08.2003).
- UBA (2004), *Bundeseinheitliche Liste der CO₂-Emissionsfaktoren (bezogen auf den unteren Heizwert)*, Berlin: UBA, DEHSt.
- UNFCCC (1997), *Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen [Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change]*, New York: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf> (26.08.2003).
- UNFCCC (2000), *Review of the implementation of commitments and of other provisions of the Convention. UNFCCC guidelines on reporting and review*, FCCC/CP/1999/7, Bonn: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf> (26.08.2003).
- UNFCCC (2001a), *Preparations for the first Session of the Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Kyoto-Protocoll (Decision 8/CP.4), Matters relating to Land-Use, Land-Use Change and Forestry. Draft decision proposed by the Co-Chairmen of the negotiating group, Draft decision -/CP.6*, FCCC/CP/2001/L.11/Rev.1, Bonn: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/cop6secpart/l11r01.pdf> (26.08.2003).
- UNFCCC (2001b), *Report of the Conference of the Parties on its seventh session, held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties. Volume II*, FCCC/CP/2001/13/Add.2, Geneva: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf> (26.08.2003).
- UNFCCC (2001c), *Review of the Implementation of Commitments and of other Provisions of the Convention. Preparations for the first Session of the Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Kyoto Protocol (Decision 8/CP.4). Decision 5/CP.6*. Implementation of the Buenos Aires Plan of Action. Sixth session, part two. Bonn, 16-27 July 2001. Agenda items 4 and 7*, Bonn: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/cop6secpart/l07.pdf> (28.08.2003).
- UNFCCC (2002a), *Executive Board of the Clean Development Mechanism. Sixth Meeting. Report*, CDM-EB-06, New Delhi: UN, <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/006/eb06rep.pdf> (28.08.2003).
- UNFCCC (2002b), *First report of the Executive Board of the clean development mechanism (2001-2002)*, FCCC/CP/2002/3, Geneva: UN, <http://unfccc.int/resource/docs/cop8/03.pdf> (28.08.2003).
- UNFCCC (2002c), *Simplified modalities and procedures for small-scale clean development mechanism project activities (ANNEX II)*, FCCC/CP/2002/7/Add.3, Geneva: UN, <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/AnnexII/English/annexII.pdf> (21.09.2004).

- UNFCCC (2003), *Modalities and procedures for afforestation and reforestation project activities under the clean development mechanism in the first commitment period of the Kyoto Protocol. Advance unedited version. Decision -/CP.9*, Bonn: UN, http://unfccc.int/cop9/sbsta_l27.pdf.
- UNFCCC (2004a), *Appendix B: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categorie. Version 03, 30. Juni 2004*, Appendix B to FCCC/CP/2002/7/Add.3, Bonn: UN, <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/AnnexII/English/annexII.pdf> (21.09.2004).
- UNFCCC (2004b), *Approved baseline methology AM0004: Grid-connected Biomass Power Generation that avoids Uncontrolled Burning of Biomass*, Bonn: UN.
- UVM (2004), *Klimaschutz Plus (Allgemeiner Programmteil)*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg (UVM).
- Varilek, M. und A. v.Ruffer (2002), *GHG Price Scenarios for 2000-2012: Impact of Different Policy Regimes*, Natsource Tullett Europe.
- Varilek, M. (2002), *GHG Price Scenarios 2000-2012: Impact of Different Policy Regimes*, Präsentation vom 25. September 2002.
- VDI (2000), *VDI Richtlinie 2067, Gesellschaft technische Gebäudeausrüstung, Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, 2000-09*, VDI.
- VHB (2003), *Bautop: stoffliche und energetische Bauteiloptimierung.: Virtuelle Hochschule Bayern (VHB)*, <http://www.lrz-muenchen.de> (13.04.2004).
- Wackerbauer, J. (2003), *Emissionshandel mit Treibhausgasen in der Europäischen Union, ifo Schnelldienst*, **56** (8), S. 22 - 30.
- Watson, R. T., I. R. Noble, B. Bolin, N. H. Ravindranath, D. J. Verardo und D. J. Dokken (2000), *Land Use, Land-Use Change, and Forestry. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- WCD (2000), *Dams and Development. A new Framework for Decision-Making. The Report of the World Commision on Dams*, London, Sterling: Earthscan, <http://www.dams.org/docs/report/wcdreport.pdf> (21.08.2003).
- Wirtschaftskammer Österreich (2000), *Statistik des österreichischen Fernwärmemarktes 2000.*, http://www.gaswaerme.at/statistik/fw_c.html (1.2.2004).
- Wöhe, G. (2000), *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*, München: Verlag Vahlen.
- World Bank (2004), *Carbon Finance at the World Bank - Methodology*. Washington, DC: World Bank, <http://carbonfinance.org/router.cfm?Page=methodology> (30.09.2004).
- WWF (2002), *The Gold Standard: Quality Standards for CDM and the JI*, WWF.

Anhang 1: *Policy*-Matrix der deutschen Klimaschutzpolitik

Im Rahmen des Projektes "Klimaschutz in Baden-Württemberg: Chancen und Möglichkeiten Nationaler Projekte" wurde die *Policy Additionality* nationaler Projekte im Verhältnis zu der im nationalen Klimaschutzprogramm festgehaltenen Klimapolitik Deutschlands (Bundesregierung 2000b) untersucht. Für dieses Vorhaben wurden zunächst die bestehenden Politiken und Maßnahmen im Klimaschutz in einer *Policy-Matrix* entsprechend der angesprochenen Treibhausgase (hier nur Kohlendioxid (Teil 1) und Methan (Teil 2)), des verwendeten Instrumententyps (siehe Tabelle A-1), des (sektoralen) Anwendungsbereiches der Instrumente und der möglichen *Policy-Additionality-Relevanz* für NP systematisiert. ¹

Bei der Zuordnung der verschiedenen Politiken und Maßnahmen zu einem Instrumententyp wurden die Vorgaben der Klimarahmenkonvention (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC) für die nationale Berichterstattung angewandt. Dementsprechend sind neun Typen von Instrumenten zu unterscheiden (siehe Tabelle A-1), wobei die Bundesregierung die Kategorien fiskalische (F) und andere Instrumente (O) nicht verwendet. So ordnet Deutschland Subventionen, also fiskalische Instrumente, den ökonomischen Instrumenten zu (vgl. Bundesregierung 2002a, S. 53 - 126). Die Klassifikation der Instrumente gemäß der UNFCCC-Instrumententypen ist nicht immer eindeutig. So kann z. B. ein Gesetz (R) ökonomisch (E) wirken, in dem es Mindestpreise - beispielsweise für die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG) - etabliert. Diesem Mischphänomen wurde bei der Klassifikation der in der *Policy-Matrix* aufgelisteten Politiken und Maßnahmen durch Mehrfachnennung Rechnung getragen.

Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf den Klimaschutzmaßnahmen auf Bundesebene. ² Da im Rahmen dieser Arbeit keine Senkenprojekte berücksichtigt wurden, erfolgte keine nähere Betrachtung von land- und forstwirtschaftlichen Maßnahmen. So entfallen beispielsweise die klimaschutzrelevanten Politiken und Maßnahmen zur Unterstützung des ökologischen Landbaus. Stellvertretend für die zahlreichen Maßnahmen auf Ebene der Bundesländer und Kommunen, die hier nicht betrachtet werden konnten, wurden einige in Baden-Württemberg existierende Programme aufgelistet. ³

¹ Eine aktuelle Wirksamkeitsanalyse der deutschen Klimapolitik findet sich in der Untersuchung Politikszenerarien III (DIW et al. 2003).

² An dieser Stelle sei explizit darauf hingewiesen, dass auch geplante Politiken und Maßnahmen in die Untersuchung der *Policy Additionality* einbezogen werden müssen, im Rahmen dieser Arbeit aber größtenteils darauf verzichtet wurde.

³ Zur Anwendung der projektbezogenen Mechanismen JI und CDM in Kommunen siehe z. B. Michaelowa (1996).

Ebenso wurde auf eine eingehendere Betrachtung der EU-Förderprogramme und der Energieeinsparprogramme von Energieversorgungsunternehmen verzichtet.

Tabelle A-1 Typen politischer Instrumente (nach UNFCCC)

Abk.	Instrumenten-typ	Erläuterung	Beispiele
E	Ökonomische Instrumente	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen	Umweltabgaben/-steuern, Handelbare Zertifikate, Handelbare Quoten, Mindestpreise, Tarifpolitik, Marktreform/-öffnung
F	Fiskalische Instrumente	Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben	Zuschüsse, verbilligte Kredite, Steuererleichterungen, Staatliche Investitionen
V	Verpflichtungserklärungen	Freiwillige und verhandelte Selbstverpflichtungen	Vereinbarungen von Wirtschaftsbereichen, Branchen oder Unternehmen
R	Regulierung	Ordnungsrechtliche Vorschriften	Ver- und Gebote, technische Standards, Produktkennzeichnung
I	Information	Allgemeine Information und Beratung	Broschüren, Informationszentralen, Agenturen, Beratungsstellen
ET	Bildung	Regelung und Förderung der Bildung	Aus-, Fort- und Weiterbildung
D	Forschung und Entwicklung	Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration	Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung, Projektförderung
O	Andere	Andere Instrumente	Appelle, indikative Zielvorgaben / Planung, Hemmnisabbau

Quelle: Nach UNFCCC (2000, S. 85 (22 d)), Bundesregierung (2002a) und DIW et al. (2002)

Die in den *Policy-Matrixen* grau hinterlegten Zellen markieren Politiken und Maßnahmen, die für den Test der *Policy Additionality* NP Relevanz haben. Der besseren Übersichtlichkeit halber sind diese Klimaschutzinstrumente in Anhang 2 noch einmal gesondert aufgelistet. In einer zweiten Verdichtungsstufe wurde aus den in Anhang 2 aufgelisteten Politiken und Maßnahmen die für die *Policy Additionality* NP bedeutsamsten herausgefiltert (siehe Kapitel 4.5). Darauf aufbauend wurden in Kapitel 4.6 potentielle Projekttypen für Deutschland unter dem Gesichtspunkt der *Policy Additionality* identifiziert (nähere Ausführungen in Rogge 2003).

In den in den Anhängen 1 und 2 aufgeführten *Policy-Matrixen* (Stand 2003) wurden als Abkürzungen verwendet:

ABL	Alte Bundesländer
AFP	Agrarinvestitionsförderungsprogramm
AK	Anschaffungskosten
BaWü	Baden-Württemberg
BL	Bundesland
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMF	Bundesministerium für Finanzen
BMVEL	Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, jetzt BMWA
BReg	Bundesregierung
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität
C	<i>Cross-sektoral</i> , sektorübergreifend
CO ₂	Kohlendioxid
CH ₄	Methan
D	Forschung und Entwicklung (<i>Research and Development</i>)
DBU	Deutsche Bundesstiftung Umwelt
DtA	Deutsche Ausgleichsbank
E	Ökonomisches Instrument (<i>Economic Instrument</i>)
E	Energiebedingt (Unterteilung der THG-Emissionen des industriellen Sektors)
EIB	Europäische Investitionsbank
EE	Erneuerbare Energien
EigZulG	Eigenheimzulagengesetz
EMAS	<i>Eco Management and Audit Scheme</i>
EN	Energie
EnVKG	Energieverbrauchs-Kennzeichnungsgesetz
EnVKV	Energieverbrauchs-Kennzeichnungsverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	<i>European Recovery Programme</i>
EStG	Einkommenssteuergesetz
EStPf	Einkommenssteuerpflichtiger
ET	Aus-, Fort- und Weiterbildung (<i>Education and Training</i>)
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
F	Fiskalisches Instrument (<i>Fiscal Instrument</i>)

F&E	Forschung und Entwicklung
FER-FMVEL	Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Agrarbereich für Umweltschutz des Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
FOPS	Forschungsprogramm Stadtverkehr
DepV	Deponieverordnung
Gew	Gewerbeabfall-Verordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampf (Kraftwerk)
H	(Private) Haushalte
Heiz AnIV	Heizungsanlagen-Verordnung
HK	Herstellungskosten
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HTDP	100.000-Dächer-Solarstrom-Programm
I	Information (<i>Information</i>)
Ind.	Industrie
InvZulG	Investitionszulagengesetz
J	Ja
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KStG	Körperschaftsteuergesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak
LF	Land- und Forstwirtschaft
MAP	Marktanreizprogramm
MWel	Megawatt elektrisch
N	Nein
NBL	Neue Bundesländer
NK	Nebenkosten
NMVOG	<i>Non-methan volatile organic compounds</i> , d. h. leichtflüchtige organische Verbindungen ohne Methan
N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
NOx	Stickoxide (Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid.)
NP	Relevanz für Nationale Projekte im Rahmen der <i>Policy Additionality</i>
O	Andere Instrumente (<i>Other Instruments</i>)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr

P	Prozessbedingt
ppm	<i>parts per million</i>
R	Regulierung, Gesetz, Verordnung, Richtlinie (<i>Regulation, Law, Guideline</i>)
RME	Rapsmethylester
SO ₂	Schwefeldioxid
StVZO	Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung
SV	Selbstverpflichtung
T	Instrumententyp gemäß UNFCCC
V	Freiwillige Vereinbarung (<i>Voluntary Agreement</i>)
VS	Verkehrssektor
WSchV	Wärmeschutzverordnung
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

Teil 1: Politiken und Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	Kleine und mittlere Unternehmen Sektorübergreifend Industrie: energiebedingt, Prozessbedingt Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Private Haushalte Verkehrssektor Energie Erneuerbare Energien Land- und Forstwirtschaft											
					K M U	C	Ind. E	P	G H D	H	V S	E N	E E	L F		
Angebot von „Grünem Strom“	N	E	Verstärkung des Angebots von Strom aus EE zur Erhöhung des Anteils am Energiemix.	seit 1997	x		x		x	x						
Gesetz zur ökologischen Steuerreform	J	E F	Integration ökologischer Lenkungseffekte in das Steuersystem durch zusätzliche Besteuerung von Benzin, Diesel, Schweröl, Gas und Strom (mehrere Stufen bis 2003). Befreiungen (EE in eigenem Netz/Leitung, KWK, GuD) und Ermäßigungen (ÖPNV, produzierendes Gewerbe, Landwirtschaft, Behindertenwerkstätten, Nachtspeicherheizung, erdgasbetriebene Fahrzeuge).	laufend seit 1.4. 1999, mehrere Stufen bis 2003	x	x	x	x	x	x	x	x				x
Steuervorteil für gasbetriebene Fahrzeuge	J	F	Steuerermäßigung im Rahmen der ökologischen Steuerreform. Reduktion von Ruß, NO _x -, CO ₂ -Emissionen.	2001-2009	x						x					
ERP Innovationsprogramm	J	F	Langfristige Finanzierung marktnaher F&E neuer Produkte, Verfahren oder Dienstleistungen sowie ihrer Markteinführung. Förderung der Kooperation mittelständischer Unternehmen mit Forschungseinrichtungen: insbesondere Förderung von Mikro-technik, Materialtechnik, Bio-/Gentechnologie, Umwelt- und Energietechnik, Qualitätssicherung. Für F&E Finanzierungsanteil bis zu 100 % der förderungsfähigen Kosten, Kreditbetrag bis zu 5 Mio. €. Grenze kann im Ausnahmefall überschritten werden. Für Markteinführung in alten Bundesländern bis 50 % der förderungsfähigen Kosten, max. 1 Mio. €, in neuen Länder und Berlin bis	seit 1998	x	x	x	x	x			x				

