



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Leitfaden
für die klimaschutzpolitische Bewertung
von emissionsbezogenen JI- und CDM-Projekten

Band III: Anhang

Version 1.0

Berlin, Januar 2003

Projektbearbeitung im Auftrag von BMU und UBA durch:



DIW Berlin

Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung

IMPRESSUM

Herausgeber

Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Alexanderplatz 6
D – 10178 Berlin
Tel.: +49-1888-305-0
Fax: +49-1888-305-2299
Internet: <http://www.bmu.de>

Umweltbundesamt (UBA)
Bismarckplatz 1
D-14193 Berlin
Tel.: +49-30-8903-0
Fax: +49-30-8903-2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Institute und Mitarbeiter des Forschungsvorhabens zur Erstellung des Leitfadens:

Dr. Barbara Praetorius (Projektleitung)
unter Mitarbeit von Katja Schumacher und Hans-
Jörg Hess

DIW Berlin
14191 Berlin
Tel.: +49 (30) 89 789-676
Fax: +49 (30) 89 789-113
E-mail: bpraetorius@diw.de
Internet: <http://www.diw.de>

Dr. Michael Fahrbach

KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft
Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Barbarossaplatz 1a
D-50674 Köln
Tel.: +49 (221) 2073-5367
Fax: +49 (221) 2073-411
E-mail: mfahrbach@kpmg.com
Internet: <http://www.kpmg.com>

Projektbetreuung und Auftraggeber

Thomas P. Forth (BMU – Z II 6, JIKO)
Franzjosef Schafhausen (BMU – Z II 6)
Christoph Kühleis (UBA – I 2.2)

Kontakt:

Thomas P. Forth
Joint Implementation Koordinierungsstelle (JIKO)
Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
11055 Berlin
Tel.: +49 (0)30 - 28550 - 2357
Fax: +49 (0)30 - 28550 - 2349
E-mail: Thomas.Forth@bmu.bund.de

Der vorliegende Leitfaden für emissionsbezogene JI- und CDM-Projekte wurde vom DIW Berlin in Kooperation mit der KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Köln, im Auftrag des Umweltbundesamts (Forschungsvorhaben FKZ 201 41 141 des UFOPLAN) erarbeitet. Vertreter der Bundesregierung, von Nichtregierungsorganisationen, der Wirtschaft, der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) und der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) waren beratend an der Erarbeitung des Leitfadens beteiligt. Die Erarbeitung erfolgte in intensiver Abstimmung mit dem Auftraggeber sowie dem Projekt-Fachbeirat. In einzelne Kapitel (insbesondere Einführungsteil sowie die Kapitel zu Umweltauswirkungen, dem Beitrag zur Nachhaltigen Entwicklung und zur Öffentlichkeitsbeteiligung) sind konkrete Formulierungen von Mitgliedern des Fachbeirats eingeflossen. Die Verantwortung für die gesamten Inhalte des Leitfadens liegt beim Herausgeber. Wir danken allen beteiligten Unternehmen und den Mitgliedern des Projekt-Fachbeirats, die sich sehr engagiert an der Erarbeitung dieses Leitfadens und dessen Erprobung im Praxistest beteiligt haben.

Inhalt

1	Begriffe und Definitionen.....	1
2	Die Regelungen der Marrakesh Accords und der Projektzyklus bei JI und CDM.....	6
2.1	Beteiligte Akteure	6
2.2	Das Zusammenspiel der Akteure	8
2.2.1	Das Zusammenspiel im Falle JI	8
2.2.2	Das Zusammenspiel im Falle CDM	11
3	Nachhaltigkeit, Umweltauswirkungen und Öffentlichkeitsbeteiligung.....	16
3.1	Nachhaltigkeit	16
3.2	Umweltauswirkungen und Umweltverträglichkeitsprüfung	20
3.3	Öffentlichkeitsbeteiligung	23
4	Emissionsberechnung im PDD: Methodische Hinweise.....	25
4.1	Übersicht	25
4.2	Bestimmung der Emissionsquellen, Systemgrenzen und Einflussfaktoren.....	27
4.2.1	Emissionsquellen des Projekts	27
4.2.2	Bestimmung der Systemgrenzen	30
4.2.3	Identifizierung von Einflussfaktoren auf das Projekt und die Baseline	31
4.3	Berechnung der erwarteten THG-Emissionen durch das Projekt.....	33
4.4	Berechnung der Baseline-THG-Emissionen	36
4.4.1	Prinzipien und Grundlagen	36
4.4.2	Vorgaben der Marrakesh Accords zur Baseline für JI-Projekte	38
4.4.3	Vorgaben der Marrakesh Accords zur Baseline für CDM-Projekte	39
4.4.4	Bestimmung der Baseline für das Projekt	41
4.4.5	Berechnung der Baseline-THG-Emissionen	41
4.5	Anrechnungszeiträume (Crediting Period).....	42
4.6	Erwartete Emissionsreduktion.....	43
5	Monitoring-Plan.....	45
5.1	Übersicht	45
5.2	Stellung des Monitoring im Joint Implementation-Projektzyklus (Track 2).....	48
5.3	Stellung des Monitoring im Clean Development Mechanism-Projektzyklus	49
6	Faktoren zur Berechnung von CO₂-Emissionen (nach IPCC)	51
6.1	Faktoren zur Berechnung von CO ₂ -Äquivalenten.....	51
6.2	CO ₂ -Emissionswerte ausgewählter Brennstoffe gemäß IPCC	52
7	Standardisierte Emissionsfaktoren für Stromnetze	53

7.1	JI-Projekte zur Elektrizitätserzeugung oder –einsparung, mit Netzkopplung (z.B. 500 MW GuD-Kraftwerk, 300 MW Wasserkraft)	53
7.2	CDM-Kleinprojekte zur Elektrizitätserzeugung oder –einsparung kleiner als 15 MW aus regenerativen Energiequellen mit Netzkopplung (z.B. 10 MW-Windpark, 5 MW-Wasserkraft)	53
8	Existierende Baseline-Methoden und Standardisierungsansätze	54
8.1	Neubau von Anlagen der Elektrizitätserzeugung mit Netzkopplung (z.B. 500 MW GuD-Kraftwerk, 300 MW Wasserkraft).....	54
8.2	Modernisierung/Erneuerung bestehender Anlagen (z.B. Retrofit und Brownfield-Projekte)	54
8.3	CDM-Small-scale-Projekte zur Elektrizitätserzeugung kleiner als 15 MW aus regenerativen Energiequellen <i>ohne</i> Netzeinspeisung (<i>off grid</i>)	55
8.4	Andere Projektkategorien.....	55
9	Kontaktadressen, Internet-Links und sonstige Hinweise, Quellenangaben zum Leitfaden.....	56
9.1	Kontaktadressen	56
9.2	Internet-Links	57
9.3	Quellenangaben zum Leitfaden.....	58
10	Zuordnung der Leitfadengliederung zur Vorgabe des Executive Board PDD 61	
11	Anmerkungen zum Anerkennungsverfahren für CDM- und JI-Projekte in Deutschland	64

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1:	Das Zusammenspiel im Falle JI.....	9
Abbildung 2:	Das Zusammenspiel im Falle CDM.....	12
Abbildung 3:	Erwartete Emissionsreduktionen als Differenz von Baseline (rot) und Projektmissionen (schwarz)	26
Abbildung 4:	Mögliche Systemgrenzen einer KWK-Anlage	31
Abbildung 5:	Konservative Schätzung der Projektmissionen.....	35
Abbildung 6:	Berechnung der erwarteten Emissionsminderungen über den Anerkennungszeitraum unter der Annahme von im Zeitverlauf abfallenden Baseline-Emissionen aufgrund technologischen Fortschritts.....	44
Abbildung 7:	Monitoring der ERU bei Joint Implementation (Track 2)	48
Abbildung 8:	Monitoring der CER beim Clean DevelopmentMechanism.....	50

Verzeichnis der Boxen

Box 1: Beurteilungskriterien für die Nachhaltigkeit von Projekten	16
Box 2: Internationale Umwelt- und Nachhaltigkeitsstandards	17
Box 3: Ökologische, soziale und wirtschaftliche Auswirkungen und mögliche Zuordnung von JI/CDM-Projekttypen	18
Box 4: "Letter of Approval" zum Nachweis der Nachhaltigkeit (Vorlage)	19
Box 5: Mögliche Umweltauswirkungen.....	20
Box 6: Ablauf einer UVP	22
Box 7: Im Annex A Kyoto-Protokoll aufgeführte THG.....	27
Box 8: Was sind indirekte Emissionen (Leakages)?	29
Box 9: Was sind signifikante Emissionen?	31
Box 10: Beispiele für Einflussfaktoren	33
Box 11: Leitprinzipien für die Entwicklung der Baseline	37
Box 12: Methoden zur Bestimmung eines Baseline-Szenarios	40
Box 13: Zentrale Aspekte beim Aufbau eines Monitoring-Plans.....	46
Box 14: Beispiel eines Projektes zur Wärmeversorgung	47