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
			80 % der förderungsfähigen Kosten, max. 2,5 Mio. €											
Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge II	N	V	Fortschreibung der SV der dt. Wirtschaft von 1996 zur Emissionsreduktion: Minderung CO ₂ bis 2005 28 % (vorher 25 %); Minderung der Kyoto-Gase bis 2012 um 35 % (vorher 21 % bis 2008/2012) im Vergleich zu 1990.	seit 9.11. 2000		x	x	x	x				x	
Selbstverpflichtungserklärung mit dem ZVEI (Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie)	N	V	Im Hinblick auf den flächendeckenden Einsatz von energieeffizienten Haushaltsgeräten und von Nebenaggregaten in der Industrie hat die Bundesregierung Gespräche eingeleitet, um eine gemeinsame Initiative zu entwickeln und umzusetzen.	geplant			x							
Selbstverpflichtung der Bundesregierung	N	V	Senkung der CO ₂ -Emissionen im Geschäftsbereich der Bundesregierung um 25 % bis 2005 und 30 % bis 2010, v.a. durch kostenfreie/-geringe Maßnahmen.	laufend					x					
CO ₂ -Minderung in Bundesliegenschaften	N	V	Umzugsbedingte Bauvorhaben in Berlin: Planung des Parlaments- und Regierungsviertels in Berlin nach umweltpolitischen Anforderungen, insbesondere auch im Hinblick auf den Klimaschutz (20 - 50 % weniger Energieverbrauch als 3. WSchV (100 kWh/m ² /a) der neuen Bundesbauten: Kanzleramt 44 %, Bundeswirtschaftsministerium 34 %, Büro des Bundespräsidenten 29 %); Energiesparcontracting.	laufend					x					
Leitfaden „Nachhaltiges Bauen bei Bundesbauten“	N	I	Praxishilfe und Checkliste für Planung und Bewirtschaftung von bundeseigenen Liegenschaften. Herausgegeben vom Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen.	Stand 2001						x				
Öko-Audit-Verordnung (Umweltauditgesetz)	N	I E T	Europäisches Umweltmanagementsystem EMAS zur kontinuierlichen Verbesserung des betrieblichen Umweltschutzes bei Stärkung der Eigenverantwortung der Wirtschaft.	seit 1995, verändert 2001,	x	x	x	x	x			x	x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
				2002									
KfW-Wohnraum-Modernisierungsprogramm II (neue Bundesländer)	N	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung von Investitionen zur Modernisierung und Instandsetzung von bestehendem Wohnraum in den NBL und Ost-Berlin. U.a Maßnahmen zur Energieeinsparung und SO ₂ - bzw CO ₂ -Minderung. Antragsberechtigt: Privatpersonen, Wohnungsunternehmen, Wohnungsgenossenschaften, sonstige Träger, Gemeinden, Körperschaften des öffentlichen Rechts. Kredit max. 400 €/m ² (Rückbaumaßnahmen max. 125 €/m ² rückgebauter Wohnfläche), max. 30 a Kreditlaufzeit bei ein oder zwei tilgungsfreien Anlaufjahren.	2/2000 bis 2002				x	x				
Investitionszulagengesetz (Inv-ZulG)	N	F	Anschaffung und Herstellung von neuen abnutzbaren beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens und die Herstellung von Gebäuden in den neuen BL. Antragsberechtigt: Steuerpflichtige i.S.d. EStG bzw. des KStG. 5-27,5 %.	2000 - 31.12. 2004				x	x				
KfW-CO ₂ -Minderungsprogramm	J	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung für Maßnahmen an selbstgenutzten oder vermieteten Wohngebäuden sowie Bau von Energiesparhäusern (Jahres-Primärenergiebedarf nicht mehr als 60 bzw. 40 kWh/m ²). Einbezogen sind Wärmepumpen, Biomasse- und Biogas-Anlagen, geothermische Anlagen, Wärmetauscher, solarthermische Anlagen, Photovoltaikanlagen. Finanzierung bis zu 100 %. Max. 5 Mio. €, max. 30.000/50.000 € pro Einheit für 40/60 Energiesparhäuser. Max. Laufzeit 20 a. Max. 3 a tilgungsfrei. Kumulierung mit anderen Programmen möglich. Auszahlung von 96 %. Antragsberechtigt: Träger der Maßnahmen.	seit 1996 / 2000, laufend					x				
KfW-CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	J	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung von CO ₂ - und Energieeinsparung im Altbau (bis 1978 fertiggestellt). Voraussetzung: Energieeinsparung von mind. 40 kg CO ₂ /m ² und a, Nutzung v. EE wie Erdwärmetauscher, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und im MAP genannten Anlagen. Förderung: bis 100 % der Investitionskosten einschließl. NK, max. 250 €/m ² Wohnfläche.	2/2001-2005					x			x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
			Max. 20 a Laufzeit. 1-3 a tilgungsfrei. Kumulierbar mit anderen KfW-Krediten. Ergänzung seit 5/2003: energetische Sanierung (Primärenergiebedarf wie bei Neubauten nach EnEV): Teilschulderlaß von 20 % der Darlehenssumme; Einzelmaßnahmenförderung: Austausch von Heizungen (Gas-, Öl- und Kohleeinzelöfen, Kohlezentral-, Nachtspeicherheizungen), Ersatz alter Standardkessel durch Brennwertkessel in Kombination mit Solarkollektoranlagen; Errichtung/Ersterwerb von KfW-Energiesparhäusern 40 (Jahresprimärenergiebedarf max. 40 kWh/m ²) einschließlich Passivhäusern (Energiesparhaus 60 im KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung); verbesserte Förderung (im Maßnahmenpaket 4) für jährliche CO ₂ -Einsparung zwischen 30 und 35 kg/m ² bzw. zwischen 35 und 40 kg/m ² Gebäudenutzfläche. Antragsberechtigt: Träger der Maßnahmen.											
Eigenheimzulagengesetz (EigZulG) - Ökozulage für Eigenheime	N	F	Steuervergütungen bei der Einkommenssteuer für Herstellung oder Schaffung von selbstgenutztem Wohnraum; erhöhte Förderbeträge bei Einbau einer Wärmepumpenanlage, Solaranlage, Wärmerückgewinnungsanlage und beim Bau eines Niedrigenergiehauses. Antragsberechtigt: Unbeschränkt EStPfl. Wohnung muß zu eigenen Wohnzwecken genutzt werden. Einkommensgrenzen dürfen nicht überschritten werden. Förderungsgrundbetrag 5 % der Bemessungsgrundlage (HK/AK zuzüglich Kosten für Grund und Boden), max. 2.500 €, für Ökozulage höher.	bis 2002									x	
Förderung des sozialen Wohnungsbaus	J	F	Jährliche Bundesmittel für sozialen Wohnungsbau der Länder, seit 1994 in Gesamtdeutschland auch für Modernisierung und Renovierung bestehender Gebäude, v.a. Energiespar- und CO ₂ -Reduktionsmaßnahmen.	seit 1/1994						x				
Städtebauförderungsprogramme	J		Mittel von Bund und Ländern	laufend						x				
Förderprogramm zur Errichtung von	N		Geplant laut Koalitionsvertrag 10/2002	geplant						x				

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Passivhäusern mit 30 000 Wohneinheiten													
Förderung <i>Contracting (Third Party Financing)</i>	N	F	Unterstützung der Entwicklung von Finanzierungs- und Betreiberkonzepten, z.B. über MAP, Finanzierung über KfW, DtA, Bank für Wiederaufbau. Ziel: Energieeffizienzsteigerungen.	laufend		x							
Straßenverkehrsgesetz	N	R	Grundsatzvorschriften über den Straßenverkehr. Ermächtigt zum Erlass von Rechtsverordnungen u.a. über die Beschaffenheit, Ausrüstung und Prüfung von Fahrzeugen.	Vom 19.12. 1952, zuletzt geändert am 5.4.2002						x			
Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung (StVZO)	J	R	Legt die technischen Anforderungen an Kraftfahrzeugen fest. Setzt EU-RL über die Verminderung von NO _x und NMVOC in den Abgasen von Kraftfahrzeugen, z.B. die Richtlinien 91/441/EWG, 91/542/EWG, 94/12/EWG, 96/69/EG, 97/24/EG, 93/12/EWG und 98/70/EG, in deutsches Recht um.	vom 28.9. 1988, zuletzt geändert 21.6. 2002						x			
Kraftfahrzeugsteuergesetz	J	R F	Durch eine emissionsbezogene Besteuerung von Pkw und Lkw über 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht trägt das Gesetz zur Minderung der Emissionen von NO _x und NMVOC bei. Steuerbefreiungen für Pkw der Abgasstufe Euro 4 und für besonders verbrauchsarme Pkw (3-Liter-Auto) sowie für Elektroautos.	Fassung vom 24.5. 1994, zuletzt geändert 19.6. 2001						x			
Förderung des Einsatzes von	N	E	Mineralölsteueranhebung für Kraftstoffe, die nicht Schwefelgrenzwerte einhalten (geänderte Ökosteuer, 18.12.1999): ab 1.	seit 1.12.						x			

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
schwefelfreiem Kraftstoff			November 2001 bei Schwefelgehalt über 50 mg/ kg (ppm) um 3 Pf/l; ab 1. Januar 2003 gilt dieser erhöhte Steuersatz bereits bei S-Gehalt über 10 mg/ kg. Ab 2005 EU-RL: Schwefelgrenzwert 50 ppm.	2001 bzw. 1.1.2003									
Emissionsbezogene Kfz-Steuer für schwere Nutzfahrzeuge	J	E		seit 1.4.1994						x			
Emissionsbezogene Kfz-Steuer für Pkw	J	E	Förderung verbrauchsarmer Pkw (Durchschnittsverbrauch 5 l oder weniger (120g/km CO ₂)).	1.7.1997-2005						x			
Bundesverkehrswegeplan	N	R	Versuch der Entwicklung eines Verkehrssystems, das den Transfer von Straßenverkehr zu Schienen- oder Wasserverkehr berücksichtigt	2001-2002						x			
Bahnstrukturreform	N	F	Ausbau Schienenbestand (im Bundesverkehrswegeplan 1992 erstmals mehr Geld für Bahn als Straßenverkehr, Zukunftsinvestitionsprogramm), Ausdehnung des kombinierten Ladungsverkehrs. Ziel: Verlagerung des Güterverkehrs von Straße auf Schiene.	Be-schluss BReg						x			
Güterverkehrszentren	N	F	Neubau und/oder Ausbau der 52 <i>Trans-Shipments-Terminals</i> . Bundeszuschüsse.	laufend						x			
Autobahnbenutzungsgebühr für Lastkraftwagen	J	E	Strecken- und emissionsbezogene Lkw-Maut auf Bundesautobahnen. Mautsätze für LKW ab 12 t zwischen 0,09 € und 0,14 € je km.	geplant ab 2.11.2003						x			
Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Automobilindustrie zur Minderung des Kraftstoffverbrauchs	N	V	25 % Reduktion des Kraftstoffverbrauchs neu gebauter Autos, die in Dtl. ab 2005 verkauft werden, verglichen mit Durchschnittswerten von 1990. Zielverbrauch: 5,97 l/100 km.	1995-2005						x			

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Senkung des Ø Kraftstoffverbrauchs bei Pkw-Neuzulassungen (Aufforderung an Automobilindustrie)	N	V	Fortschreibung der freiwilligen Selbstverpflichtung (ab 2005 von 25 % auf 30 % gegenüber 1990); EU-weites ACEA Agreement.	Be- schluss BReg							x			
Anwendung moderner Informationstechnik zur Vermeidung und Regulierung weiteren Verkehrsaufkommens (Telematik)	N	I F	Telematik, Logistik- und Flottenmanagement, Anti-Stauprogramm. Ziel: Einsparung von Energiedienstleistungen.	geplant ab 2003							x			
Kampagne Klimaschutz im Verkehrsbereich (BReg, Wirtschaft)	N	I	Ziel: Sparsame Fahrweise, Wartung, Leichtlauföle und -reifen, Kombination von Verkehrsträgern (Fahrrad, Kfz, ÖPNV, Bahn, Flugzeug), „3-Liter-Auto“. Ziel: Energieeffizienzsteigerung.	Be- schluss BReg							x			
Emissionsabhängige Landegebühren	N	E	Einführung von emissionsabhängigen Start- und Landegebühren auf deutschen Flughäfen. Ziel: Verbrauchsabsenkung im Flugverkehr.	Be- schluss BReg							x			
Besteuerung von Flugkraftstoffen	N	E	Lobbying auf internationaler und EU-Ebene.	geplant							x			
Mobile Klimatechnik (BReg, Wirtschaft)	N	V	Ablösung von H-FKW-Klimaanlagen durch CO ₂ -Anlagen in Fahrzeugen ab 2007; nur bedingt CO ₂ -wirksam.	Vor- schlag BReg							x			
Verkehrsmittelunabhängige Entfernungspauschale	N	F R	Verkehrsmittelunabhängige Entfernungspauschale (0,40€/km) zwecks Verbesserung der Wettbewerbsgleichheit zwischen den Verkehrsträgern. Ziel: Verbesserung der Attraktivität des ÖPNV; eher CO ₂ kontraproduktiv	seit 1.1.2001							x			

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Verwendung von Leichtlaufölen, Leichtlaufreifen, Verbrauchsanzeigen	N	V	BReg empfiehlt Ausstattung von Neufahrzeugen mit Leichtlaufölen, Leichtlaufreifen und Benzinverbrauchsanzeigen zur Minderung des Treibstoffverbrauchs.	geplant						x			
Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie	N	V	Gemeinsame Initiative der BReg und Automobil- / Energieunternehmen zur Bestimmung maximal 2 alternativer Kraftstoffarten, die fossile Brennstoffe mittelfristig in PKW und Nutzfahrzeugen ersetzen könnten. Einigung auf Detailuntersuchung für Wasserstoff, Erdgas und Methanol (Juni 2001). Strategienentwicklung für deutsche Markteinführung.	seit 6/2001						x			
Integrierte Verkehrsplanung	N	R	Entwicklung eines Gesamtverkehrskonzeptes, das verkehrsreduzierende Siedlungsstrukturen einbezieht und regionale Strukturen stärkt. Ziel: Verkehrsvermeidung. Basiert auf Novelle des Bau- und Raumordnungsgesetzes (1.1.1998).	geplant						x			
Anti-Stauprogramm	N	D F	Bereitstellung der nötigen Kapazitäten zur Verkehrsabwicklung, um die Verkehrsströme zu verflüssigen. Ziel: Vermeidung staubedingter CO ₂ -Emissionen; eher CO ₂ steigernd.	2003-2007						x			
Förderung des Fahrradverkehrs	N	F	Vermeidung von PKW-Fahrten. Ca. € 1 Mio. für 3 verschiedene Projekte: frühe Verkehrsbildung für Kinder, Benutzung von Fahrrädern in Freizeit oder Urlaub, Weiterentwicklung des ÖPNV/Fahrradsystems. Darüber hinaus Erweiterung des Radwegenetzes um 300 km/a, Öffnen von Einbahnstraßen für Fahrräder.	laufend						x			
Forschungsprogramm „Schadstoffe in der Luftfahrt“	N	D		laufend						x			
Verkehrsforschung	N	D		laufend						x			

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Gebühren für die Benutzung bestimmter Straßen	N	E		seit 1.1.1995						x			
Altfahrzeug-Gesetz	N	R	Kostenlose Rücknahmepflicht durch die Hersteller, Festlegung konkreter Verwertungsquoten für einzelne Werkstoffe.	seit 1.7.2002			x						
Marktanreizprogramme für EE (MAP)	J	F	Zuschüsse bzw. Darlehen mit Teilschulderlass: Solarkollektoranlagen, hand- und automatisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen bis 500 kW, Wärmepumpen, die mit Strom aus erneuerbarer Energie betrieben werden, Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden (Wärmeschutz, Wohnungslüftung, Heizanlagenmodernisierung) in Kombination mit Solaranlagen und Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Photovoltaik in Schulen. Antragsberechtigt: Privatpersonen, freiberuflich Tätige, KMU (max. 250 Mitarbeiter, max. 40 Mio. € Umsatz, 100 % Privatbesitz) und Energiedienstleister (Kontraktoren). Bei Photovoltaikanlagen Träger von Schulen (Ausnahme: Grundschulen). Jährliches Mittelvolumen von 100 Mio. € (2002: 200 Mio. €). Bis zu 20 % der Investitionskosten.	9/1999 bis 15.10. 2003	x	x			x		x	x	
Vereinheitlichung der Genehmigungspraxis für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien	N	R		geplant		x						x	
Grubengasnutzung	N	D	Verstärkte Nutzung von Grubengas, das bei der Förderung von Steinkohle zwangsläufig anfällt, durch Erhöhung des Anteils des energetisch verwerteten Methans bei der Grubengasabsaugung von 70 % auf 78 %. Ziel d. Wirtschaft: Vermeidung von CH ₄ -Emissionen, Substitution von fossilen Energieträgern.	Seit 1993							x		

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Verringerung der Verstromung inländischer Steinkohle aufgrund der degressiv gestalteten Subventionierung aus dem Bundeshaushalt	N	F E	Mit den Beschlüssen der BReg zur Finanzierung des Absatzes inländischer Steinkohle wird gleichzeitig den engen finanzpolitischen Spielräumen, den beschäftigungs- und wirtschaftspolitischen Gesichtspunkten, den ernergiewirtschaftlichen Anliegen und dem Klimaschutz Rechnung getragen. Je nach zu Grunde gelegter Ersatzenergie für die Verstromung kann die Substitution von inländischer Steinkohle durch andere Energieträger zu einer CO ₂ -Minderung führen.									x		
Zubau von Erdgas GuD-Kraftwerken	N	O	Modernisierung des Kraftwerkparkes. Ziel: Erhöhung der Wirkungsgrade von Kraftwerken. Substitution von kohlenstoffintensiven Energieträgern durch Energieträger mit einem geringeren Kohlenstoffgehalt.	laufend (Wirtschaft)								x		
100.000-Dächer-Solarstrom-Programm (HTDP)	J	F	Zinsverbilligte Kredite für Photovoltaikanlagen (Errichtung, Erweiterung) ab 1 kWp. Insgesamt bis 2003 (ursprünglich bis 2004) 300 MW. Antragsberechtigt: Privatpersonen, freiberuflich Tätige sowie gewerbliche KMU nach EU-Definition, gewerblichen Unternehmen mit weniger als 25 % direkt oder indirekter Beteiligung juristischer Personen des öffentlichen Rechts. Die Unternehmen müssen sich nicht mehr zu 100 % im Privatbesitz befinden. Nicht antragsberechtigt: Hersteller von Photovoltaikanlagen oder deren Komponenten, Antragsteller, die an oder an denen Hersteller zu 25 % oder mehr direkt oder indirekt beteiligt sind, juristische Personen des öffentlichen Rechts. Laufzeit von bis zu 10 Jahren. Finanzierungsanteil ist bis 5 kW auf 6.230 € je kWp begrenzt; der darüber hinausgehende Leistungsanteil auf 3.115 € je kWp. Kredithöchstbetrag: i.d.R. maximal 500.000 €	1999-2003						x			x	
KfW-Sonderprogramm Photovoltaik	J	F	Zinsverbilligte Kredite für Photovoltaik-Anlagen (soll Antragsstau im HTDP beseitigen, Zinssatz aber weniger günstig).											x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Programm "Solarthermie 2000"	N	E	Nicht rückzahlbarer Zuschuss. Teilprogramm 1: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen im bundeseigenen Bereich (abgeschlossen 1997), Teilprogramm 2: Solarthermische Demonstrationsanlagen für öffentliche Gebäude mit Schwerpunkt in den NBL (1993 bis 2002), Teilprogramm 3: Demonstrations- und Pilotanlagen zur solaren Nahwärmeerzeugung (1993-2002). Ziel: Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Senkung der von der solaren Deckungsrate, Anlagengröße, Systemtechnik und Anwendung abhängigen solaren Nutzwärmekosten. Antragsberechtigt: Eigentümer großer Liegenschaften im öffentlichen Bereich, insbes. bei Kommunen einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften, kommunale Wohnungsbaugesellschaften, Stadtwerke sowie Wohnungsbaugenossenschaften, Anstalten und Stiftungen sowie Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft. Nicht antragsberechtigt sind Privatpersonen bzw. Gesellschaften bürgerlichen Rechts. Zuschuss beträgt für Solaranlagen im öffentlichen Bereich max. 50 % und im gewerblichen Bereich max. 30 %. Die Mess-, Daten- und Anzeigetechnik wird bis zu 100 % gefördert, wobei die sich daraus ergebende Förderquote im gewerblichen Bereich i.d.R. 50 % nicht überschreiten darf.	2002 abgelaufen									x	
Steuerbefreiung von reinen Biotreibstoffen z.B. Rapsmethylester (RME)	J	F	Änderung des Mineralölsteuergesetzes: befristet bis zum 31.12.2008 Biokraftstoffanteil in Mineralölen von der Mineralölsteuer befreit. Die Steuerbefreiung bzw. -ermäßigung gilt sowohl für den biogenen Anteil in Kraftstoffmischungen als auch für den reinen Einsatz von Biodiesel. Voraussetzung für Inkrafttreten: beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission sowie Zustimmung des Europäischen Rates nach Art. 8 Abs. 4 der Mineralölsteuerstrukturrichtlinie. BMF u.a. muß alle zwei Jahre, erstmals zum 31.3.2004, dem Bundestag einen Bericht über die Markteinführung der Biokraftstoffe und die Entwicklung der Preise für Biomasse und Rohöl sowie der Kraftstoffpreise vorlegen und ggf. Anpassung der Steuerbegünstigung für Bio-	6/2002- 12/2008						x		x		