1 BEGRIFFE UND DEFINITIONEN

<i>AA</i>	<i>Assigned Amount</i> . Obergrenze an THG-Emissionen, die ein Annex B-Land während der ersten Verpflichtungsperiode von 2008-2012 emittieren darf.
<i>AAU</i>	<i>Assigned Amount Unit</i> . Handelbare Teileinheit der Gesamtemissionen (AA). Nach den Regeln von Artikel 17 des Kyoto-Protokolls entspricht eine AAU einer metrischen Tonne CO ₂ -Äquivalent.
<i>Activities Implemented Jointly (AIJ)</i>	Während der ersten Conference of the Parties (COP 1) 1995 in Berlin wurde eine Pilotphase beschlossen, um erste Erfahrungen mit Projekten von Annex I – Ländern zur CO ₂ -Reduktion in Nicht-Annex I – Ländern zu sammeln. Eine Anrechnung der Emissionsminderungen aus AIJ-Projekten ist nicht möglich.
<i>Additionality</i>	→ Zusätzlichkeit.
<i>Aktivitätsniveau</i>	Dieser Faktor repräsentiert die erwartete produzierte Produkt- oder Energiemenge bezogen auf ein Jahr.
<i>Annex I-Länder</i>	Industrie- und Transformationsländer, die im Annex I der UN-Klimarahmenkonvention UNFCCC aufgeführt sind.
<i>Annex B-Länder</i>	In Annex B des Kyoto-Protokolls sind diejenigen Industrie- und Transformationsländer aufgelistet, die sich zu einer Begrenzung ihrer Emissionen verpflichtet haben. Diese Verpflichtung ist rechtlich bindend, wenn die betreffenden Länder das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben.
<i>Annex I oder Annex B?</i>	Annex I UNFCCC und Annex B Kyoto-Protokoll werden weitgehend synonym benutzt. Faktisch bestehen nur geringe Unterschiede zwischen den Listen: Weißrussland und die Türkei sind in Annex I aufgeführt, aber nicht in Annex B. Kroatien, Liechtenstein, Monaco und Slowenien hingegen in Annex B und nicht in Annex I.
<i>Anrechnungszeitraum</i>	Festgelegte und genehmigte Zeitperiode, während der Emissionsminderungen als Emissionsrechte erzeugt werden können.
<i>Artikel 6 Supervisory Committee</i>	→ Supervisory Committee.
<i>Baseline</i>	Referenzszenario, das für die Bestimmung der Zusätzlichkeit von Emissionsminderungen durch ein Projekt zu Grunde gelegt wird. Es beschreibt innerhalb der gleichen Systemgrenzen die wahrscheinliche Entwicklung (Business as usual) der THG-Emissionen für den Fall, dass das JI-/CDM-Projekt nicht durchgeführt wird.
<i>CDM</i>	<i>Clean Development Mechanism</i> . CDM-Projekte sind Klimaschutzprojekte in Ländern, die nicht im Annex I / Annex B aufgeführt sind, aber das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben. Dies sind Schwellen- und Entwicklungsländer. Länder, die in Annex B aufgeführt sind und das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben, können in diesen Ländern projektbezogene Emissionsreduktionen (→ CER) erwerben und zu sich transferieren.
<i>CER</i>	<i>Certified Emission Reductions</i> . Die Einheit der Emissionsreduktionen, die durch → CDM-Projekte erzeugt wird.
<i>Certification</i>	→ Zertifizierung.

<i>C-ERUPT</i>	Niederländisches Programm zur Förderung von → CDM-Projekten; analog dazu → ERU-PT.
<i>COP (COP/MOP)</i>	<i>Conference of the Parties to the Framework Convention on Climate Change</i> . Die Vertragsstaatenkonferenz ist das höchste Gremium der Klimarahmenkonvention von 1992, wo Länder auf höchster Ebene über notwendige Schritte zum Klimaschutz verhandeln. Laut Konvention tagt diese einmal jährlich. Nach der Ratifizierung des Kyoto Protokolls wird die COP als Treffen für die Vertragsstaaten (Meeting of Parties; MOP) dienen.
<i>Commitment Period</i>	→ <i>Verpflichtungsperiode</i> .
<i>Crediting period</i>	→ <i>Anrechnungszeitraum</i> .
<i>Designated Operational Entity (DOE oder auch OE)</i>	Die <i>Designated Operational Entity</i> prüft entweder das Projektdesign im CDM-Anerkennungsverfahren (Validierung) oder ist für die Verifizierung und Zertifizierung zuständig. Sie ist beim → Executive Board zu akkreditieren.
<i>Determination</i>	Evaluierung von → JI-Projekten durch die → Independent Entity (IE) hinsichtlich der Erfüllung der JI-Teilnahmebedingungen.
<i>Environmental Impact Assessment (EIA)</i>	→ <i>Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)</i> .
<i>Eligibility criteria</i>	<i>Zulassungskriterien. Bedingungen für die Teilnahme (von Ländern) an den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.</i>
<i>Emissionshandel</i>	Einer der drei <i>flexiblen Mechanismen</i> , die im Kyoto-Protokoll vorgesehen sind. Emissionshandel ist zwischen den Ländern erlaubt, die sich zu Emissionsminderungen verpflichtet haben (Annex I-Länder) und das Protokoll ratifiziert haben.
<i>Emission Trading (ET)</i>	→ <i>Emissionshandel</i> .
<i>ERU</i>	<i>Emission Reduction Unit</i> . Bezeichnung für die Emissionsminderungseinheiten, die durch JI-Projekte erzeugt werden.
<i>ERU-PT</i>	<i>Emission Reduction Unit Procurement Tender</i> . Holländisches Programm zur Förderung von JI-Projekten. Analog dazu → CERUPT.
<i>Executive Board (EB)</i>	Das Executive Board ist der CDM-Verwaltungsrat und die supranationale Autorität für die Registrierung und Anerkennung von → CDM-Projekten.
<i>Fast Track JI</i>	→ <i>Track 1 JI</i> .
<i>GHG</i>	→ <i>THG</i> .
<i>Host country</i>	<i>Gastland</i> . Land, in dem JI- oder CDM-Projekte durchgeführt werden.
<i>Independent Entity (IE)</i>	<i>Unabhängige Prüforganisation</i> . IE sind beim → Supervisory Committee akkreditierte Rechtseinheiten, die im Falle des → Track 2 JI-Verfahrens zur Verifizierung von Emissionsreduktionen eingesetzt werden.