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			kraftstoffe an die Marktlage vorschlagen.										
Privilegierung erneuerbarer Energien im Bau-gesetzbuch	N	R	Bevorzugung von Wind- und Wasserkraftanlagen.	seit 1.1.1997								x	
Programm solarop-timiertes Bauen	J	D F	Förderung von Demonstrationsvorhaben durch BMBF: passive Solarsysteme und Komponenten, solar unterstützte Heizungs- und Lüftungssysteme, solar optimiertes Gebäude mit minimalem Energiebedarf. Ziel: Schaffung von Prototypen solaroptimierter Gebäude mit Signalwirkung und Vorbildfunktion, Marktreife, praxistaugliche Planungsmittel für Architekten und Fachingenieure.	1995-2005				x				x	
KfW-Infrastrukturprogramm	J	F	Zinsgünstige langfristige Finanzierung kommunaler Infrastrukturmaßnahmen, z.B. Wasser, Abfall, Verkehrsinfrastruktur, aber auch Energieeinsparung, Umstellung auf umweltfreundliche Energieträger, Sanierung bestehender Fernwärmenetze. Max. 50/75 % des Kreditbedarfs, max. 20/30 Jahre Laufzeit, Kredit-höchstbetrag für durchgeleiteten Kredit 5 Mio. €	2003-2004 (derzeiti-ge Periode)		x							
Hessen-Tender für CO ₂ -Zertifikate	N	E T	Initiative für den Ankauf von CO ₂ -Emissionsminderungen: Pilot- und Demonstrationsprojekt zur Erprobung von Instrumentarien eines Emissionshandelssystems. Gemeinschaftsinitiative des Hessischen Umweltministeriums, der DtA, der Deutschen Telekom AG, der Dresdner Bank AG, der Infraseriv Höchst und der xlaunch/Gruppe Deutsche Börse.	3/2003 abge-schlossen		x							
DBU-Förderleitlinien von 2001	J	F	Zweckgebundener, nicht rückzahlbarer Zuschuss je nach Projekt und Antragssteller. Immer Eigenanteil. F&E und Innovation im Bereich umwelt- und gesundheitsfreundlicher Verfahren und Produkte unter besonderer Berücksichtigung von KMUs; Vermittlung und Austausch von Wissen über die Umwelt zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und anderen öffentlichen oder privaten	laufend	x	x	x	x	x			x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			Stellen; innerdeutsche Kooperationsprojekte in der Anwendung von Umwelttechnik vorwiegend durch mittelständische Unternehmen einschließlich Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen; Bewahrung und Sicherung national wertvoller Kulturgüter im Hinblick auf schädliche Umwelteinflüsse (Modellvorhaben).										
DtA-ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm	J	F	Zinsgünstiges Darlehen für Umweltvorhaben (Abwasserreinigung, Abwassereinsparung, Gewässer- und Bodenschutz, Abfallverwertung, Abfallbeseitigung, Luftreinhaltung, Energieeinsparung, rationelle Energieverwendung, Nutzung erneuerbarer Energien). Maximale Laufzeit 10 bis 20 Jahre (Unterscheidung alte-neue Bundesländer). Höchstbetrag 500.000 bis zu 1 Mio € bei 100%iger Auszahlung. Antragsberechtigt: private gewerbliche Unternehmen mit einem (konsolidierten) Jahresumsatz bis zu 250 Mio. € (insbesondere KMUs), ebenso freiberuflich Tätige (ohne Heilberufe).	seit 1995	x	x		x				x	
DtA-Umweltprogramm	J	F	Darlehen. Vorhaben zur dauerhaften Verringerung von Umweltbelastungen (wie ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm). Antragsberechtigt: Unternehmen, die in Biogas, Biomasse, Erdwärme, Photovoltaik, Solarthermie, Wasserkraft, Wärmepumpen investieren. Bis zu 75 % der Investitionssumme, max. 5 Mio € Nominale Zinssätze abhängig von Laufzeit. Auszahlung von 96 %.	seit 1984	x	x	x	x				x	
DtA-Umweltschutz-Bürgerschaftsprogramm	J	F	Unterstützung für gewerbliche KMU, die innovative umweltfreundliche Produkte entwickelt haben, bei Herstellung und Markteinführung. Darlehen aus zinsverbilligtem Förderkredit zu ERP-Konditionen (bis zu 100 % der Investitionssumme, max. 500.000 €, Laufzeit bis zu 12 Jahre) und 80%ige Risikoübernahme für Investitionen und Anlaufkosten.	seit 1987	x	x	x	x	x				
KfW-Umweltprogramm	J	F	Darlehen mit günstigem, festem Zinssatz zur wesentlichen Verbesserung der Umweltsituation. Darlehenshöchstbetrag i.d.R. 5 Mio. €, max. 66 % der Investitionskosten für Unternehmen mit	seit 1984		x	x		x			x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			Jahresumsatz bis 50 Mio. € (darüber max. 70 %). Kreditlaufzeit i.d.R. 10 Jahre.										
Demonstrationsvorhaben zur Verminderung von Umweltbelastungen	J	D	Zinszuschuss zur Verbilligung eines Kredits (bis 70 % der förderfähigen Kosten/Ausgaben) oder Investitionszuschuss (bis zu 30 %). BMU fördert großtechnische Erstanwendungen bei Produktionsverfahren und Produkten zur Vermeidung und Verminderung von Umweltbelastungen. Bevorzugung von Verfahren, die den Ansatz des produkt- und produktionsintegrierten Umweltschutzes verfolgen und somit dazu beitragen, dass Umweltbelastungen gar nicht erst entstehen (v.a. Abwasserreinigung, Abfallbeseitigung, Bodenschutz, Luftreinhaltung, Energieeinsparung, umweltgerechte Energieversorgung). Bevorzugung von KMUs. Anträge an DtA. Fachlich/wissenschaftliche Projektbetreuung: UBA.	seit 1979	x	x	x	x			x	x	
Agrarinvestitionsförderungsprogramm (AFP)	J	F	Förderung von betrieblichen Investitionen, u.a. zur Verbesserung des Umweltschutzes, Energieeinsparung und -umstellung. Kleine Investitionen: 35 % Zuschuss (max. 17.500 €) bei förderungsfähigen Investitionsvolumen bis zu 50.000 €; alternativ Zinsverbilligung von max. 5 % für max. 10 a bei förderungsfähigen Investitionsvolumen bis zu 100.000 €. Große Investitionen: Zuschuss max. 10 % des förderungsfähigen Investitionsvolumens (max. 30.000 €); Zinsverbilligung von bis zu 5 % für max. 20 a für ein förderfähiges Investitionsvolumen von bis zu 1,25 Mio. € je Unternehmen, Erschließungskostenzuschuss bis zu 21.000 €, 5 % höhere Zinsverbilligung bei Junglandwirten (oder alternativ Zuschuss von max. 10.000 €). Antragsberechtigt: Unternehmen der Landwirtschaft.	seit 8.06. 1998								x	
Sonderkreditprogramm Landwirtschaft / Junge Landwirte	J	F	Zinsgünstige Darlehen bis 500.000 € für nachhaltige Existenzsicherung, Modernisierung und Rationalisierung, Verbesserung der Produktions- und Arbeitsbedingungen, Maßnahmen des Umwelt- und Tierschutzes sowie der Energieeinsparung. Auch	laufend								x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			Beteiligungsfinanzierungen und Nachfinanzierungen bereits geförderter Maßnahmen. Antragsberechtigt: Landwirtschaftliche Unternehmer, Fisch- und Forstwirte (Eigentümer oder Pächter), Gartenbauunternehmer (jeweils bis 40 Jahre). Kumulierbar. Auch Zinszuschüsse für Sonderkredit erlaubt.										
„Intelligente Energie für Europa“	N	F	Mehrjähriges Förderprogramm. Förderung soll stärker auf die Bereiche „erneuerbare Energien“ und „Energieeffizienz“ konzentriert werden. Einführung zweier neuer Programmbestandteile zu „Energie im Verkehrswesen“ sowie zur „Förderung erneuerbarer Energiequellen und Energieeffizienz auf internationaler Ebene, v.a. in Entwicklungsländern“.	ab 2003								x	
ALTENER (EU)	N	F	Förderung neuer und erneuerbarer Energien.	ab 2003							x	x	
SAVE (EU)	N	F	Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz.	ab 2003		x						x	
STEER (EU)	N	F	Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Diversifizierung von Kraftstoffen im Verkehrsbereich.	ab 2003						x			
COOPENER (EU)	N	F	Projekte im Bereich der internationalen Zusammenarbeit, insbesondere Projekte in Entwicklungsländern zur Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz.	ab 2003		x							
5. EU-Rahmenprogramm	N		Mehrjahresprogramm für Maßnahmen im Energiebereich. Vorrangige Ziele: Garantie einer sicheren Energieversorgung, Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit, Förderung der Vereinbarkeit zwischen der Entwicklung des Energiemarkts und dem Ziel des Umweltschutzes. Die Durchführung wird in den spezifischen Programmen näher bestimmt.	1998-2002		x						x	
SAVE II	N	F	Nicht-investive Untersuchungen zur stärkeren Nutzung von Energie-Einsparpotenzialen. Fördervolumen von mehr als 45 Mio. € Folgeprogramm von SAVE I (1991–1996).	16.12.1996 bis einschließlich-		x							

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
				lich 2002									
ALTENER	N	F	Förderung der erneuerbaren Energieträger. Gemeinschaft übernimmt alle Kosten für Maßnahmen zur Erschließung des Potenzials erneuerbarer Energiequellen, Austausch von Erfahrungen und Know-how sowie Aktionen zur Umsetzung, Überwachung und Bewertung. Der Beitrag für alle anderen Maßnahmen und Aktionen darf 50 % der Gesamtkosten nicht überschreiten.	1998-2002								x	
CARNOT	N	I F	Einrichtung eines Informationsnetzes zum effizienten Austausch kommerzieller und technischer Informationen. Strategische industrielle Zusammenarbeit zur Förderung der industriellen Nutzung sauberer Technologien für feste Brennstoffe. Zuschuss in Höhe von 30 bis 50 % der Gesamtkosten.	1998-2002			x				x		
PROGRAMM ETAP	N	F I	Energie. Zuschuss zu den Projekten.	1998-2002							x		
EUROPÄISCHE INVESTITIONS-BANK (EIB)	J	F	Darlehen und Garantien. Umweltschutz: Abwasserprojekte; Verbesserung der Wasseraufbereitung und -verteilung; Herstellung oder Einbau von Ausrüstungen, die dem Umweltschutz oder der Verbesserung der Umweltbedingungen dienen, einschließlich Mess- und Kontrollsysteme; Maßnahmen der Abfallwirtschaft (Einsammeln, Bearbeitung oder Wiederverarbeitung von gasförmigem, flüssigem oder festem Abfall); Lärmschutzmaßnahmen; Stadtsanierung; Rekultivierung von Industriebrachen; Verringerung der Luftverschmutzung; Schutz der Böden; Rationelle Energieverwendung: Gebrauch von Primär- und Sekundärenergie im Stadium der Ausbeutung, Umwandlung, des Transports, der Verteilung und des Endverbrauchs u. a. in den Bereichen Strom, Erdöl, Erdgas, Fernwärme, Herstellung oder Einbau von Ausrüstungen, die einen rationellen Einsatz von Energie fördern; Einsatz von alternativen Energiequellen. max. 70 % (ABL)/ 90 % (NBL) des Investitionsvolumens, mit allen anderen			x							

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			öffentlichen Kreditmitteln ist eine 100%ige Finanzierung möglich.										
Europäisches Umweltzeichen	N	I E		fortlaufende Umsetzung		x							
EU-Emissionsrechtehandel	J	E	In der ersten Verpflichtungsperiode 2005-2007 für bestimmte Aktivitäten, Anlagen und Sektoren verpflichtender EU-ERH mit CO ₂ . Danach je fünfjährige Verpflichtungsperioden. Siehe nähere Details in Kapitel 2.2.	ab 2005			x						
Einführung einer EU-weiten CO ₂ -/Energiesteuer	J	E	EU-RL zur Energiesteuerharmonisierung: Festlegung minimaler Raten für Energieprodukte ab 2004 bzw. ab 2010	1/2004		x							
Förderprogramme der Bundesländer	J	F I D	Von 1991 bis 2001 sind hierfür insgesamt Mittel in Höhe von 1,8 Mrd. € eingesetzt worden. Hiervon entfielen 0,4 Mrd. € auf F&E und 1,4 Mrd. € auf die Förderung der Markteinführung. Mit Landesmitteln sind vor allem Biomasse-, Windkraft- und Solarkollektoranlagen gefördert worden. I.d.R. in neuen Bundesländern weniger Programme, BaWü eins der Bundesländer mit vielen Programmen.									x	
Städtebauliche Erneuerung - BaWü	J	F	Zuschuss (Kostenerstattungsbetrag) bis zu 40 % bei Gebäuden mit Wohnnutzung, sonst bis zu 25 % der berücksichtigungsfähigen Kosten (Kostenschätzung abzüglich Pauschalbetrag von 10 % für unterlassene Instandsetzung, max. 7,50 €/h für Arbeitsleistungen des Bauherrn, max. 15 % der sonstigen Kosten) u.a. für Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung, Nutzung EE-Quellen. Antragsberechtigt: Gemeinden, Zweck- und Planungsverbände, die eine städtebauliche Sanierungsmaßnahme durchführen. Antrag vor Projektbeginn. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg Referat 54.	laufend					x				

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Agrarinvestitionsförderungsprogramm - BaWü	J	F	Ministerium Ländlicher Raum.	laufend									x
Demonstrationsvorhaben zur Energieeinsparung und zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen - BaWü	J	D F	Zuschuss bis zu 40 % der förderfähigen Investitionskosten. Deutliche Verminderung des Energieverbrauchs ggü. Stand der Technik bzw. Verbesserung der Einsatzmöglichkeit erneuerbarer Energieträger. Erstmalige Anwendung der am Markt noch nicht eingeführten Techniken. Antragsberechtigt: natürliche u. juristische Personen mit (Wohn-)Sitz in BaWü, max. 500 Beschäftigte u. max. 100 Mio. € Vorjahresumsatz, Antrag vor Projektbeginn. Kumulierbar bis Förderhöchstgrenze von 49 % der zuwendungsfähigen Kosten. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg.	laufend	x	x							
Landeswohnraumförderungsprogramm 2002	J	F	Landeskreditbank Baden-Württemberg.	laufend					x				
Altbaumodernisierungsprogramm - BaWü	J	F	Darlehen bis zu 15.000 € je Wohnung zur Minderung des Heizenergieverbrauchs bei Altbauten durch Wärmeschutz der Gebäudeaußenhülle, Erneuerung heiztechnischer Anlagen, Nutzung EE. Antragsberechtigt: Eigentümer von Wohngebäuden oder vom Eigentümer ermächtigte Personen. Antrag vor Beginn der Baumaßnahme. Zuwendungsfähige Kosten je Wohnung mind. 7.500 €. Energetische Bewertung verpflichtend. Landeskreditbank Baden-Württemberg. Kumulation mit KfW-CO ₂ -Minderungsprogramm möglich.	laufend					x				
Umweltschutz- und Energiesparprogramm - BaWü	J	F	Darlehen bis zu 75 % der förderfähigen Investitionskosten für technologisch fortschrittliche, wirtschaftlich risikobehaftete Maßnahmen zur Energieeinsparung, Einsatz EE, zumindest langfristig wirtschaftlich interessante Alternative zum Einsatz herkömmlicher Energieträger, wesentliche Verminderung der Entstehung von Luftschadstoffen aus Anlagen (keine Brennstoff-	laufend		x	x	x	x			x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			oder Stromsubstitution), Reduktion des Abwassers im Produktionsprozess, Abwasserreinigung und -behandlung (neu, Umrüstung). Landeskreditbank Baden-Württemberg.										
Energie-Spar-Check - BaWü	N	I	Baden-Württembergischer Handwerkstag.	laufend	x	x							
Regionalprogramm 2002 - BaWü	J		Ministerium Ländlicher Raum.	laufend		x							
EnergieHolz Baden-Württemberg	J		Forstdirektion Freiburg, Abteilung 6 Holzverkauf.	laufend									x
Darlehensprogramm Erneuerbare Energien - BaWü	J	F	Zinsvergünstigtes Darlehen für Ein- und Zweifamilienhäuser bis zu 5.000 €, sonstige Anlagen bis zu 2.500 € zzgl. 500 €/m ² installierter Kollektorfläche. Förderung der Installation von Kollektoren (mit DIN/ISO-Prüfung) einschließlich der zugehörigen Speichereinrichtungen und Regelungen, soweit sie der Brauchwassererwärmung u./o. Heizung dienen. Antragsberechtigt: Privatpersonen, Selbständige, kirchliche oder mildtätige Organisation, Firmen mit Vorjahresumsatz unter 15 Mio. € Antrag vor Projektbeginn. L-Bank, Staatsbank für BaWü. Kumulierbar mit Landeswohnungsbauprogramm, bei Kombination mit Zuschüssen dürfen Fördermittel insgesamt Höhe der zuwendungsfähigen Kosten nicht überschreiten, Zuschüsse bis max. Grenzen der Nr. 6.1 RL (Privatpersonen 25%, KMU 15%).	laufend	x	x			x				
Leitlinien „Kommunaler Klimaschutz“	N	I		laufend		x							
Förderprogramme der Kommunen	J	F	I.d.R. in NBL weniger Programme. BaWü eins der BL mit vielen Programmen.			x							
Biberach a. d. Riß - BaWü	J	F	Förderprogramm Umweltschutz.	laufend									

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Böblingen - BaWü	J	F	Förderprogramm zur Energieeinsparung Kommunen.	laufend									
Calw - BaWü	J	F	Förderprogramm zur rationellen Energieanwendung, erneuerbarer Energien und Verwendung von Regenwasser.	laufend									
Dußlingen - BaWü	J	F	Förderung von Solar- und Photovoltaikanlagen.	laufend									
Fellbach - BaWü	J	F	Zuschussprogramm für Energiesparmaßnahmen.	laufend									
Friedrichshafen - BaWü	J	F	Klimaschutz durch Energiesparen.	laufend									
Heidelberg - BaWü	J	F	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Heilbronn - BaWü	J	F	Solar-Förderprogramm.	laufend									
Konstanz - BaWü	J	F	Effiziente Energienutzung und CO ₂ -Minderung.	laufend									
Leutkirch - BaWü	J	F	Förderprogramm erneuerbare Energien und Energieeinsparung.	laufend									
Mannheim - BaWü	J	F	Förderung von energetischer Sanierung sowie Solaranlagen.	laufend									
Metzingen - BaWü	J	F	Richtlinien der Stadt Metzingen über die Gewährung von Zuschüssen zu Maßnahmen der Energieeinsparung in privaten Haushalten.	laufend									
Neckargemünd - BaWü	J	F	Thermische Solaranlagen.	laufend									
Neckarsulm - BaWü	J	F	Förderprogramm Solarenergie und Klimaschutz.	laufend									

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Nürtingen - BaWü	J	F	Solaranlagenförderprogramm.	laufend									
Radolfzell - BaWü	J	F	Wärmedämmung an Altbauten und Nutzung regenerativer Energien Kommunen.	laufend									
Rottenburg am Neckar - BaWü	J	F	Förderung von Solaranlagen (Solarthermie).	laufend									
Ulm - BaWü	J	F	Erneuerbare Energiequellen/Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Villingen-Schwenningen - BaWü	J	F	Solarenergienutzung.	laufend									
Wertheim - BaWü	J	F	Ökologisches Wassermanagement.	laufend									
Überlingen - BaWü	J	F	Förderprogramm zur Nutzung regenerativer Energien.	laufend									
u.a. kommunale Klimaschutzmaßnahmen in BaWü	J												
Angebote von Energieversorgungsunternehmen (EVUs)	J	/	I.d.R. in NBL weniger Programme, BaWü eins der BL mit vielen Angeboten der Energieversorgungsunternehmen.										
Aalen Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Albstadt Stadtwerke - BaWü	J	/	Heizungsmodernisierung, Erdgasherde, Erdgastankstelle.	laufend									
Bad Friedrichshall	J	/	Förderung von Erdgas und Solarenergie.	laufend									

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Stadtwerke - BaWü													
Baden-Baden Stadtwerke - BaWü	J	/	Energiespar-Programm.	laufend									
Biberach a. d. Riß Stadtwerke - BaWü	J	/	Erdgasförderprogramm.	laufend									
Bietigheim-Bissingen Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Blumberg Südbaar GmbH - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Buchen Stadtwerke - BaWü	J	/	Erdgas Förderungsprogramm.	laufend									
Bühl Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Crailsheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprogramm 2002.	laufend									
Ditzingen Energie-Zentrum - BaWü	J	/	Energieberatung.	laufend									
Ellwangen Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Ettlingen Stadtwerke - BaWü	J	/	1.000 Dächer Förderprogramm.	laufend									
Fellbach - BaWü	J	/	Heizungsmodernisierung/Umstellbonus 2002.	laufend									
Freiburg FEW - BaWü	J	/	Solarförderung und Heizungsmodernisierung.	laufend									

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Gaggenau Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprogramm 2002.	laufend									
Germersheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Erdgasförderung.	laufend									
Heidelberg Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprogramm Erdgas.	laufend									
Heidenheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Erhöhte Stromeinspeisevergütung.	laufend									
Herrenberg Stadtwerke - BaWü	J	/	Kommunales Energiesparprogramm.	laufend									
Karlsruhe Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprogramme 2002.	laufend									
Nürtingen Stadtwerke - BaWü	J	/	Klimaschutz und umweltfreundliche Energienutzung.	laufend									
Pforzheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Rastatt Stadtwerke - BaWü	J	/	Energie und Umwelt.	laufend									
Reutlingen Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderung von Photovoltaikanlagen/Umstellbonus.	laufend									
Rottweil Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Schönau EWS - BaWü	J	/	Schönauer Sonnenzent-Investstrom.	laufend									
Schwetzingen	J	/	Förderprogramm für Erdgas und Solarthermie.	laufend									

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Stadtwerke - BaWü													
Sigmaringen Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprogramme zur Energieeinsparung.	laufend									
Stuttgart AG Neckarwerke - BaWü	J	/	Erneuerbare Energiequellen.	laufend									
Tübingen Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Villingen-Schwenningen Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderung Regenerativer Energien.	laufend									
Waiblingen Stadtwerke - BaWü	J	/	Solarstrom.	laufend									
Waldenburg Stadtwerke - BaWü	J	/	Förderprojekt „ecoSTAR“.	laufend									
Weinheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Rationelle Energieverwendung.	laufend									
Wertheim Stadtwerke - BaWü	J	/	Energie-Spar-Förder-Programm.	laufend									
u.a. Angebote von Energieversorgungsunternehmen in BaWü	J	/											
Solarkampagne 2000 (Solar – na klar!)	N	I	B.A.U.M. e.V. und Kooperationspartner: Sensibilisierung der Öffentlichkeit für Sonnenenergie, Information über den Einsatz von Solarwärmanlagen. Zielgruppen: Verbraucher, Handwerker, Multiplikatoren. Presse- und Medienarbeit.	1997-2001								x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Initiative Solarwärme Plus	N	I	Ziel der Initiative (Bundesverband Solarindustrie (BSi), Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ruhrgas AG, Zentralverband Sanitär Heizung Klima (ZVSHK)): Nutzung und Absatz von solarthermischen Anlagen in Deutschland erhöhen. Adressaten: Haushalte, Handwerker. Unterstützung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.	seit 24.05. 2002								x	
Modellversuch Wärme- und Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen	N	D	Auswertung von 30 Machbarkeitsstudien.	01.05. 1993- 30.06. 1994								x	
Biogene Treib- und Schmierstoffe	J	F	Nicht rückzahlbarer Zuschuss. Förderung von Erstausrüstung bzw. Umrüstung von Maschinen mit bzw. auf biologisch schnell abbaubare Schmierstoffe und Hydrauliköle auf Basis nachwachsender Rohstoffe (bis zu 100 % der durchschnittlichen Mehrausgaben); Errichtung von Eigenverbrauchstankstellen für Biodiesel oder Pflanzenöl (bis zu 50 % der Investitionskosten). Kumulation mit anderen öffentlichen Fördermitteln nicht zulässig. Antragsberechtigt: Unternehmen und Körperschaften des öffentlichen Rechts, die in umweltsensiblen Bereichen bzw. in der Land- und Forstwirtschaft tätig sind oder Maschinen für diese Bereiche herstellen bzw. vertreiben.	allg. RL vom 30.04. 2003, davor div. RL		x	x	x	x		x	x	x
Förderprogramm nachwachsende Rohstoffe	J	F D	Nicht rückzahlbare Zuwendung für Aufbau von Produktlinien von der Erzeugung bis zur Verwendung nachwachsender Rohstoffe, Durchführung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zur Erschließung weiterer Verwendungsmöglichkeiten im Nichtnahrungsmittelsektor, Informationsvermittlung und Beratung, vor allem für Produzenten, Verarbeiter und Anwender nachwachsender Rohstoffe, Marketing und Öffentlichkeitsarbeit, biogene Rest- und Abfallstoffe, tierische Rohstoffe, Biogas u.a. aus Gülle und Reststoffen der Ernährungsindustrie. Natürliche	seit 2001				x				x	x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			und juristische Personen. Vorläuferprogramm 1996-2000.										
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)	N	D I	Die FNR wurde 1993 auf Initiative der BReg mit der Maßgabe ins Leben gerufen, Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte im Bereich nachwachsender Rohstoffe zu koordinieren. Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“ und Markteinführungsprogramm „Biogene Treib- und Schmiermittel“ des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft: als Projektträger verwaltet die FNR jährlich rund 35 Mio. €. Gewonnene Erkenntnisse werden gesammelt und interessierten Wissenschaftlern, Privatpersonen, Politikern, Wirtschafts- und Medienvertretern zugänglich gemacht. Koordination von EU-Projekten.	seit 1993								x	
Ausweitung des ökologischen Landbaus	N	F	Förderung des ökologischen Landbaus als besonders ressourcenschonende und umweltverträgliche Wirtschaftsweise. Ziel: Verminderung der Emissionen von CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O.	laufend									x
Flächenstillle- gungsprämie	N	F		laufend								x	x
BWaldG	N	R F I	Bundeswaldgesetz.	von 1975									x
Aktionsprogramm „Rettet den Wald“	N	R F I	Maßnahmenbündel, u.a. Luftreinhaltung (SO ₂ , NO _x , NH ₃ , VOC) (z.B. die steuerliche Förderung schadstoffarmer Pkw, Großfeuerungsanlagen-VO), flankierende forstliche Maßnahmen (wie Bodenschutzkalkungen und Wiederaufforstungen), Förderung der Waldschadensforschung, regelmäßige Überwachung des Waldzustandes, Maßnahmen zur Sicherung der forstlichen Genressourcen.	von 1983									x
Rahmenplan zur Gemeinschaftsauf- gabe „Verbessere-	N	F	Prämien pro Hektar u.a. für Ackerbau mit erweiterten Fruchtfolgen; Anbau von Zwischenfrüchten oder Untersaaten über Winter; Mulch- und Direktsaat- bzw. -pflanzverfahren; Exaktausbringung	Stand 2003,									x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Maßnahmen zur "Agrarstruktur und des Küstenschutzes" (GAK)			von flüssigem Wirtschaftsdünger; Maßnahmen des biologischen und biotechnischen Pflanzenschutzes; Anlage von Blühflächen oder Schonstreifen; Einzelflächenbezogene Grünlandextensivierung; besonders tiergerechte Haltungsverfahren; Reduzierung des Tierbesatzes in Regionen mit hoher Viehdichte; Waldbauliche Maßnahmen und Erstaufforstung gemäß Erstaufforstungsverordnung (EWG 2080/92).	laufend										
Länderprogramme Erstaufforstung	N	F	Förderung der Erstaufforstung - Verordnung (EWG 2080/92).	laufend										x
Waldbaurichtlinien der Länder	N	R	Waldbauliche Maßnahmen											x
Information und Beratung	N	I	Verbraucherzentralen, Arbeitsgemeinschaft der Verbraucherverbände (AgV), Stiftung Warentest (im Auftrag des BMWi), Deutsche Energie Agentur dena seit 29.9.2000, kostenlose Telefonberatung über Energieeffizienz in Gebäuden, Stromsparmaßnahmen, EE, KWK, www.bine.info.	laufend		x				x				
Förderung von Unternehmensberatungen	N	I F	Zuschuss zu Beratung von Existenzgründern, allgemeine Beratungen, Umweltschutzberatungen, Energieeinsparberatungen. Zuschuss für Umweltschutz- und Energieeinsparberatungen bis zu 3.200 €.	seit 1997, verändert 2001	x	x		x						
Vor-Ort-Beratung	N	I F	Ingenieurmäßige Vor-Ort-Beratung zur sparsamen und rationellen Energieverwendung in Wohngebäuden (baulicher Wärmeschutz, Wärmeerzeugung und -verteilung, Warmwasserbereitung, erneuerbare Energien). Antragsberechtigt: Unabhängige, beratende Ingenieure für Wohneigentümer und KMU. Für Gebäude mit Baugenehmigung vor dem 1. 1.1984 (ABL) / 1. 1.1989 (NBL). Nicht rückzahlbarer Zuschuss zu Ausgaben für die Beratung.	1991-1997, 1998-2002				x	x					
Wärmeverbrauchsmes-	N	I	Wohngebäude müssen mit Wärmeverbrauchsmessgerät ausgestattet sein seit 1981 (ABL) bzw. Januar 1996 (NBL). Geschätzter	seit 1981/						x				

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
sung		R	Energieeffizienzeffekt von 15 %.	1996									
Verbesserung der Aus- und Fortbildung von Architekten, Ingenieuren, Technikern, Handwerkern	N	E T I		laufend		x							
Information für Bauherren, Architekten, Planer, Ingenieure, Handwerker	N	I		laufend				x					
Experimenteller Wohnungs- und Städtebau ExWoSt-Forschungsfeld „Schadstoffminderung im Städtebau“	N	D		laufend				x					
Investitionserleichterungs- und Wohnbaulandgesetz	N	R	Gesetz zur Erleichterung von Investitionen und der Ausweisung und Bereitstellung von Wohnbauland.	seit 22.04.1993				x					
5. Novelle der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI)	N	R E	Erstmalige Berücksichtigung von Energieeffizienz in Honorartabelle. Service muß die pflichtmäßig zu erfüllenden Vertragsverpflichtungen übersteigen. Gebührenanreiz für Serviceausbau CO ₂ -Reduktion, Energieeffizienz und EE.	seit 1.1.1996				x	x		x	x	
Bund-Länder-Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen	N	E	Zuschuss zu Investitionen von regional- und arbeitsmarktpolitischer Bedeutung. Gewerbliche Unternehmen (einschließlich Fremdenverkehrsgewerbe) in den Fördergebieten der Gemeinschaftsaufgabe (GA), die Güter herstellen oder Leistungen	laufend		x							

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Wirtschaftsstruktur“			erbringen, die überwiegend überregional abgesetzt werden.											
Deutsches Umweltzeichen „Blauer Engel“	N	I	Konsumentenaufmerksamkeit für energieeffiziente, ressourcenschonende Produkte wecken; ähnlich zu neuem „European Ecolabel“.	seit 1977	x	x	x	x	x	x				
Joint-Implementation-Koordinierungsstelle	N	O	Nationaler Ansprechpartner für Projekte im Rahmen der im Kyoto Protokoll als Teil der flexiblen Mechanismen verankerten CDM und JI.	seit 2002		x								
AIJ-Projekte	N	E	Pilotphase: Activities Implemented Jointly-	bis 2003										
AIJ-Forschung	N	D		laufend		x								
Forschung und technische Weiterentwicklung der Kraftwerks- und Feuerungstechnik	N	D	Insbesondere zur umweltfreundlichen Nutzung von Kohle.	laufend			x					x		
F&E zur Nutzung der Solartechnik	N	D		laufend		x							x	
F&E zu Sekundärenergiesystemen	N	D	Sekundärenergiesysteme, die im Systemverbund mit erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen sollen.	laufend			x					x	x	
F&E zu Gas- und Dampfturbinenkraftwerken	N	D		laufend			x					x		
Fachprogramm Umweltforschung und -technologie	N	D		laufend		x								

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
F&E zur rationellen Energieverwendung	N	D		1995-1998			x				x		
4. Energieforschungsprogramm	N	D	2002 stehen im Haushalt des BMWi für die nicht-nukleare Energieforschung 132,9 Mio. € zur Verfügung (einschließlich Mitteln aus dem Zukunfts-Investitionsprogramm (ZIP)).	laufend			x				x	x	
Energieforschung und Energietechnik/-technologien	N	D	Fachprogramm zur Förderung verbesserter Technologien der rationellen Nutzung und Bereitstellung von Energien (nachhaltige Umweltverträglichkeit, d.h. CO ₂ -reduzierte und kostengünstige Deckung des zukünftigen Energiebedarfs).	laufend	x	x	x				x		
F&E zur Nutzung erneuerbarer Energien	N	D		laufend								x	
100- bzw. 250-MW-Wind-Programm	N	E	Programm zur Förderung der Erprobung von Windenergieanlagen. Mehrjähriges Großexperiment, um Windenergie in energie-wirtschaftlicher Größenordnung zu erproben. Leistungsklasse größer 1 MW vorrangig bezuschusst. Betriebskostenzuschuss oder Investitionskostenzuschuss. Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT).	24.5.1989, geändert am 13.2.1991 und 29.12.1993 (250MW) bis 1995				x			x		
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Agrarbereich für Umweltschutz (FER-BMVEL)	N	D	Zuschuss zu Kosten des Projektes mit Regelfördersatz bis zu 25 %, bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen bis max. 50 %. Von BMVEL 100 % finanzierte wissenschaftliche Betreuung. Zuwendungsfähige Ausgaben sind u.a. AK für Wirtschaftsgüter, projektspezifische Betriebskosten. Unterstützt werden Vorhaben zur Erhaltung und Entwicklung natürlicher Ressourcen, die Verringerung der Umweltbelastung, der Gewässerschutz, die Einführung neuer Technologien der Energieeinsparung und Energiegewinnung in der agrarwirtschaftlichen Praxis (vorwett-	laufend									x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
			bewerbliche Entwicklung). Antragsberechtigt: Natürliche und juristische Personen mit Sitz und Geschäftsbetrieb in Deutschland, außer bei vollständiger Finanzierung durch die Landesebene.										
Nukleare Energieforschung/ Reaktorsicherheitsforschung	N	D		laufend							x		
Kernfusionsforschung	N	D		laufend							x		
Geowissenschaften	N	D	Fachprogramm zur Erforschung des „Systems Erde“, mit Schwerpunkt auf Geothermie. Nicht rückzahlbarer Zuschuß.	laufend				x			x		
Anhebung der Wirkungsgrade von Nebenaggregaten	N	D	Effizienzverbesserungen von Herstellungsverfahren zur Einsparung von Strom durch Einbau oder Austausch/Einbau effizient arbeitender Nebenaggregate (Antriebe, Pumpen, Lüfter, Verdichter etc.).	laufend		x							
Mobilitätsforschung	N	D		laufend						x			
Forschungsprogramm Stadtverkehr (FOPS)	N	D		laufend						x			
Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)	N	R	Umsetzung der EU-Richtlinie Gas. Stärkung des Wettbewerbs im Gas- und Strommarkt, u.a. mittels neuem Sofortvollzugsrecht für das Kartellamt. Ziel: effiziente Energieerzeugung, angemessene Preise und Innovation.	Gesetzesentwurf vom 17.12.2002			x						
Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)	N	R	EVUs mit allgemeiner Anschluß- und Versorgungspflicht nach § 6 des EWG haben für die Versorgung in Niederspannung allgemeine Tarife anzubieten, die u.a. den Erfordernissen einer	seit 1989, geändert				x					