<i>Investitionsanalyse</i>	Methode zur Ermittlung eines Baselineszenarios. Dabei wird die Alternative zum Projekt herangezogen, die den größten Return on Investment verspricht und die Variante darstellt, die anstelle des Projektes realisiert werden würde.
<i>JI</i>	<i>Joint Implementation</i> . Nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls werden JI-Projekte zwischen zwei Annex I-/Annex B-Ländern durchgeführt. Sie haben die Erzeugung und den Transfer von → ERU zum Ziel.
<i>Kyoto-Protokoll</i>	Völkerrechtliches Abkommen aus dem Jahre 1997, in dem wichtige Prinzipien des internationalen Klimaregimes festgelegt werden. Es sieht verbindliche Reduktionsziele für die Länder im Annex B des Protokolls vor, die bei Ratifizierung in Kraft treten, sowie die so genannten flexiblen Mechanismen → ET, → CDM und → JI, die eine grundsätzliche Anrechnung von Reduktionsminderungen erlauben, die außerhalb des verpflichteten Landes entstehen.
<i>Leakage</i>	Emissionen, die außerhalb der Systemgrenzen auftreten und nicht unmittelbar der Projektaktivität zuzuordnen sind, aber doch in Folge des Projekts entstehen.
<i>Marrakesh Accords</i>	Völkerrechtlicher Text, der die Prinzipien und Vorgaben des Kyoto-Protokolls konkretisiert. Er entstand in Marrakesh bei COP 7 (November 2001); vgl. www.unfccc.int
<i>Matching Prinzip</i>	Bei der Festlegung der Systemgrenzen ist darauf zu achten, dass die Grenzen der Baseline mit denen des Projektes übereinstimmen.
<i>MoU</i>	<i>Memorandum of Understanding</i> . Bilaterale Vereinbarung zwischen Gast- und Investorland über die institutionellen und formalen Regeln der Durchführung von JI-Projekten.
<i>Monitoring</i>	Das Monitoring ist die laufende Dokumentation der im PDD vorgegebenen Informationen zum Projektverlauf während der Laufzeit des Projekts. Ein lückenloses, nachvollziehbares Monitoring ist die Voraussetzung für die spätere Verifizierung und Ausstellung von Emissionsminderungseinheiten. Die Festlegung eines geeigneten Monitoring-Konzepts ist Bestandteil des PDD.
<i>Non Annex B- Länder</i>	Länder ohne verbindliches Reduktionsziel im Rahmen des Kyoto-Protokolls; potentielle Gastländer für CDM-Projekte.
<i>Operational Entity (OE)</i>	→ <i>Designated Operational Entity</i> .
<i>Party</i>	Jedes Land, das das Kyoto-Protokoll unterzeichnet und seine Ratifizierung plant oder vollzogen hat, ist eine <i>Party to the Kyoto Protocol</i> .
<i>PCF</i>	<i>Prototype Carbon Fund</i> . Fonds der Weltbank zur Förderung von Pilotprojekten des JI und CDM (http://www.prototypecarbonfund.org/)
<i>PDD</i>	<i>Project Design Document</i> . Verbindliche Vorgabe für die Dokumentation eines Projektes, die im Falle des → CDM und beim → Track 2 JI erstellt werden muss und auf dessen Basis von der → DOE bzw. der → IE über die Zulassung von Projekten zu den Verfahren des JI und CDM entschieden wird.
<i>PIN</i>	<i>Project Idea Note</i> . Kurze Projektinformation als Voraussetzung für die Unterbreitung eines Projekts beim → PCF.
<i>Registration</i>	<i>Registrierung</i> . Formale Anerkennung eines validierten CDM-Projekts durch den Executive Board. Die Registrierung ist Voraussetzung für die Verifizierung, Zertifizierung und Ausstellung von → CER.

<i>RMU</i>	<i>Removal Unit</i> . Eine neue Emissionseinheit, die in Marrakesh geschaffen wurde. RMU beschreiben Emissionskredite, die durch kohlenstoffspeichernde land- und forstwirtschaftliche Maßnahmen entstehen. Für sie gelten Sonderbestimmungen.
<i>Secretariat</i>	<i>Sekretariat des UNFCCC</i> in Bonn. Es unterstützt das UNFCCC, das Artikel 6 Supervisory Committee und das Executive Board vor allem administrativ.
<i>Senke / Sink</i>	Ein Prozess oder eine Aktivität, durch die der Atmosphäre THG-Emissionen entzogen werden. Dies können z.B. Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte sein.
<i>Second Track JI</i>	→ <i>Track 2 JI</i> .
<i>Spezifischer Emissionsfaktor</i>	Emissionsfaktor (in Tonnen CO ₂ -Äquivalente) bezogen auf eine produzierte Energiemenge (z.B. in GWh).
<i>Supervisory Committee</i>	Das Supervisory Committee ist nach Artikel 6 Kyoto-Protokoll zuständig für alle JI-Aktivitäten, die unter den → <i>Track 2</i> fallen. Das Supervisory Committee wird auf der ersten Vertragsstaatenkonferenz nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls einberufen.
<i>Supplementarität (supplementarity)</i>	Zulässigkeitskriterium für JI- und CDM-Projekte; diese müssen zusätzlich oder ergänzend zu nationalen Minderungsmaßnahmen (domestic action) sein. Es gibt jedoch keinerlei quantifizierten Schwellenwert.
<i>Systemgrenzen</i>	Grenzen eines CDM- oder JI-Projekts. Sie sind für die Bestimmung der vermiedenen Emissionen festzulegen. Die Systemgrenzen müssen alle signifikanten, dem Projekt zurechenbaren und vom Projektentwickler / Betreiber steuerbaren oder beeinflussbaren Emissionen erfassen.
<i>Szenarioanalyse</i>	Methode zur Ermittlung eines Baselineszenarios. Dabei wird unter Berücksichtigung der verschiedenen Einflussfaktoren das Baselineszenario als Alternative zum Projekt bestimmt. Sollte bei entsprechenden Rahmenbedingungen (nicht funktionierende Marktwirtschaft, politische Einflüsse, sonstige Investitionsbarrieren,...) anstelle der Investitionsanalyse angewendet werden.
<i>THG</i>	<i>Treibhausgas</i> . Als relevante Treibhausgase sind im Kyoto-Protokoll festgelegt worden: Kohlendioxid (CO ₂), Methan (CH ₄), Distickstoffoxid (N ₂ O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (F-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PCF) und Schwefelhexafluorid (SF ₆)
<i>Track 1 JI</i>	Beim <i>Track 1 JI</i> (auch: <i>Fast Track</i>) vereinfacht sich das Anerkennungsverfahren für JI-Projekte. Die Prüfung des PDD durch eine Independent Entity nach Artikel 6 entfällt; das Projekt wird durch die beteiligten Länder nach den dort entwickelten Richtlinien anerkannt. <i>Bedingung</i> ist, dass Investor- und Gastland die Bestimmungen der Artikel 5, 7 und 8 des Kyoto-Protokolls erfüllen, d.h., es müssen nationale Systeme der Emissionsdatenerfassung bestehen, die jährliche Berichtspflicht erfüllt und ein System der Erfüllungskontrolle sowie ein Senkeninventar erstellt werden.
<i>Track 2 JI</i>	Das <i>Track 2</i> -Verfahren muss durchlaufen werden, wenn das Gastland die Anforderungen des → <i>Track 1 JI</i> nicht erfüllt. Das Verfahren ist dem CDM-Verfahren sehr ähnlich. Es kann auch freiwillig gewählt werden.

<i>Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)</i>	Die Marrakesh Accords legen fest, dass bei CDM-Projekten sowie bei → Track 2 JI-Projekten eine Analyse der Umweltfolgenwirkungen zu erstellen ist. Im Falle <i>signifikanter</i> Folgenwirkungen ist zusätzlich eine Umweltverträglichkeitsprüfung zu machen.
<i>UNFCCC</i>	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> . Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen aus dem Jahre 1992, der inzwischen über 180 Staaten beigetreten sind.
<i>Validation</i>	<i>Validierung</i> . Die Validierung ist die Bewertung eines CDM-Projektvorschlags auf der Basis des Project Design Documents und die Voraussetzung für eine Zulassung als CDM-Projekt. Die Validierung erfolgt durch eine → Designated Operational Entity.
<i>Verification</i>	<i>Verifizierung</i> . Die Verifizierung ist die regelmäßige wiederkehrende Ex Post-Überprüfung der im Monitoring erfassten tatsächlichen Emissionsminderungen aus einem registrierten → CDM-Projekt durch eine → Designated Operational Entity.
<i>Verpflichtungsperiode</i>	Eine Verpflichtungsperiode ist ein Zeitraum, in dem Annex B-Staaten ihre mit Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verbindlichen Emissionsreduktionsziele erreichen müssen. Die erste Verpflichtungsperiode ist für 2008 bis 2012 vorgesehen.
<i>Zertifizierung</i>	Die Zertifizierung wird von der → Designated Operational Entity vorgenommen. Sie erfolgt auf Basis der Verifizierung und ist die schriftliche Bestätigung, dass ein CDM-Projekt über den Prüfungszeitraum die verifizierten Emissionsminderungen realisiert hat.
<i>Zusätzlichkeit</i>	Voraussetzung für die Ausstellung von zertifizierten Emissionsminderungen und für die Anerkennung eines Projekts im Rahmen von JI oder CDM ist, dass es Emissionsminderungen führt, die in einer Entwicklung ohne das Projekt nicht entstanden wären. Diese Emissionsminderungen sind dann zusätzlich (additional).