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
			rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität, der Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung genügen.	2001										
Novelle der Wärmeschutzverordnung (WSchV)	N		WSchV von 1977, 1982. Energiesparender Wärmeschutz bei Gebäuden, v.a. durch Wärmedämmung. Max. zulässiger Jahres-Heizwärmebedarf. Seit 1.2.2002 abgelöst durch EnEV.	1. 1.1995 bis 31.1. 2002	x	x	x		x	x				
Novelle der Heizungsanlagen-Verordnung (HeizAnIV)	N	R	Betrifft Boiler und sanitäre Warmwasserproduktion mit einem Output >4kW, wenn neu installiert in Gebäuden oder ersetzt, erweitert oder geändert (HeizAnIV 1978, 1. Novelle 1982). Umsetzung der EU-RL zu neuen Warmwasser-Boilern (Directive 92/42/EEC): Anforderungen an min. Effizienz von öl- oder gasbetriebenen Boilern zu Heißzwecken von Gebäuden, Leistung zw. 4 und 400 kW. Ab 1.1. müssen neue Boiler das CE Zeichen tragen (für Niedrigtemperatur-Boiler oder Gaskondensations-Boiler). Ablösung der HeizAnIV ab dem 1.2.2002 durch die EnEV.	6/1994-31.1. 2002	x	x	x		x	x				
Fördergebietsgesetz gemäß dem Steueränderungsgesetz 1991 vom 24.06.1991 und dem Standortsicherungsgesetz vom 13.09.1993	N	E	Gesetz über Sonderabschreibungen und Abzugsbeträge im Fördergebiet (NBL und Berlin): Steuerpflichtige können für best. Investitionen vor max. 1999 Sonderabschreibungen oder Gewinnabzüge vornehmen oder Rücklagen bilden.	läuft aus					x	x				
Gewerbeabfall-Verordnung - Verordnung über die Entsorgung von gewerblichen Siedlungsabfällen und von bestimmten Bau- und	N	R	Erhöhte Anforderungen an die Verwertung von gewerblichen Siedlungsabfällen und von bestimmten Bau- und Abbruchabfällen. Vorbehandlungsanlagen müssen eine Verwertungsquote von mindestens 85 % erreichen.	seit 1.1.2003	x	x		x	x					x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Abbruchabfällen (GewAbfV)													
Novelle der Altölverordnung	N	R	Vorrangregelung der Ölaufarbeitung, d.h. stoffliche Verwertung von Altöl zu Basisöl (z.B. für Schmierstoffe).	seit 1.3.2002			x	x					
Verpackungsverordnung - Verordnung über die Vermeidung und Verwertung von Verpackungsabfällen (VerpackV)	N	R	Regelt Rücknahme-, Pfanderhebungs- und Verwertungspflichten; Herstellen, Inverkehrbringen und Kennzeichnen von Verpackungen.	seit 8/1998	x	x	x	x	x				
Energieverbrauchs-Kennzeichnungsgesetz (EnVKG)	N	I	Ersetzt Gesetz von 1997. Gesetzliche Grundlage für Umsetzung der EU-RL zur Energieverbrauchskennzeichnung und Energieeffizienzanforderungen an Geräte und Autos (92/75/EEC, 96/57/EC, 1999/94/EC, 2000/55/EC). Verkehr: für alle Neuwagen muss Treibstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen angegeben werden.	seit 2002				x	x	x			
Energieverbrauchs-Kennzeichnungs-VO (EnVKV)	N	I	Umsetzung der EU-RL 92/75/EEC: Kühl- und Gefrierschränke, Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler. Seit 1999 auch Lampen.	seit 1.1.1998, ergänzt 1999					x				
Energieverbrauchs-höchstwerte-VO	J	R	Umsetzung der EU-RL 96/57/EC. Beschränkung des Verkaufs von Kühl- und Gefrierschränken mittels Maximalwert aus Annex I der EU-RL. Verpflichtet Hersteller. CE Label.	seit 9/1999				x	x				
Bundes-Immissionschutzgesetz (Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwir-	N	R	Enthält für die wesentlichen schadstoffemittierenden Bereiche (Industrie, Kleingewerbe, Haushalte, Verkehr) bundeseinheitliche Regelungen und bildet damit ein Kernstück des Umweltrechts. Verfolgt die Emissionsbegrenzung über Maßnahmen zum anlagenbezogenen (genehmigungs- und nicht genehmigungsbedürftigen) Immissionsschutz, produktbezogenen sowie gebietsbezo-	seit 3/1974, aktuellste Novellierung	x	x	x	x	x	x	x		

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
kungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge, BImSchG)			genen Immissionsschutz. Ermächtigt zum Erlass von Rechtsverordnungen und Verwaltungsvorschriften mit Detailregelungen zur Schadstoffminderung.	9/2002										
Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - Erste Verordnung zur Durchführung des BImSchG (1. BImSchV), früher Kleifeuerungsanlagenverordnung	J	R	Begrenzt die Emissionen von nicht genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen (FA) mit einer Feuerungswärmeleistung für den Einsatz von festen Brennstoffen bis weniger als 1 MW, FA für Öl (Heizöl EL, Methanol, Ethanol, Pflanzenöle und -methylester) mit einer Leistung von 5 bis weniger als 20 MW und FA für Gas (öffentliche Versorgung, naturbelassenes Erdgas, Flüssiggas und Wasserstoff) von 10 bis weniger als 20 MW durch anlagen- und brennstoffbezogene Anforderungen. Max. Wärmeverlust nach Kapazität: 4 - 25 kW 11 %, 25 - 50 kW 10 %, > 50 kW 9 %.	15.7. 1988, zuletzt ergänzt 2001	x	x	x	x	x	x		x	x	x
Verordnung über den Schwefelgehalt bestimmter flüssiger Kraft- oder Brennstoffe - Dritte Verordnung zur Durchführung des BImSchG (3. BImSchV)	N	R	Leichtes Heizöl und Gasöl für den Seeverkehr: Gehalt an Schwefelverbindungen, berechnet als Schwefel, von max. 0,20 Massenhundertteile, ab 1.1.2008 max. 0,10 Massenhundertteile; schweres Heizöl: ab 1.1.2003 1,00 Massenhundertteile, Dieseldiesellost: max. 350 mg/kg, ab 1.1.2005 max. 50 mg/kg; Dieseldiesellost für Binnenschifffahrt: max. 0,2 Massenhundertteile bis 31.12.2007, ab 1.1.2008 max. 0,1 Massenhundertteile.	seit 24.6. 2002	x	x	x	x	x	x	x	x		x
Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. VO zur Durchführung des BImSchG	N	R	Legt anhand eines abschließenden Anlagenkatalogs fest, welche Anlagen nach BImSchG genehmigungsbedürftig sind (Anhang).	Fassung vom 14.3. 1997, zuletzt	x	x	x	x	x	x		x	x	x

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
(4. BImSchV)				geändert 2.5.2002									
Erneuerbare Energien Gesetz - Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)	J	R E	Verpflichtung der Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE (Wasserkraft, Windkraft, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse) an ihr Netz anzuschließen, deren Strom vorrangig abzunehmen und Mindestvergütungen zu zahlen (feste, von Strompreisen unabhängige Beträge, unter Berücksichtigung technikspezifischer Differenzierungen, Begrenzungen und Degressionen). Bundesweite Ausgleichsregelung. Nicht erfasst: Strom 1. aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW oder aus Anlagen, in denen Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit installierter elektrischer Leistung über 20 MW; 2. aus Anlagen, die zu über 25 % Deutschland oder Bundesland gehören, 3. aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW. Soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen, beträgt Leistungsgrenze 100 kW. Bis Anfang 2000 galt für Stromerzeugung aus EE Stromspeisungsgesetz von 1990 (geändert 1994/1998).	seit 1.4.2000, geändert 7/2002 (Novellierung in 2004 in Matrix nicht berücksichtigt, aber relevant für NP, siehe Kapitel 4.5 und 4.6)	x	x	x	x			x	x	
Biomasseverordnung (BiomasseV) - VO über die Erzeugung von Strom aus Biomasse	J	R E	Regelungen zur Art der Biomasse im Sinne des EEG, zu technischen Verfahren der Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne des EEG und bezüglich Umweltauforderungen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse. Vergütung geregelt im EEG (kapazitätsabhängig 8,7-10,23 c/kWh).	seit 6/2001	x	x	x	x			x	x	x
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz: Gesetz für die	J	R E	Schützt bestehende KWK-Anlagen, fördert deren Modernisierung und unterstützt Ausbau von Brennstoffzellen- und kleinen KWK-Anlagen (auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Biomasse)	1.4. 2002- 31.12.	x	x	x	x	x		x	x	

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der KWK			se, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen). Verpflichtung der Netzbetreiber, aufgeführte KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und KWK-Strom abzunehmen. Dafür ist der zwischen Betreiber der KWK-Anlagen und dem Netzbetreiber vereinbarte Preis sowie ein im KWK-Zuschlag (in Abhängigkeit vom Anlagentypus) zu entrichten: 1. Alte Bestandsanlagen: 1,53 c/kWh in 2002 und 2003, 1,38 c/kWh in 2004 und 2005, 0,97 c/kWh in 2006. 2. Neue Bestandsanlagen: 1,53 c/kWh in 2002 und 2003, 1,38 c/kWh in 2004 und 2005, 1,23 c/kWh in 2006 und 2007, 0,82 c/kWh in 2008, 0,56 c/kWh in 2009. 3. Modernisierte Anlagen ab Aufnahme des Dauerbetriebs als modernisierte Anlage: 1,74 c/kWh in 2002, 2003 und 2004, 1,69 c/kWh in 2005 und 2006, 1,64 c/kWh in 2007 und 2008, 1,59 c/kWh in 2009 und 2010. 4. Kleine KWK-Anlagen (bis 2 MW): 2,56 c/kWh in 2002 und 2003, 2,40 c/kWh in 2004 und 2005, 2,25 c/kWh in 2006 und 2007, 2,10 c/kWh in 2008 und 2009, 1,94 c/kWh in 2010. Kleine KWK-Anlagen bis einschließlich 50 kW, die bis zum 31.12.2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind: 5,11c/kWh für zehn Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs. (5) Brennstoffzellen-Anlagen (nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2): 5,11 c/kWh für zehn Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs. Belastungsausgleich für Netzbetreiber (§ 9). Ersetzt Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus KWK vom 24.03.2000. Nach EEG vergüteter KWK-Strom fällt nicht in Anwendungsbereich dieses Gesetzes.	2010										
Selbstverpflichtung der Wirtschaft zur Förderung der KWK (Vereinbarung zw. BReg und dt. Wirtschaft zur Minderung der CO ₂ -Emissionen und	N	V	SV der Wirtschaft zur Förderung der KWK (Basis: Senkung der CO ₂ -Emissionen um insgesamt 45 Mio. t bis 2010; davon möglichst 23 Mio.t/a mittels KWK (bis 2005: 10 Mio. t CO ₂), mindestens aber 20 Mio. t/a durch KWK (Basis: 1998; flankiert durch KWK-Gesetz; ferner Förderung des Zubaus von BHKW bis 2 MWel und Förderung der Markteinführung von Brennstoffzellen).	laufend seit 4.7. 2001		x	x		x					

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000).													
Verbändevereinbarung zwischen VDEW und VIK	N	V	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) regeln Vergütung der mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Elektrizität („Kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft“).	seit 1998			x						
Energieeinsparungsgesetz (EnEG) - Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden	N	R	Auflagen zur Energieeinsparung bei Gebäuden: Anforderungen u.a. an Wirkungsgrad, Auslegung und Leistungsaufteilung der Wärmeerzeuger, Ausbildung interner Verteilungsnetze, Begrenzung der Brauchwassertemperatur, Einrichtungen der Regelung und Steuerung der Wärmeversorgungssysteme, Einsatz von Wärmerückgewinnungsanlagen, messtechnische Ausstattung zur Verbrauchserfassung.	vom 22.7. 1976, geändert am 10.11. 2001	x	x		x	x				
Energieeinsparverordnung (EnEV) - Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden	J	R	Zusammenfassung und Verschärfung bisher geltender Anforderungen der WSchV und der HeizAnlV mit dem Ziel einer Reduktion des Energiebedarfs der Neubauten um 30 % sowie der Erschließung von Einsparpotenzialen im Gebäudebestand. Anhang 1: Anforderungen an zu errichtende Gebäude mit normalen Innentemperaturen (zu § 3), Anhang 2: Anforderungen an zu errichtende Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen (zu § 4), Anhang 3: Anforderungen bei Änderung von Außenbauteilen bestehender Gebäude (zu § 8 Abs. 1) und bei Errichtung von Gebäuden mit geringem Volumen (§ 7), Anhang 4: Anforderungen an die Dichtheit und den Mindestluftwechsel (zu § 5), Anhang 5: Anforderungen zur Begrenzung der Wärmeabgabe von Wärmeverteilungs- und Warmwasserleitungen sowie Armaturen (zu § 12 Abs. 5).	seit 1.2. 2002	x	x	x	x	x				

Maßnahmen zur CO ₂ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
Gesetz zum Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Kyoto Protokoll)	J	R	Dem in New York am 29.4.1998 von der Bundesrepublik Deutschland unterzeichneten Protokoll von Kyoto vom 11.12.1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (BGBl. 1993 II S. 1783) wird zugestimmt.	vom 27.4. 2002		x								
Nationales Klimaschutzprogramm Beschluss der Bundesregierung sowie flankierende Vereinbarungen, Programme o.ä. zum Klimaschutz bzw. zur CO ₂ -Reduzierung	J/ N	O	Enthält die rechtlich bindende Verpflichtung, entsprechend der EU-Lastenverteilung die Emissionen der sechs THG des Kyoto Protokolls von 2008-2012 gegenüber 1990 um 21 % zu mindern. Neben diesem Emissionsminderungsziel verschiedene technologie- und energieträgerbezogene Ziele, insbesondere Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien bis 2010 gegenüber 2000 und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung mit dem Ziel, die CO ₂ -Emissionen zusätzlich um 10 Mio. t bis 2005 und um 23 Mio. t, mindestens jedoch um 20 Mio. t, bis 2010 zu senken. Umfasst 64 Einzelmaßnahmen. Im Jahre 2003 ist dem Bundeskabinett ein erneuter Bericht „CO ₂ -Reduktion“ vorzulegen in dem Zwischenbilanz über den erreichten Stand gezogen werden soll und ggf. weitere bzw. modifizierte Maßnahmen vorgeschlagen werden sollen. Integrierte klimaschutzpolitische Maßnahmen, wie flankierende Vereinbarungen oder Programme zum Klimaschutz bzw. zur CO ₂ -Reduzierung, tragen indirekt auch zu einer Verminderung der Schadstoffe SO ₂ und NO _x bei.	vom 18.10. 2000	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von BMU (2002), Bundesregierung (2000b, S. 69 ff. und 2002a), DIW et al. (2002) und Kievernagel (2002) (Stand 2003)

Teil 2: Politiken und Maßnahmen zur Reduktion der CH₄-Emissionen

Maßnahmen zur CH ₄ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Grubengasnutzung	N	D	Verstärkte Nutzung von Grubengas, das bei der Förderung von Steinkohle zwangsläufig anfällt, durch Erhöhung des Anteils des energetisch verwerteten Methans bei der Grubengasabsaugung von 70 % auf 78 %. Ziel d. Wirtschaft: Vermeidung von CH ₄ -Emissionen, Substitution von fossilen Energieträgern.	Seit 1993							x		
Verminderung der Methanverluste bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas	N	D	Optimierung der technischen Prozesse bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas (Wirtschaft).	laufend							x		
Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge II	N	V	Fortschreibung der SV der dt. Wirtschaft von 1996 zur Emissionsreduktion: Minderung CO ₂ bis 2005 28 % (vorher 25 %); Minderung der Kyoto-Gase bis 2012 um 35 % (vorher 21 % bis 2008/2012) im Vergleich zu 1990.	seit 9.11. 2000		x	x	x	x			x	
Ausweitung des ökologischen Landbaus	N	F	Förderung des ökologischen Landbaus als besonders ressourcenschonende und umweltverträgliche Wirtschaftsweise. Ziel: Verminderung der Emissionen von CO ₂ , CH ₄ und N ₂ O.	laufend									x
Verbesserung der stofflichen Verwertung in der Tierhaltung zur Minderung von Methan-Emissionen	J	R I	Die im Bereich der Tierhaltung vorhandenen Potenziale zur Biogasgewinnung sollen verstärkt ausgeschöpft werden; hierzu trägt u.a. die Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes bei.	laufend									x
Technische Anleitung Siedlungsabfall - TA zur Verwer-	J	R	Dient Vollzugsbehörden als Prüfungs- und Entscheidungsgrundlage für Abfallentsorgungsanlagen. Vermeidung der Entwicklung von Deponiegas bei neuen Anlagen, weitgehendes Auffangen	seit 1.6.1993				x					x

Maßnahmen zur CH ₄ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
tung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von Siedlungsabfällen (3. Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz)			von Deponiegas und energetische Nutzung bei Altanlagen der Abfalldeponierung.										
Ablagerungsverordnung - Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen (AbfAbIV, Ergänzung der Technischen Anleitung Siedlungsabfall von 1993)	J	R	Verbot der Ablagerung unbehandelter Abfälle aus Haushalten und Gewerbe ab 1.6.2005. Klimarelevanter Effekt: Vermeidung der Entwicklung von Deponiegas bei neuen Anlagen, weitgehendes Auffangen von Deponiegas und energetische Nutzung bei Altanlagen der Abfalldeponierung.	seit 1.3.2001				x				x	
Technische Anleitung Abfall, Teil 1 - Technische Anleitung zur Lagerung, chemisch/ physikalischen, biologischen Behandlung, Verbrennung und Ablagerung von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen	J/ N	R	Anforderungen an die Verwertung und sonstige Entsorgung von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen nach dem Stand der Technik. Vermeidung des biologischen Abbaus der organischen Anteile im Sondermüll.	seit 1.4.1991				x					

Maßnahmen zur CH ₄ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind. E P	G H D	H	V S	E N	E E	L F
Altholz-Verordnung - Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz (AltholzV)	J	R	Anforderungen an die stoffliche und energetische Verwertung sowie die Beseitigung von Altholz.	seit Frühjahr 2003	x		x	x					
Deponieverordnung (DepV) - Verordnung über Depo- nien und Langzeit- lager, Ergänzung der TA Abfall, Teil 1 (1991)	J	R	Vermeidung des biologischen Abbaus der organischen Anteile im Sondermüll.	seit 1.8.2002				x				x	
Forschung zur thermischen Abfall- behandlung	N	D		laufend									
Marktanreizpro- gramme für EE (MAP)	J	F	Zuschüsse bzw. Darlehen mit Teilschulderlass: Solarkollektor- anlagen, hand- und automatisch beschickte Anlagen zur Verfeue- rung fester Biomasse, Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen bis 500 kW, Wärmepumpen, die mit Strom aus EE betrieben wer- den, Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden (Wärme- schutz, Wohnungslüftung, Heizanlagenmodernisierung) in Kombination mit Solaranlagen und Wärmepumpen, Geothermie- anlagen und Photovoltaik in Schulen. Antragsberechtigt: Privat- personen, freiberuflich Tätige, KMU (max. 250 Mitarbeiter, max. 40 Mio. € Umsatz, 100 % Privatbesitz) und Energiedienstleister (Kontraktoren). Bei Photovoltaikanlagen Träger von Schulen (Ausnahme: Grundschulen). Jährliches Mittelvolumen von 100 Mio. € (2002: 200 Mio. €). Bis zu 20 % der Investitionskosten.	9/1999 bis 15.10. 2003	x	x		x					
Biomasseverord-	J	R	Regelungen zur Art der Biomasse im Sinne des EEG, zu techni-	seit	x	x	x	x	x			x	x