2 DIE REGELUNGEN DER MARRAKESH ACCORDS UND DER PROJEKTZYKLUS BEI JI UND CDM

Joint Implementation und der Clean Development Mechanismus zählen zu den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. Sie ermöglichen es allen Ländern, die eine Verpflichtung zur Emissionsminderung eingegangen sind, zusätzliche Emissionsminderungen oder -begrenzungen durch die Realisierung von Klimaschutzprojekten in anderen Ländern zu erzielen. Zudem sollen CDM-Projekte die nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern unterstützen. JI und CDM liegt ein langjähriger Verhandlungsprozess auf internationaler Ebene zu Grunde, der im Jahre 1992 mit der Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention in Rio de Janeiro begann und mit der Verabschiedung der Marrakesh Accords im November 2001 eine weitere wichtige Etappe in der Konkretisierung der Mechanismen nahm.

In den Marrakesh Accords sind die Kriterien für die Anerkennung sowie die Vorgehensweise bei der Durchführung von JI- und CDM-Projekten beschrieben. Die Marrakesh Accords sind also zusammen mit noch zu erwartenden nationalen Detailregelungen der Unterzeichnerländer und ergänzenden Regelungen zur praktischen Umsetzung die Referenz für den Projektentwickler. In diesem Kapitel werden diese Rahmenbedingungen erläutert. Im Mittelpunkt stehen die beteiligten Akteure und ihr Zusammenspiel im Rahmen des JI oder CDM-Projektzyklus.

2.1 Beteiligte Akteure

An dem Anerkennungs- und Monitoring-Prozess für JI und CDM sind die unterschiedlichsten Akteure und Institutionen mit den unterschiedlichsten Aufgaben und Interessen beteiligt. Man kann die Akteure grob in vier Gruppen einteilen:

1.) Länder, die das Kyoto-Protokoll unterzeichnet haben:

- a) Länder, die im Annex I des UNFCCC stehen und in Kyoto eine Verpflichtung zur Begrenzung ihrer Emissionen eingegangen sind. Letztere sind im Annex B des Kyoto-Protokolls aufgeführt, der weitgehend mit Annex I UNFCCC identisch ist. Die Liste der Länder in Annex I und Annex B enthält die westlichen Industrienationen (darunter Deutschland) sowie die Transformationsländer Osteuropas. Diese Länder und in ihr beheimatete Unternehmen sind potentielle Projektinitiatoren für JI- und CDM-Projekte sowie mögliche Gastländer für JI-Projekte.
- b) Länder, die in keinem dieser Anhänge aufgeführt sind, aber das Kyoto-Protokoll unterzeichnet haben. Dies sind Entwicklungs- und Schwellenländer inklusive China und Indien. Diese Länder sind mögliche Gastländer für CDM-Projekte.

Die Unterzeichner des Kyoto-Protokolls sind aufgefordert, das Protokoll auf nationaler Ebene zu ratifizieren. Das Protokoll tritt in Kraft, wenn mindestens 55 Vertragsparteien des Übereinkommens, auf die insgesamt mindestens 55 % der gesamten Kohlendioxidemissionen der in Annex I aufgeführten Vertragsparteien im Jahr 1990 entfallen, ihre

Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunden hinterlegt haben.¹ Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, Norwegen, Japan sowie zahlreiche osteuropäische Staaten haben bereits das Kyoto-Protokoll ratifiziert. Das In-Kraft-Treten des Kyoto-Protokolls wird für 2003 erwartet.

- 2.) **Institutionen**, die verantwortlich sind für die Anerkennung und Überwachung der JI- und CDM-Projekte oder als Anlauf- und Koordinierungsstellen für Projektentwickler und –träger dienen. Dies sind
- a) *Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties (COP)*: Die Vertragsstaatenkonferenz ist das höchste Gremium der Klimarahmenkonvention von 1992, wo Länder auf höchster Ebene verhandeln. Laut Konvention tagt diese einmal jährlich. Nach der Ratifizierung des Kyoto Protokolls wird die COP als Treffen für die Vertragsstaaten (meeting of parties) dienen (COP/MOP).
 - b) *UN-Klimasekretariat*: Das UN-Klimasekretariat in Bonn ist eine Einrichtung der Vereinten Nationen, dessen Aufgabe es ist, die Umsetzung der Klimarahmenkonvention und des Kyoto-Protokolls auf politischer und praktischer Ebene zu unterstützen.
 - c) *Artikel 6 Supervisory Committee*: Das Supervisory Committee wacht über die korrekte Umsetzung des Artikel 6 des Kyoto-Protokolls (JI-Artikel). Es ist für die Verfahren und Vorschriften der Anerkennung, Durchführung und Überwachung von JI-Projekten verantwortlich. Es ist auch die Akkreditierungsstelle für unabhängige Prüfer (Independent Entities), die zur Verifizierung von JI-Projekten im Rahmen des so genannten Track 2 JI eingesetzt werden. Das Supervisory Committee wird aus 10 Ländervertretern bestehen und von COP/MOP gewählt; das erste Committee wird nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls bestimmt.
 - d) *CDM Executive Board*: Dem CDM Executive Board obliegt die Anerkennung von CDM-Projekten und der Methoden, die bei der Bestimmung von Emissionsminderungen durch CDM-Projekte angewendet werden. Das Executive Board führt das Register aller CDM-Projekte weltweit und somit auch der Emissionsminderungszertifikate aus CDM-Projekten (Certified Emissions Reductions, CER). Es besteht aus 10 Mitgliedern, die von COP/MOP jeweils für zwei Jahre bestimmt werden. Das Excecutive Board ist zugleich die Akkreditierungsstelle der unabhängigen Prüfer (Operational Entities) für CDM-Projekte. Das erste Executive Board wurde bereits von der COP 7 in Marrakesch gewählt.
 - e) *JI Focal Point* oder JI-Koordinationsstelle: Jedes Land, das JI-Projekte durchführen will, muss einen so genannten Focal Point einrichten der die nationale Koordinierung der Aktivitäten übernimmt. In der Bundesrepublik ist diese Stelle im Bundesumweltministerium angesiedelt (JI-Koordinationsstelle *JIKO*).
 - f) *Designated National Authority (DNA) oder Nationale CDM-Behörde*: Die Marrakesh Accords sehen vor, dass jedes Land, das den CDM nutzen möchte, einehierfür zuständige nationale Behörde bestimmt.

¹ Kyoto-Protokoll, Artikel 25 (FCCC/CP/7/Add.1; p.25 Article 25)

3. Die **Designated Operational Entities** (bei CDM) bzw. die **Independent Entities** (bei JI), die die Umsetzung der Bestimmungen der Marrakesh Accords auf der operationalen Ebene übernehmen. Designated Operational Entities und Independent Entities sind Unternehmen bzw. Organisationen, die konkrete Aufgaben im Rahmen der Validierung, Verifizierung und Zertifizierung übernehmen. Sie müssen sich hierzu bei CDM Executive Board bzw. beim Supervisory Committee akkreditieren lassen.
4. **Projektteilnehmer**, die Projekte als JI- oder CDM-Projekte realisieren und anerkennen lassen wollen. Dies können zum Beispiel Projektentwickler, Industrieunternehmen oder Finanzdienstleister sein.

2.2 Das Zusammenspiel der Akteure

Die Kenntnis der Abläufe und der Aufgaben der am Annerkennungsverfahren beteiligten Akteure ist eine wichtige Voraussetzung für eine effiziente Projektplanung. Joint Implementation und Clean Development Mechanism unterscheiden sich im Annerkennungs- und Monitoring-Verfahren in einigen Punkten. Dadurch ist eine getrennte Beschreibung erforderlich.

2.2.1 Das Zusammenspiel im Falle JI

JI ist ein Instrument zur Realisierung von klimaschutzrelevanten Maßnahmen zwischen zwei Staaten, die Verpflichtungen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen eingegangen sind. Die erzielten Emissionsminderungseinheiten (Emission Reduction Units, ERU) werden nach Maßgabe von zuvor getroffenen Vereinbarungen auf die nationalen Inventare beider Partner verteilt.

Die Bundesregierung trägt gegenüber den Unterzeichnern des Kyoto-Protokolls die Verantwortung, dass die von ihr genehmigten JI-Projekte auch tatsächlich den – weiter unten ausgeführten – Anforderungen des Artikel 6 und der dazugehörigen Richtlinien des Executive Board entsprechen. Diese Verantwortung hat sie unabhängig davon, ob sie das Projekt selbst initiiert und abwickelt oder ob ein Unternehmen oder Projektentwickler dieses übernimmt.

Im Mittelpunkt des JI-Antragsverfahrens steht das Project Design Document (PDD). Es enthält die komplette Projektbeschreibung und Darlegung der Argumentation, warum das Projekt aus Sicht des Projektentwicklers unter den Artikel 6 des Kyoto-Protokolls fällt und welche Vorkehrungen getroffen worden sind, um einen bleibenden Erfolg des Projektes zu gewährleisten.