Maßnahmen zur CH ₄ -Minderung	N P	T	Erläuterung	Status	K M U	C	Ind.		G H D	H	V S	E N	E E	L F
							E	P						
nung (BiomasseV) - VO über die Erzeugung von Strom aus Biomasse		F	schon Verfahren der Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne des EEG und bezüglich Umwelanforderungen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse. Vergütung geregelt im EEG (kapazitätsabhängig 8,7-10,23 c/kWh.	6/2001										
Erneuerbare Energien Gesetz - Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)	J	R F	Verpflichtung der Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE (Wasserkraft, Windkraft, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse) an ihr Netz anzuschließen, deren Strom vorrangig abzunehmen und Mindestvergütungen zu zahlen (feste, von Strompreisen unabhängige Beträge, unter Berücksichtigung technikspezifischer Differenzierungen, Begrenzungen und Degressionen). Bundesweite Ausgleichsregelung. Nicht erfasst: Strom 1. aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW oder aus Anlagen, in denen Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit installierter elektrischer Leistung über 20 MW; 2. aus Anlagen, die zu über 25 % Deutschland oder Bundesland gehören, 3. aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW. Soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen, beträgt Leistungsgrenze 100 kW. Bis Anfang 2000 galt für Stromerzeugung aus EE Stromspeisungsgesetz von 1990 (geändert 1994/1998).	seit 1.4.2000, geändert 11/2001 (Novellierung in 2004 in Matrix nicht berücksichtigt, aber relevant für NP, siehe Kapitel 4.5 und 4.6)	x	x	x		x				x	x
Düngemittelverordnung	J	R	Biogasnutzung in Güllebehandlungsanlagen, die primär zur Herstellung von Düngerprodukten für die bedarfsgerechte Stickstoffdüngung gebaut werden müssen.	seit 1.7.1996						x		x	x	x

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von BMU (2002), Bundesregierung (2000b, S. 69 ff. und 2002a), DIW et al. (2002) und Kievernagel (2002) (Stand 2003)

Anhang 2: *Policy Additionality* und Nationale Projekte

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
Energieverbrauchs-höchstwerte-Verordnung	R	Umsetzung der EU-RL 96/57/EC. Beschränkung des Verkaufs von Kühl- und Gefrierschränken mittels Maximalwert aus Annex I der EU-RL. Verpflichtet Hersteller. CE Label.	seit 9/1999
Energieeinsparverordnung (EnEV) - Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden	R	Zusammenfassung und Verschärfung bisher geltender Anforderungen der WSchV und der HeizAnIV mit dem Ziel einer Reduktion des Energiebedarfs der Neubauten um 30 % sowie der Erschließung von Einsparpotenzialen im Gebäudebestand. Anhang 1: Anforderungen an zu errichtende Gebäude mit normalen Innentemperaturen (zu § 3), Anhang 2: Anforderungen an zu errichtende Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen (zu § 4), Anhang 3: Anforderungen bei Änderung von Außenbauteilen bestehender Gebäude (zu § 8 Abs. 1) und bei Errichtung von Gebäuden mit geringem Volumen (§ 7), Anhang 4: Anforderungen an die Dichtheit und den Mindestluftwechsel (zu § 5), Anhang 5: Anforderungen zur Begrenzung der Wärmeabgabe von Wärmeverteilungs- und Warmwasserleitungen sowie Armaturen (zu § 12 Abs. 5).	seit 1.2.2002
<i>Biomasseverordnung (BiomasseV) - Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse</i>	R	<i>Regelungen zur Art der Biomasse im Sinne des EEG, zu technischen Verfahren der Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne des EEG und bezüglich Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse. Vergütung geregelt im EEG (kapazitätsabhängig 8,7-10,23 c/kWh) - CO₂ und CH₄.</i>	seit 6/2001
Gesetz zur ökologischen Steuerreform	E, F	Integration ökologischer Lenkungseffekte in das Steuersystem durch zusätzliche Besteuerung von Benzin, Diesel, Schweröl, Gas und Strom (mehrere Stufen bis 2003). Befreiungen (EE in eigenem Netz/Leitung, KWK, GuD) und Ermäßigungen (ÖPNV, produzierendes Gewerbe, Landwirtschaft, Behindertenwerkstätten, Nachtspeicherheizung, erdgasbetriebene Fahrzeuge).	laufend seit 1.4.1999
Einführung einer EU-weiten CO ₂ -/Energiesteuer	E	EU-RL-Vorschlag 04/2003.	geplant

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
EU-Emissionsrechtehandel	E	In der ersten Verpflichtungsperiode 2005-2007 für bestimmte Aktivitäten, Anlagen und Sektoren verpflichtender EU-ERH mit CO ₂ . Danach je fünfjährige Verpflichtungsperioden.	ab 2005
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der KWK (KWKG)	E, R	Schützt bestehende KWK-Anlagen, fördert deren Modernisierung und unterstützt Ausbau von Brennstoffzellen- und kleinen KWK-Anlagen (auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen). Verpflichtung der Netzbetreiber, aufgeführte KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und KWK-Strom abzunehmen. Dafür ist der zwischen Betreiber der KWK-Anlagen und dem Netzbetreiber vereinbarte Preis sowie ein im KWK-Zuschlag (in Abhängigkeit vom Anlagentypus) zu entrichten: 1. Alte Bestandsanlagen: 1,53 c/kWh in 2002 und 2003, 1,38 c/kWh in 2004 und 2005, 0,97 c/kWh in 2006. 2. Neue Bestandsanlagen: 1,53 c/kWh in 2002 und 2003, 1,38 c/kWh in 2004 und 2005, 1,23 c/kWh in 2006 und 2007, 0,82 c/kWh in 2008, 0,56 c/kWh in 2009. 3. Modernisierte Anlagen ab Aufnahme des Dauerbetriebs als modernisierte Anlage: 1,74 c/kWh in 2002, 2003 und 2004, 1,69 c/kWh in 2005 und 2006, 1,64 c/kWh in 2007 und 2008, 1,59 c/kWh in 2009 und 2010. 4. Kleine KWK-Anlagen (bis 2 MW): 2,56 c/kWh in 2002 und 2003, 2,40 c/kWh in 2004 und 2005, 2,25 c/kWh in 2006 und 2007, 2,10 c/kWh in 2008 und 2009, 1,94 c/kWh in 2010. Kleine KWK-Anlagen bis einschließlich 50 kW, die bis zum 31.12.2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind: 5,11c/kWh für zehn Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs. (5) Brennstoffzellen-Anlagen (nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2): 5,11 c/kWh für zehn Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs. Belastungsausgleich für Netzbetreiber (§ 9). Ersetzt Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus KWK vom 24.03.2000. Nach EEG vergüteter KWK-Strom fällt nicht in Anwendungsbereich dieses Gesetzes.	1.4.2002-31.12.2010 bzw. 2015
Erneuerbare Energien Gesetz - Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)	E, R	Verpflichtung der Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE (Wasserkraft, Windkraft, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse) an ihr Netz anzuschließen, deren Strom vorrangig abzunehmen und Mindestvergütungen zu zahlen (feste, von Strompreisen unabhängige Beträge, unter Berücksichtigung technikspezifischer Differenzierungen, Begrenzungen und Degressionen). Bundesweite Ausgleichsrege-	seit 1.4.2000, geändert 7/2002, (2004 Novellierung in Matrix nicht

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
		lung. Nicht erfasst: Strom 1. aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW oder aus Anlagen, in denen Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit installierter elektrischer Leistung über 20 MW; 2. aus Anlagen, die zu über 25 % Deutschland oder Bundesland gehören, 3. aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit installierter elektrischer Leistung über 5 MW. Soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen, beträgt Leistungsgrenze 100 kW. Bis Anfang 2000 galt für Stromerzeugung aus EE Stromeinspeisungsgesetz von 1990 (geändert 1994/1998) - CO ₂ und CH ₄ .	berücksichtigt, aber relevant für NP, siehe Kapitel 4.5 und 4.6)
Emissionsbezogene Kfz-Steuer für schwere Nutzfahrzeuge	E		seit 1.4.1994
Emissionsbezogene Kfz-Steuer für Pkw	E	Förderung verbrauchsarmer Pkw (Durchschnittsverbrauch 5 l oder weniger (120g/km CO ₂)).	1.7.1997-2005
Autobahnbenutzungsgebühr für Lastkraftwagen	E	Strecken- und emissionsbezogene Lkw-Maut auf Bundesautobahnen. Mautsätze für LKW ab 12 t zwischen 0,09 € und 0,14 € je km.	geplant ab 2.11.2003
KfW-CO ₂ -Minderungsprogramm	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung für Maßnahmen an selbstgenutzten oder vermieteten Wohngebäuden sowie Bau von Energiesparhäusern (Jahres-Primärenergiebedarf nicht mehr als 60 bzw. 40 kWh/m ²). Einbezogen sind Wärmepumpen, Biomasse- und Biogas-Anlagen, geothermische Anlagen, Wärmetauscher, solarthermische Anlagen, Photovoltaikanlagen. Finanzierung bis zu 100 %. Max. 5 Mio. €, max. 30.000/50.000 € pro Einheit für 40/60 Energiesparhäuser. Max. Laufzeit 20 a. Max. 3 a tilgungsfrei. Kumulierung mit anderen Programmen möglich. Auszahlung von 96 %. Antragsberechtigt: Träger der Maßnahmen.	seit 1996/2000, laufend
KfW-CO ₂ -	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung von CO ₂ - und Energieeinsparung im Altbau (bis 1978	2/2001-2005

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
Gebäudesanierungsprogramm		fertiggestellt). Voraussetzung: Energieeinsparung von mind. 40 kg CO ₂ /m ² und a, Nutzung v. EE wie Erdwärmetauscher, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und im MAP genannten Anlagen. Förderung: bis 100 % der Investitionskosten einschließl. NK, max. 250 €/m ² Wohnfläche. Max. 20 a Laufzeit. 1-3 a tilgungsfrei. Kumulierbar mit anderen KfW-Krediten. Ergänzung seit 5/2003: energetische Sanierung (Primärenergiebedarf wie bei Neubauten nach EnEV): Teilschulderlaß von 20 % der Darlehenssumme; Einzelmaßnahmenförderung: Austausch von Heizungen (Gas-, Öl- und Kohleeinzelöfen, Kohlezentral-, Nachtspeicherheizungen), Ersatz alter Standardkessel durch Brennwertkessel in Kombination mit Solarkollektoranlagen; Errichtung/Ersterwerb von KfW-Energiesparhäusern 40 (Jahresprimärenergiebedarf max. 40 kWh/m ²) einschließlich Passivhäusern (Energiesparhaus 60 im KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung); verbesserte Förderung (im Maßnahmenpaket 4) für jährliche CO ₂ -Einsparung zwischen 30 und 35 kg/m ² bzw. zwischen 35 und 40 kg/m ² Gebäudenutzfläche. Antragsberechtigt: Träger der Maßnahmen.	
Förderung des sozialen Wohnungsbaus	F	Jährliche Bundesmittel für sozialen Wohnungsbau der Länder, seit 1994 in Gesamtdeutschland auch für Modernisierung und Renovierung bestehender Gebäude, v.a. Energiespar- und CO ₂ -Reduktionsmaßnahmen.	seit 1/1994
<i>Marktanreizprogramm für EE (MAP)</i>	<i>F</i>	<i>Zuschüsse bzw. Darlehen mit Teilschulderlass: Solarkollektoranlagen, hand- und automatisch beschickte Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen bis 500 kW, Wärmepumpen, die mit Strom aus erneuerbarer Energie betrieben werden, Maßnahmen zur Energieeinsparung an Gebäuden (Wärmeschutz, Wohnungslüftung, Heizanlagenmodernisierung) in Kombination mit Solaranlagen und Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Photovoltaik in Schulen. Antragsberechtigt: Privatpersonen, freiberuflich Tätige, KMU (max. 250 Mitarbeiter, max. 40 Mio. € Umsatz, 100 % Privatbesitz) und Energiedienstleister (Kontraktoren). Bei Photovoltaikanlagen Träger von Schulen (Ausnahme: Grundschulen). Jährliches Mittelvolumen von 100 Mio. € (2002: 200 Mio. €). Bis zu 20 % der Investitionskosten - CO₂ und CH₄.</i>	<i>9/1999 bis 15.10.2003</i>
100.000-Dächer-	F	Zinsverbilligte Kredite für Photovoltaikanlagen (Errichtung, Erweiterung) ab 1 kWp. Insgesamt	1999-2003

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
Solarstrom-Programm (HTDP)		bis 2003 (ursprünglich bis 2004) 300 MW. Antragsberechtigt: Privatpersonen, freiberuflich Tätige sowie gewerbliche KMU nach EU-Definition, gewerblichen Unternehmen mit weniger als 25 % direkt oder indirekter Beteiligung juristischer Personen des öffentlichen Rechts. Die Unternehmen müssen sich nicht mehr zu 100 % im Privatbesitz befinden. Nicht antragsberechtigt: Hersteller von Photovoltaikanlagen oder deren Komponenten, Antragsteller, die an oder an denen Hersteller zu 25 % oder mehr direkt oder indirekt beteiligt sind, juristische Personen des öffentlichen Rechts. Laufzeit von bis zu 10 Jahren. Finanzierungsanteil ist bis 5 kW auf 6.230 € je kWp begrenzt; der darüber hinausgehende Leistungsanteil auf 3.115 € je kWp. Kredithöchstbetrag: i.d.R. maximal 500.000 €.	
KfW-Sonderprogramm Photovoltaik	F	Zinsverbilligte Kredite für Photovoltaik-Anlagen (soll Antragsstau im HTDP beseitigen, Zinssatz aber ungünstiger).	laufend
KfW-Infrastrukturprogramm	F	Zinsgünstige, langfristige Finanzierung kommunaler Infrastrukturmaßnahmen, z.B. Wasser, Abfall, Verkehrsinfrastruktur, aber auch Energieeinsparung, Umstellung auf umweltfreundliche Energieträger, Sanierung bestehender Fernwärmenetze. Max. 50/75 % des Kreditbedarfs, max. 20/30 Jahre Laufzeit, Kredithöchstbetrag für durchgeleiteten Kredit 5 Mio. €.	2003-2004 (derzeitige Periode)
DBU-Förderleitlinien von 2001	F	Zweckgebundener, nicht rückzahlbarer Zuschuss je nach Projekt und Antragsteller. Immer Eigenanteil. F&E und Innovation im Bereich umwelt- und gesundheitsfreundlicher Verfahren und Produkte unter besonderer Berücksichtigung von KMUs; Vermittlung und Austausch von Wissen über die Umwelt zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und anderen öffentlichen oder privaten Stellen; innerdeutsche Kooperationsprojekte in der Anwendung von Umwelttechnik vorwiegend durch mittelständische Unternehmen einschließlich Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen; Bewahrung und Sicherung national wertvoller Kulturgüter im Hinblick auf schädliche Umwelteinflüsse (Modellvorhaben).	laufend
DtA-ERP-Umwelt- und Energiespar-	F	Zinsgünstiges Darlehen für Umweltvorhaben (Abwasserreinigung, Abwassereinsparung, Gewässer- und Bodenschutz, Abfallverwertung, Abfallbeseitigung, Luftreinhaltung, Energie-	seit 1995

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
programm		einsparung, rationelle Energieverwendung, Nutzung EE). Maximale Laufzeit 10 bis 20 Jahre (Unterscheidung alte-neue Bundesländer). Höchstbetrag 500.000/ 1 Mio € bei 100%iger Auszahlung. Antragsberechtigt: private gewerbliche Unternehmen mit einem (konsolidierten) Jahresumsatz bis zu 250 Mio. € (insbesondere KMUs), ebenso freiberuflich Tätige (ohne Heilberufe).	
DtA-Umweltprogramm	F	Darlehen. Vorhaben zur dauerhaften Verringerung von Umweltbelastungen (wie ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm). Antragsberechtigt: Unternehmen, die in Biogas, Biomasse, Erdwärme, Photovoltaik, Solarthermie, Wasserkraft, Wärmepumpen investieren. Bis zu 75 % der Investitionssumme, max. 5 Mio €. Nominale Zinssätze abhängig von Laufzeit. Auszahlung von 96 %.	seit 1984
DtA-Umweltschutz-Bürgerschaftsprogramm	F	Unterstützung für gewerbliche KMU, die innovative umweltfreundliche Produkte entwickelt haben, bei Herstellung und Markteinführung. Darlehen aus zinsverbiligtetem Förderkredit zu ERP-Konditionen (bis zu 100 % der Investitionssumme, max. 500.000 €, Laufzeit bis zu 12 Jahre) und 80%ige Risikoübernahme für Investitionen und Anlaufkosten.	seit 1987
KfW-Umweltprogramm	F	Darlehen mit günstigem, festem Zinssatz zur wesentlichen Verbesserung der Umweltsituation. Darlehenshöchstbetrag i.d.R. 5 Mio. €, max. 66 % der Investitionskosten für Unternehmen mit Jahresumsatz bis 50 Mio. € (darüber max. 70 %). Kreditlaufzeit i.d.R. 10 Jahre.	seit 1984
Agrarinvestitionsförderungsprogramm (AFP)	F	Förderung von betrieblichen Investitionen, u.a. zur Verbesserung des Umweltschutzes, Energieeinsparung und -umstellung. Kleine Investitionen: 35 % Zuschuss (max. 17.500 €) bei förderungsfähigen Investitionsvolumen bis zu 50.000 €; alternativ Zinsverbilligung von max. 5 % für max. 10 a bei förderungsfähigen Investitionsvolumen bis zu 100.000 €. Große Investitionen: Zuschuss max. 10 % des förderungsfähigen Investitionsvolumens (max. 30.000 €); Zinsverbilligung von bis zu 5 % für max. 20 a für ein förderfähiges Investitionsvolumen von bis zu 1,25 Mio. € je Unternehmen, Erschließungskostenzuschuss bis zu 21.000 €, 5 % höhere Zinsverbilligung bei Junglandwirten (oder alternativ Zuschuss von max. 10.000 €). Antragsberechtigt: Unternehmen der Landwirtschaft.	seit 8.6.1998

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
Sonderkreditprogramm Landwirtschaft / Junge Landwirte	F	Zinsgünstige Darlehen bis 500.000 € für nachhaltige Existenzsicherung, Modernisierung und Rationalisierung, Verbesserung der Produktions- und Arbeitsbedingungen, Maßnahmen des Umwelt- und Tierschutzes sowie der Energieeinsparung. Auch Beteiligungsfinanzierungen und Nachfinanzierungen bereits geförderter Maßnahmen. Antragsberechtigt: Landwirtschaftliche Unternehmer, Fisch- und Forstwirte (Eigentümer oder Pächter), Gartenbauunternehmer (jeweils bis 40 Jahre). Kumulierbar. Auch Zinszuschüsse für Sonderkredit erlaubt.	laufend
„Intelligente Energie für Europa“	F	Mehrjähriges Förderprogramm. Förderung soll stärker auf die Bereiche „erneuerbare Energien“ und „Energieeffizienz“ konzentriert werden. Einführung zweier neuer Programmbestandteile zu „Energie im Verkehrswesen“ sowie zur „Förderung erneuerbarer Energiequellen und Energieeffizienz auf internationaler Ebene, v.a. in Entwicklungsländern“.	ab 2003
ALTENER (EU)	F	Förderung neuer und erneuerbarer Energien.	ab 2003
SAVE (EU)	F	Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz.	ab 2003
STEER (EU)	F	Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Diversifizierung von Kraftstoffen im Verkehrsbereich.	ab 2003
COOPENER (EU)	F	Projekte im Bereich der internationalen Zusammenarbeit, insbesondere Projekte in Entwicklungsländern zur Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz.	ab 2003
Europäische Investitionsbank (EIB)	F	Darlehen und Garantien. Umweltschutz: Abwasserprojekte; Verbesserung der Wasseraufbereitung und -verteilung; Herstellung oder Einbau von Ausrüstungen, die dem Umweltschutz oder der Verbesserung der Umweltbedingungen dienen, einschließlich Mess- und Kontrollsysteme; Maßnahmen der Abfallwirtschaft (Einsammeln, Bearbeitung oder Wiederverarbeitung von gasförmigem, flüssigem oder festem Abfall); Lärmschutzmaßnahmen; Stadtanierung; Rekultivierung von Industriebrachen; Verringerung der Luftverschmutzung; Schutz der Böden; Rationelle Energieverwendung: Gebrauch von Primär- und Sekundärenergie im Stadium der Ausbeutung, Umwandlung, des Transports, der Verteilung und des Endverbrauchs u. a. in den Bereichen Strom, Erdöl, Erdgas, Fernwärme, Herstellung oder Einbau von Ausrüstungen,	laufend

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
		die einen rationellen Einsatz von Energie fördern; Einsatz von alternativen Energiequellen. Max. 70 % (ABL)/ 90 % (NBL) des Investitionsvolumens, mit allen anderen öffentlichen Kreditmitteln ist eine 100%ige Finanzierung möglich.	
Biogene Treib- und Schmierstoffe	F	Nicht rückzahlbarer Zuschuss. Förderung von Erstausrüstung bzw. Umrüstung von Maschinen mit bzw. auf biologisch schnell abbaubare Schmierstoffe und Hydrauliköle auf Basis nachwachsender Rohstoffe (bis zu 100 % der durchschnittlichen Mehrausgaben); Errichtung von Eigenverbrauchstankstellen für Biodiesel oder Pflanzenöl (bis zu 50 % der Investitionskosten). Kumulation mit anderen öffentlichen Fördermitteln nicht zulässig. Antragsberechtigt: Unternehmen und Körperschaften des öffentlichen Rechts, die in umweltsensiblen Bereichen bzw. in der Land- und Forstwirtschaft tätig sind oder Maschinen für diese Bereiche herstellen bzw. vertreiben.	allg. RL vom 30.4.2003, davor div. RL
Förderprogramm nachwachsende Rohstoffe	F D	Nicht rückzahlbare Zuwendung für Aufbau von Produktlinien von der Erzeugung bis zur Verwendung nachwachsender Rohstoffe, Durchführung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zur Erschließung weiterer Verwendungsmöglichkeiten im Nichtnahrungsmittelsektor, Informationsvermittlung und Beratung, vor allem für Produzenten, Verarbeiter und Anwender nachwachsender Rohstoffe, Marketing und Öffentlichkeitsarbeit, biogene Rest- und Abfallstoffe, tierische Rohstoffe, Biogas u.a. aus Gülle und Reststoffen der Ernährungsindustrie. Natürliche und juristische Personen. Vorläuferprogramm 1996-2000.	seit 2001
Kraftfahrzeugsteuergesetz	R F	Durch eine emissionsbezogene Besteuerung von Pkw und Lkw über 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht trägt das Gesetz zur Minderung der Emissionen von NO _x und NMVOC bei. Steuerbefreiungen für Pkw der Abgasstufe Euro 4 und für besonders verbrauchsarme Pkw (3-Liter-Auto) sowie für Elektroautos.	Fassung vom 24.5.1994, zuletzt geändert am 19.6.2001
Steuervorteil für gasbetriebene Fahrzeuge	F	Steuerermäßigung im Rahmen der ökologischen Steuerreform.	2001-2009

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
Steuerbefreiung von reinen Biotreibstoffen z.B. Rapsmethylester (RME)	F	Änderung des Mineralölsteuergesetzes: befristet bis zum 31.12.2008 Biokraftstoffanteil in Mineralölen von der Mineralölsteuer befreit. Die Steuerbefreiung bzw. -ermäßigung gilt sowohl für den biogenen Anteil in Kraftstoffmischungen als auch für den reinen Einsatz von Biodiesel. Voraussetzung für Inkrafttreten: beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission sowie Zustimmung des Europäischen Rates nach Art. 8 Abs. 4 der Mineralölsteuerstrukturrichtlinie. BMF u.a. muss alle zwei Jahre, erstmals zum 31.3.2004, dem Bundestag einen Bericht über die Markteinführung der Biokraftstoffe und die Entwicklung der Preise für Biomasse und Rohöl sowie der Kraftstoffpreise vorlegen und ggf. Anpassung der Steuerbegünstigung für Biokraftstoffe an die Marktlage vorschlagen.	6/2002-12/2008
Förderprogramme der Bundesländer	F I D	Von 1991 bis 2001 sind hierfür insgesamt Mittel in Höhe von 1,8 Mrd. € eingesetzt worden. Hiervon entfielen 0,4 Mrd. € auf F&E und 1,4 Mrd. € auf die Förderung der Markteinführung. Mit Landesmitteln sind vor allem Biomasse-, Windkraft- und Solarkollektoranlagen gefördert worden. I.d.R. in NBL weniger Programme, BaWü eins der Bundesländer mit vielen Programmen.	laufend
ERP Innovationsprogramm	F D	Langfristige Finanzierung marktnaher F&E neuer Produkte, Verfahren oder Dienstleistungen sowie ihrer Markteinführung. Förderung der Kooperation mittelständischer Unternehmen mit Forschungseinrichtungen: insbesondere Förderung von Mikrotechnik, Materialtechnik, Bio-/Gentechnologie, Umwelt- und Energietechnik, Qualitätssicherung. Für F&E Finanzierungsanteil bis zu 100 % der förderungsfähigen Kosten, Kreditbetrag bis zu 5 Mio. €. Grenze kann im Ausnahmefall überschritten werden. Für Markteinführung in alten Bundesländern bis 50 % der förderungsfähigen Kosten, max. 1 Mio. €, in neuen Länder und Berlin bis 80 % der förderungsfähigen Kosten, max. 2,5 Mio. €.	seit 1998
Demonstrationsvorhaben zur Verminderung von Umweltbelastungen	D	Zinszuschuss zur Verbilligung eines Kredits (bis 70 % der förderfähigen Kosten/Ausgaben) oder Investitionszuschuss (bis zu 30 %). BMU fördert großtechnische Erstanwendungen bei Produktionsverfahren und Produkten zur Vermeidung und Verminderung von Umweltbelastungen. Bevorzugung von Verfahren, die den Ansatz des produkt- und produktionsintegrierten Umweltschutzes verfolgen und somit dazu beitragen, dass Umweltbelastungen gar nicht erst	seit 1979

Maßnahmen zur CO ₂ und CH ₄ Minderung. Für CH ₄ relevante Politiken u. Maßnahmen sind kursiv hervorgehoben	Typ	Erläuterung	Status
		entstehen (v.a. Abwasserreinigung, Abfallbeseitigung, Bodenschutz, Luftreinhaltung, Energieeinsparung, umweltgerechte Energieversorgung). Bevorzugung von KMUs. Anträge an DtA. Fachlich/wissenschaftliche Projektbetreuung: UBA .	
Programm solaroptimiertes Bauen	D	Förderung von Demonstrationsvorhaben durch BMBF: passive Solarsysteme und Komponenten, solar unterstützte Heizungs- und Lüftungssysteme, solar optimiertes Gebäude mit minimalem Energiebedarf. Ziel: Schaffung von Prototypen solaroptimierter Gebäude mit Signalwirkung und Vorbildfunktion, Marktreife, praxistaugliche Planungsmittel für Architekten und Fachingenieure.	1995-2005

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von BMU (2002), Bundesregierung (2000b, S. 69 ff. und 2002a), DIW et al. (2002) und Kievernagel (2002) (Stand 2003)

Anhang 3: Daten zum Fallbeispiel I – Gebäudesanierung

Tabelle A-2: Berechnung der Energiekennwerte für das *Baseline*-Szenario

Energiekennwerte für das Baseline-Szenario nach dem vereinfachten Verfahren der EnEV																																																																																																																																																																																																																
<table border="1"> <tr> <td>Beheiztes Bauwerksvolumen V_e</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>$V_e =$</td> <td colspan="6">30.725,00 m³</td> </tr> <tr> <td>Umfassungsfläche = A</td> <td colspan="6">11.630,00 m²</td> </tr> <tr> <td>Begehbare Fläche (A_N)</td> <td colspan="6">9.832,00 m²</td> </tr> <tr> <td>Verhältnis A/V</td> <td colspan="6">0,378519</td> </tr> </table>							Beheiztes Bauwerksvolumen V_e							$V_e =$	30.725,00 m ³						Umfassungsfläche = A	11.630,00 m ²						Begehbare Fläche (A_N)	9.832,00 m ²						Verhältnis A/V	0,378519																																																																																																																																																																												
Beheiztes Bauwerksvolumen V_e																																																																																																																																																																																																																
$V_e =$	30.725,00 m ³																																																																																																																																																																																																															
Umfassungsfläche = A	11.630,00 m ²																																																																																																																																																																																																															
Begehbare Fläche (A_N)	9.832,00 m ²																																																																																																																																																																																																															
Verhältnis A/V	0,378519																																																																																																																																																																																																															
1 Jahresheizwärmebedarf Q_h																																																																																																																																																																																																																
$= (QT + QV) - 0,95 (Qs + Qi)$ $= 66 (HT + HV) - 0,95 (QS + Qi)$ $= \text{Transmissionswärmeverluste} + \text{Lüftungswärmeverluste} - \text{Solare Gewinne} - \text{Interne Gewinne}$																																																																																																																																																																																																																
2 Transmissionswärmeverluste Q_T																																																																																																																																																																																																																
$= 66 * H_T$ $H_T = \text{Summe} (f_i * U_i + A_i) + 0,05 A$																																																																																																																																																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Bauteil</th> <th rowspan="2">Kurzbez.</th> <th rowspan="2">Fläche A m²</th> <th rowspan="2">Faktor f</th> <th colspan="3">Baseline = EnEV</th> </tr> <tr> <th>Wärmedurchgangs- Koeffizient U_i W/(m²K)</th> <th>$U * A$ W/K</th> <th>Wärmeverluste $f * A * U$ W/K</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fassade</td> <td>W</td> <td>5.770,00</td> <td>1,0</td> <td>0,35</td> <td>2.019,50</td> <td>2.019,50</td> </tr> <tr> <td>Fenster</td> <td>F1</td> <td>1.740,00</td> <td>1,0</td> <td>1,50</td> <td>2.610,00</td> <td>2.610,00</td> </tr> <tr> <td>Fenster/Balkonbrüstung</td> <td>F4</td> <td>1.270,00</td> <td>1,0</td> <td>0,35</td> <td>444,50</td> <td>444,50</td> </tr> <tr> <td>Flachdach</td> <td>D1</td> <td>1.450,00</td> <td>1</td> <td>0,25</td> <td>362,50</td> <td>362,50</td> </tr> <tr> <td>Kellerdecke</td> <td>G1</td> <td>1.400,00</td> <td>0,6</td> <td>0,50</td> <td>700,00</td> <td>420,00</td> </tr> <tr> <td>Umfassungsfläche</td> <td></td> <td>11.630,00</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>5.856,50</td> </tr> <tr> <td colspan="4">+ Korrekturfaktor Wärmebrücken (A x 0,05)</td> <td>0,05</td> <td>$H_T =$</td> <td>6.438,00</td> </tr> <tr> <td colspan="4">wärmeverlust H_T' bez. auf A</td> <td></td> <td>$H_T' =$</td> <td>0,55</td> </tr> <tr> <td colspan="7">Reduktionsfaktoren f und U-Werte nach EnEV, Anh.1,</td> </tr> <tr> <td colspan="4">$Q_T = 66 * H_T$</td> <td></td> <td>$Q_T =$</td> <td>424.908,00</td> </tr> <tr> <td colspan="7">3 Lüftungswärmeverluste Q_V</td> </tr> <tr> <td colspan="7">$= 66 * H_V$</td> </tr> <tr> <td colspan="7">Temp.spez. Lüftungswärmeverlust H_V</td> </tr> <tr> <td colspan="7">$= 0,163 * V_e$ $H_V = 5.008,18$</td> </tr> <tr> <td colspan="7">Wert für Sanierung mit Dichtigkeitsprüfung, da bei einer Sanierung nach EnEV, ist davon auszugehen, dass eine Dichtigkeitsprüfung stattfand. $Q_V = 330.539,55$</td> </tr> <tr> <td colspan="7">4 Solare Warmegewinne Q_s (Holzverbundfenster, 2-fach Verglasung)</td> </tr> <tr> <td colspan="7">$= \text{Summe}(I_{s,i,HP}) * \text{Summe}(0,567 * g_i * A_i)$</td> </tr> <tr> <td colspan="7"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Fenster</th> <th>$I_{s,i,HP}$</th> <th>Red.Fakt</th> <th>Flächen</th> <th>g_i</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>F1 O/W</td> <td>155</td> <td>0,567</td> <td>1.740,00</td> <td>0,6</td> <td>91.751,94</td> </tr> <tr> <td>FB N</td> <td>0</td> <td>0,567</td> <td>1.270,00</td> <td>0,6</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td colspan="5"></td> <td>$Q_s = 91.751,94$</td> </tr> </tbody> </table> </td> </tr> <tr> <td colspan="7">(g-Werte aus IWU, 2001, Tab. 4; I-Werte aus DIN V 4108-6 bzw. nach EnEV)</td> </tr> <tr> <td colspan="7">5 Interne Warmegewinne Q_i</td> </tr> <tr> <td colspan="7">$= 22 * A_N$ $Q_i = 216.304,00$</td> </tr> <tr> <td colspan="7">1 Jahresheizwärmebedarf Q_h</td> </tr> <tr> <td colspan="7">$= (QT + QV) - 0,95 (Qs + Qi) = 66 (HT + HV) - 0,95 (QS + Qi)$ $Q_h = 668.283,21$</td> </tr> <tr> <td colspan="7" style="text-align: right;">[kWh/a]</td> </tr> </tbody> </table>							Bauteil	Kurzbez.	Fläche A m ²	Faktor f	Baseline = EnEV			Wärmedurchgangs- Koeffizient U_i W/(m ² K)	$U * A$ W/K	Wärmeverluste $f * A * U$ W/K	Fassade	W	5.770,00	1,0	0,35	2.019,50	2.019,50	Fenster	F1	1.740,00	1,0	1,50	2.610,00	2.610,00	Fenster/Balkonbrüstung	F4	1.270,00	1,0	0,35	444,50	444,50	Flachdach	D1	1.450,00	1	0,25	362,50	362,50	Kellerdecke	G1	1.400,00	0,6	0,50	700,00	420,00	Umfassungsfläche		11.630,00				5.856,50	+ Korrekturfaktor Wärmebrücken (A x 0,05)				0,05	$H_T =$	6.438,00	wärmeverlust H_T' bez. auf A					$H_T' =$	0,55	Reduktionsfaktoren f und U-Werte nach EnEV, Anh.1,							$Q_T = 66 * H_T$					$Q_T =$	424.908,00	3 Lüftungswärmeverluste Q_V							$= 66 * H_V$							Temp.spez. Lüftungswärmeverlust H_V							$= 0,163 * V_e$ $H_V = 5.008,18$							Wert für Sanierung mit Dichtigkeitsprüfung, da bei einer Sanierung nach EnEV, ist davon auszugehen, dass eine Dichtigkeitsprüfung stattfand. $Q_V = 330.539,55$							4 Solare Warmegewinne Q_s (Holzverbundfenster, 2-fach Verglasung)							$= \text{Summe}(I_{s,i,HP}) * \text{Summe}(0,567 * g_i * A_i)$							<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fenster</th> <th>$I_{s,i,HP}$</th> <th>Red.Fakt</th> <th>Flächen</th> <th>g_i</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>F1 O/W</td> <td>155</td> <td>0,567</td> <td>1.740,00</td> <td>0,6</td> <td>91.751,94</td> </tr> <tr> <td>FB N</td> <td>0</td> <td>0,567</td> <td>1.270,00</td> <td>0,6</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td colspan="5"></td> <td>$Q_s = 91.751,94$</td> </tr> </tbody> </table>							Fenster	$I_{s,i,HP}$	Red.Fakt	Flächen	g_i		F1 O/W	155	0,567	1.740,00	0,6	91.751,94	FB N	0	0,567	1.270,00	0,6	0,00						$Q_s = 91.751,94$	(g-Werte aus IWU, 2001, Tab. 4; I-Werte aus DIN V 4108-6 bzw. nach EnEV)							5 Interne Warmegewinne Q_i							$= 22 * A_N$ $Q_i = 216.304,00$							1 Jahresheizwärmebedarf Q_h							$= (QT + QV) - 0,95 (Qs + Qi) = 66 (HT + HV) - 0,95 (QS + Qi)$ $Q_h = 668.283,21$							[kWh/a]						
Bauteil	Kurzbez.	Fläche A m ²	Faktor f	Baseline = EnEV																																																																																																																																																																																																												
				Wärmedurchgangs- Koeffizient U_i W/(m ² K)	$U * A$ W/K	Wärmeverluste $f * A * U$ W/K																																																																																																																																																																																																										
Fassade	W	5.770,00	1,0	0,35	2.019,50	2.019,50																																																																																																																																																																																																										
Fenster	F1	1.740,00	1,0	1,50	2.610,00	2.610,00																																																																																																																																																																																																										
Fenster/Balkonbrüstung	F4	1.270,00	1,0	0,35	444,50	444,50																																																																																																																																																																																																										
Flachdach	D1	1.450,00	1	0,25	362,50	362,50																																																																																																																																																																																																										
Kellerdecke	G1	1.400,00	0,6	0,50	700,00	420,00																																																																																																																																																																																																										
Umfassungsfläche		11.630,00				5.856,50																																																																																																																																																																																																										
+ Korrekturfaktor Wärmebrücken (A x 0,05)				0,05	$H_T =$	6.438,00																																																																																																																																																																																																										
wärmeverlust H_T' bez. auf A					$H_T' =$	0,55																																																																																																																																																																																																										
Reduktionsfaktoren f und U-Werte nach EnEV, Anh.1,																																																																																																																																																																																																																
$Q_T = 66 * H_T$					$Q_T =$	424.908,00																																																																																																																																																																																																										
3 Lüftungswärmeverluste Q_V																																																																																																																																																																																																																
$= 66 * H_V$																																																																																																																																																																																																																
Temp.spez. Lüftungswärmeverlust H_V																																																																																																																																																																																																																
$= 0,163 * V_e$ $H_V = 5.008,18$																																																																																																																																																																																																																
Wert für Sanierung mit Dichtigkeitsprüfung, da bei einer Sanierung nach EnEV, ist davon auszugehen, dass eine Dichtigkeitsprüfung stattfand. $Q_V = 330.539,55$																																																																																																																																																																																																																
4 Solare Warmegewinne Q_s (Holzverbundfenster, 2-fach Verglasung)																																																																																																																																																																																																																
$= \text{Summe}(I_{s,i,HP}) * \text{Summe}(0,567 * g_i * A_i)$																																																																																																																																																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fenster</th> <th>$I_{s,i,HP}$</th> <th>Red.Fakt</th> <th>Flächen</th> <th>g_i</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>F1 O/W</td> <td>155</td> <td>0,567</td> <td>1.740,00</td> <td>0,6</td> <td>91.751,94</td> </tr> <tr> <td>FB N</td> <td>0</td> <td>0,567</td> <td>1.270,00</td> <td>0,6</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td colspan="5"></td> <td>$Q_s = 91.751,94$</td> </tr> </tbody> </table>							Fenster	$I_{s,i,HP}$	Red.Fakt	Flächen	g_i		F1 O/W	155	0,567	1.740,00	0,6	91.751,94	FB N	0	0,567	1.270,00	0,6	0,00						$Q_s = 91.751,94$																																																																																																																																																																																		
Fenster	$I_{s,i,HP}$	Red.Fakt	Flächen	g_i																																																																																																																																																																																																												
F1 O/W	155	0,567	1.740,00	0,6	91.751,94																																																																																																																																																																																																											
FB N	0	0,567	1.270,00	0,6	0,00																																																																																																																																																																																																											
					$Q_s = 91.751,94$																																																																																																																																																																																																											
(g-Werte aus IWU, 2001, Tab. 4; I-Werte aus DIN V 4108-6 bzw. nach EnEV)																																																																																																																																																																																																																
5 Interne Warmegewinne Q_i																																																																																																																																																																																																																
$= 22 * A_N$ $Q_i = 216.304,00$																																																																																																																																																																																																																
1 Jahresheizwärmebedarf Q_h																																																																																																																																																																																																																
$= (QT + QV) - 0,95 (Qs + Qi) = 66 (HT + HV) - 0,95 (QS + Qi)$ $Q_h = 668.283,21$																																																																																																																																																																																																																
[kWh/a]																																																																																																																																																																																																																

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle A-3: Berechnungen der Wärmeverbrauchswerte, des Brennstoffeinsatzes und der Emissionen der verschiedenen Sanierungsstadien mit den absoluten und prozentualen Einsparungen im Vergleich

Wärmebilanz							
Einheit	Ausgangszustand	bauliche Sanierung	Einsparungen		Baseline		
			Ausgangszustand	[%]		[%]	
Brauchwasserbedarf [MWh _{th} /a]	256	256	0		0		
Heizwärmebedarf [MWh _{th} /a]	1.190	590	600	50,42	78		6,58
Wärmebedarf [MWh _{th} /a]	1.446	846	600	41,49	78		5,41
Verteilungsverluste [%]	5	7			0		
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	1.521	909	612	40,24	85		5,59
NT-Kesselwirkungsgrad [%]	85	85			3		
Brennstoffeinsatz absolut [MWhPE/a]	1.789	1.069	720	40,24	60		
Brennstoffeinsatz spez. [kWh _{th} /m ² a]	182	109	73		36		19,53
Brennstoffeinsatz abs. [TJ/a]	6.4367	3.8468	2.5899		0,2163		
CO ₂ -Emissionen tCO ₂ /a	360,46	215,42	145,03		12,11		

Einheit	bauliche Sanierung + NT-Kessel	Einsparungen			
		Ausgangszustand	[%]	Baseline	[%]
Brauchwasserbedarf [MWh _{th} /a]	256	0		0	0,00
Heizwärmebedarf [MWh _{th} /a]	590	600	50,42	78	13,27
Wärmebedarf [MWh _{th} /a]	846	600	41,49	78	9,25
Verteilungsverluste [%]	7				
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	909	612	40,24	85	9,35
NT-Kesselwirkungsgrad [%]	88				
Brennstoffeinsatz absolut [MWhPE/a]	1.033	756	42,27	97	8,55
Brennstoffeinsatz spez. [kWh _{th} /m ² a]	105	77	42,27	10	8,55
Brennstoffeinsatz abs. [TJ/a]	3,7157	2,7211	42,27	0,3474	8,55
CO ₂ -Emissionen tCO ₂ /a	208,08	152,38		19,45	100,00

Einheit	nur BHKW	baul. Sanierung + NT-Kessel mit BHKW	Einsparungen			
			Ausgangszustand	baul. Sanierung	Baseline	[%]
Brauchwasserbedarf [MWh _{th} /a]	256	256			0	
Heizwärmebedarf [MWh _{th} /a]	590	590			78	50
Wärmebedarf [MWh _{th} /a]	846	846			78	41
Verteilungsverluste [%]	7	7				
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	643	266	1.255	643	728	83
NT-Kesselwirkungsgrad [%]	0	88				
Brennstoffeinsatz absolut [MWhPE/a]	1.213	302	1.487	767	827	83,11
Brennstoffeinsatz spez. [kWh _{th} /m ² a]	123	31	151	78	84	83,11
Brennstoffeinsatz abs. [TJ/a]	4,3633	1,0873	5,3494	2,7595	2,9758	83,11
CO ₂ -Emissionen tCO ₂ /a	244,34	60,89	299,57	154,53	166,64	

Einheit	Vgl. Baseline		Einsparungen					
	baul. Sanierung nach EnEV + alter Kessel	Baseline baul. Sanierung nach EnEV + NT-Kessel	baul. Sanierung+ NT-Kessel und BHKW	[%]	baul. Sanierung+ NT-Kessel	[%]	Ausgangszustand	[%]
Brauchwasserbedarf [MWh _{th} /a]	256	256	0	0	0	0	0	0
Heizwärmebedarf [MWh _{th} /a]	668	668	78	12	78	12	522	44
Wärmebedarf [MWh _{th} /a]	924	924	78	8	78	8	522	36
Verteilungsverluste [%]	5	7			0		-2	
Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	973	994	728	73	85	9	527	35
NT-Kesselwirkungsgrad [%]	85	88			0		-3	
Brennstoffeinsatz absolut [MWhPE/a]	1.145	1.130	827	73	97	9	660	37
Brennstoffeinsatz spez. [kWh _{th} /m ² a]	116	115	84	73	10	9	67	37
Brennstoffeinsatz abs. [TJ/a]	4,1176	4,0631	2,9758	73,23964461	0,3474	8,550121828	2,3736	36,876039
CO ₂ -Emissionen tCO ₂ /a	230,59	227,53	166,64	73	19,45	9	132,92	36,88

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle A-4: Berechnung der Kapitalwerte für die drei Erdgaspreisentwicklungen, für die Erlöse aus Gutschriften (GS) und der Gesamtkapitalwert für einen Anrechnungsraum von 7 Jahren

Berechnungen der Kapitalwerte							
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2030
Gaspreis (I)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	41,80	41,80
Gaspreis Bundestag Enquete (II)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	42,57	48,09
Gaspreis IKARUS (III)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	45,40	53,59
Periode		1	2	3	4	8	30
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2030
Brennstoffeinsparung zur Baseline	MWh/a	97,00	827,00	827,00	827,00	827,00	827,00
	tCO2/a	19,54	166,59	166,59	166,59	166,59	166,59
Brennstoffkosteneinsparung GP(I)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	34.568,60	34.568,60
Brennstoffkosteneinsparung GP (II)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	35.205,21	39.774,54
Brennstoffkosteneinsparung GP (III)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	37.544,70	44.315,08
Kapitalwert GP (I)	€	-88.220,14	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	25.258,94
Kapitalwert GP (II)	€	-58.644,97	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	25.724,10
Kapitalwert GP (III)	€	-15.852,24	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	27.433,55
7 Jahre Anrechnung							
		2001	2002	2003	2004	2008	
GS-Preis Statischer Ansatz (1)	€/tCO2		5,00	5,00	5,00	5,00	
GS-Preis Dynamischer Ansatz (2)	€/tCO2		5,00	6,00	7,00	11,00	
GS-Preis Rentabel (3) GP(I)	€/tCO2		91,80	91,80	91,80	91,80	
GS-Preis Rentabel (3) GP(II)	€/tCO2		61,00	61,00	61,00	61,00	
GS-Preis Rentabel (3) GP(III)	€/tCO2		16,50	16,50	16,50	16,50	
Gutschrift Projekt zur Baseline (1)	€		832,95	832,95	832,95	832,95	
Gutschrift Projekt zur Baseline (2)	€		832,95	999,54	1.166,13	1.832,49	
Gutschrift Projekt zur Baseline (3) GP(I)	€		15.292,96	15.292,96	15.292,96	15.292,96	
Gutschrift Projekt zur Baseline (3) GP(II)	€		10.161,99	10.161,99	10.161,99	10.161,99	
Gutschrift Projekt zur Baseline (3) GP(III)	€		2.748,73	2.748,73	2.748,73	2.748,73	
Kapitalwert für GS (1) 7 Jahre	€	4.807,12	770,11	740,49	712,01	608,63	
Kapitalwert für GS (2) 7 Jahre	€	7.540,76	770,11	888,59	996,81	1.338,98	
Kapitalwert für GS (3) 7 Jahre GP(I)	€	88.258,80	14.139,20	13.595,38	13.072,48	11.174,41	
Kapitalwert für GS (3) 7 Jahre GP(II)	€	58.646,92	9.395,33	9.033,97	8.686,51	7.425,26	
Kapitalwert für GS (3) 7 Jahre GP(III)	€	15.863,51	2.541,36	2.443,61	2.349,63	2.008,47	
auf 7 Jahre Anrechnungszeitraum GS							
Differenz KW GS (1) GP (I)	€	-83.413,02					
Differenz KW GS (2) GP (I)	€	-80.679,38					
Differenz KW GS (3) GP (I)	€	38,66					
Differenz KW GS (1) GP (II)	€	-53.837,84					
Differenz KW GS (2) GP (II)	€	-51.104,21					
Differenz KW GS (3) GP (II)	€	1,95					
Differenz KW GS (1) GP (III)	€	-11.045,12					
Differenz KW GS (2) GP (III)	€	-8.311,48					
Differenz KW GS (3) GP (III)	€	11,27					

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle A-5: Berechnung der Kapitalwerte für die drei Erdgaspreisentwicklungen, für die Erlöse aus Gutschriften (GS) und der Gesamtkapitalwert für einen Anrechnungsraum von 21 Jahren

Berechnungen der Kapitalwerte auf 21 Jahre									
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2022	2030	
Gaspreis (I)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	41,80	41,80	41,80	
Gaspreis Bundestag Enquete (II)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	42,57	46,10	48,09	
Gaspreis IKARUS (III)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	45,40	50,78	53,59	
Periode		1	2	3	4	8	22	30	
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2022	2030	
Brennstoffeinsparung zur Baseline	MWh/a	97,00	827,00	827,00	827,00	827,00	827,00	827,00	
	tCO2/a	19,54	166,59	166,59	166,59	166,59	166,59	166,59	
Brennstoffkosteneinsparung GP(I)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	34.568,60	34.568,60	34.568,60	
Brennstoffkosteneinsparung GP (II)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	35.205,21	38.126,48	39.774,54	
Brennstoffkosteneinsparung GP (III)	€/a	3.433,80	31.040,07	32.804,33	34.568,60	37.544,70	41.996,95	44.315,08	
Kapitalwert GP (I)	€	-88.220,14	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	25.258,94	14.586,41	10.658,14
Kapitalwert GP (II)	€	-58.644,97	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	25.724,10	16.087,68	12.263,23
Kapitalwert GP (III)	€	-15.852,24	-90.111,73	28.698,29	29.162,93	29.549,38	27.433,55	17.720,84	13.663,17
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2022		
GS-Preis Statischer Ansatz (1)	€/tCO2		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00		
GS-Preis Dynamischer Ansatz (2)	€/tCO2		5,00	6,00	7,00	11,00	24,00		
GS-Preis Rentabel (3) GP(I)	€/tCO2		39,30	39,30	39,30	39,30	39,30		
GS-Preis Rentabel (3) GP(II)	€/tCO2		26,10	26,10	26,10	26,10	26,10		
GS-Preis Rentabel (3) GP(III)	€/tCO2		7,10	7,10	7,10	7,10	7,10		
Gutschrift Projekt zur Baseline (1)	€		832,95	832,95	832,95	832,95	832,95		
Gutschrift Projekt zur Baseline (2)	€		832,95	999,54	1.166,13	1.832,49	3.998,16		
Gutschrift Projekt zur Baseline (3)	€		6.546,98	6.546,98	6.546,98	6.546,98	6.546,98		
Gutschrift Projekt zur Baseline GP(II)	€		4.348,00	4.348,00	4.348,00	4.348,00	4.348,00		
Gutschrift Projekt zur Baseline GP(III)	€		1.182,79	1.182,79	1.182,79	1.182,79	1.182,79		
Kapitalwert für GS (1)	€	11.236,14	770,11	740,49	712,01	608,63	351,47		
Kapitalwert für GS (2)	€	30.442,44	770,11	888,59	996,81	1.338,98	1.687,04		
Kapitalwert für GS (3) GP(I)	€	88.316,05	6.053,05	5.820,25	5.596,39	4.783,82	2.762,54		
Kapitalwert für GS (3) GP(II)	€	58.652,64	4.019,97	3.865,35	3.716,69	3.177,04	1.834,66		
Kapitalwert für GS (3) GP(III)	€	15.955,32	1.093,55	1.051,49	1.011,05	864,25	499,08		
auf 21 Jahre Anrechnungszeitraum GS									
Differenz KW GS (1) GP (I)	€	-76.984,00							
Differenz KW GS (2) GP (I)	€	-57.777,70							
Differenz KW GS (3) GP (I)	€	95,91							
Differenz KW GS (1) GP (II)	€	-47.408,83							
Differenz KW GS (2) GP (II)	€	-28.202,53							
Differenz KW GS (3) GP (II)	€	7,67							
Differenz KW GS (1) GP (III)	€	-4.616,10							
Differenz KW GS (2) GP (III)	€	14.590,20							
Differenz KW GS (3) GP (III)	€	103,07							

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle A-6: Übersicht über die Kapitalwerte bei variierenden Preisen für Gutschriften (GS) für die drei Gaspreisszenarien.

Anrechnungszeitraum von 7 Jahren						
Gutschriftspreis	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00
KW Gaspreise (I)	-88.220,14	-78.605,89	-68.991,64	-59.377,40	-49.763,15	-40.148,90
KW Gaspreise (II)	-58.644,97	-49.030,72	-39.416,47	-29.802,22	-20.187,97	-10.573,73
KW Gaspreise (III)	-15.852,24	-6.237,99	3.376,25	12.990,50	22.604,75	32.219,00
Reiner KW für GS	0,00	9.614,25	19.228,50	28.842,75	38.456,99	48.071,24
Gutschriftspreis	50,00	60,00	70,00	80,00	90,00	100,00
KW Gaspreise (I)	-40.148,90	-30.534,65	-20.920,40	-11.306,15	-1.691,90	7.922,35
KW Gaspreise (II)	-10.573,73	-959,48	8.654,77	18.269,02	27.883,27	37.497,52
KW Gaspreise (III)	32.219,00	41.833,25	51.447,50	61.061,75	70.675,99	80.290,24
Reiner KW für GS	48.071,24	57.685,49	67.299,74	76.913,99	86.528,24	96.142,49
Anrechnungszeitraum von 21 Jahren						
Gutschriftspreis	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00
KW Gaspreise (I)	-88.220,14	-65.747,86	-43.275,59	-20.803,31	1.668,96	24.141,24
KW Gaspreise (II)	-58.644,97	-36.172,69	-13.700,42	8.771,86	31.244,14	53.716,41
KW Gaspreise (III)	-15.852,24	6.620,03	29.092,31	51.564,59	74.036,86	96.509,14
Reiner KW für GS	0,00	22.472,28	44.944,55	67.416,83	89.889,11	112.361,38
Gutschriftspreis	50,00	60,00	70,00	80,00	90,00	100,00
KW Gaspreise (I)	24.141,24	46.613,52	69.085,79	91.558,07	114.030,35	136.502,62
KW Gaspreise (II)	53.716,41	76.188,69	98.660,97	121.133,24	143.605,52	166.077,80
KW Gaspreise (III)	96.509,14	118.981,42	141.453,69	163.925,97	186.398,24	208.870,52
Reiner KW für GS	112.361,38	57.685,49	67.299,74	76.913,99	86.528,24	96.142,49

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle A-7: Berechnung der Kapitalwerte unter Berücksichtigung der Transaktionskosten für einen Anrechnungszeitraum von 7 Jahren

Berechnungen der Kapitalwerte							
Jahr		2001	2002	2003	2004	2008	2030
Gaspreis (I)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	41,80	41,80
Gaspreis Bundestag Enquete (II)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	42,57	48,09
Gaspreis IKARUS (III)	€/MWh a	35,40	37,53	39,67	41,80	45,40	53,59
7 Jahre Anrechnung							
		2001	2002	2003	2004	2008	
GS-Preis Statischer Ansatz (1)	€/tCO2		5,00	5,00	5,00	5,00	
GS-Preis Dynamischer Ansatz (2)	€/tCO2		5,00	6,00	7,00	11,00	
GS-Preis Rentabel (3) GP(I)	€/tCO2		111,50	91,80	91,80	91,80	
GS-Preis Rentabel (3) GP(II)	€/tCO2		80,70	61,00	61,00	61,00	
GS-Preis Rentabel (3) GP(III)	€/tCO2		36,20	16,50	16,50	16,50	
Transaktionskosten			-6.300,00	-2.700,00	-2.700,00	-2.700,00	
Kapitalwert TK		-18.910,66	-5.824,70	-2.400,29	-2.307,97	-1.972,86	
auf 7 Jahre Anrechnungszeitraum GS							
Differenz KW GP(I) + GS (1) - TK		-102.323,68					
Differenz KW GP(I) + GS (2) - TK		-99.590,04					
Differenz KW GP(I) + GS (3) - TK		68,07					
Differenz KW GP(II) + GS (1) - TK		-72.748,50					
Differenz KW GP(II) + GS (2) - TK		-70.014,87					
Differenz KW GP(II) + GS (3) - TK		31,36					
Differenz KW GP(III) + GS (1) - TK		-29.955,78					
Differenz KW GP(III) + GS (2) - TK		-27.222,14					
Differenz KW GP(III) + GS (3) - TK		40,68					

Quelle: Eigene Berechnungen