Projektantragsverfahren ("Track 2") Artikel 6 Joint Implementation

Anmerkung: für "Track 1"-Projekte sind bislang noch keine Richtlinien vorhanden.

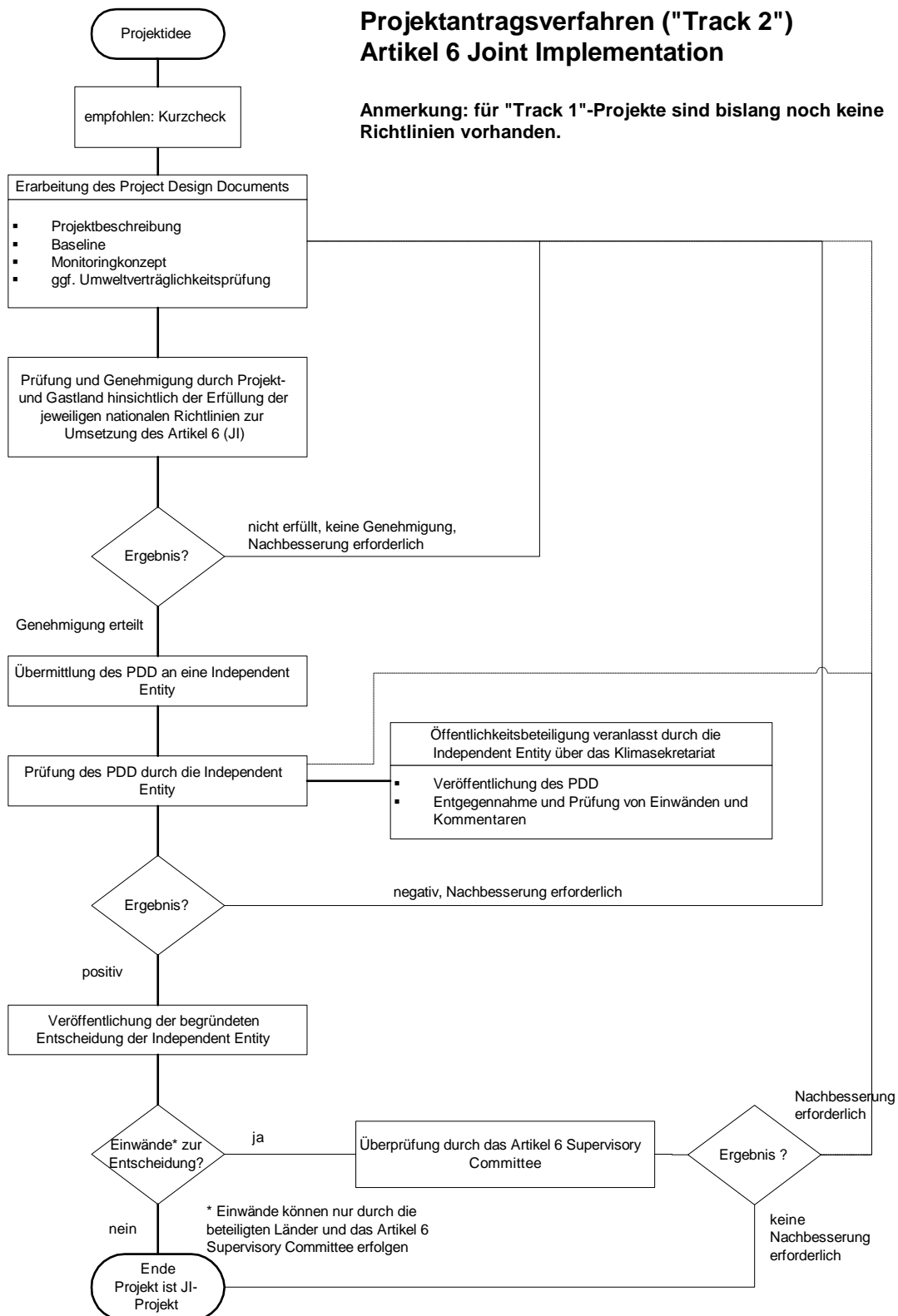


Abbildung 1: Das Zusammenspiel im Falle JI

Der Twin Track-Ansatz: Track 1 und Track 2

Bei JI müssen zwei Varianten unterschieden werden, die sich auf das Anerkennungsverfahren auswirken:

- Bedingung für *Track 1 JI* ist, dass Deutschland *und* das Gastland die Bestimmungen der Artikel 5, 7 und 8 des Kyoto-Protokolls erfüllen. Insbesondere muss das Gastland über ein nationales System der Emissionsdatenerfassung (Emissionsregister) verfügen, seiner jährlichen Berichtspflicht nachkommen, sich einem System der Erfüllungskontrolle unterwerfen und ein Senkeninventar vorlegen. In diesem Fall vereinfacht sich dann das Anerkennungsverfahren für Projekte. Eine Prüfung des PDD durch eine akkreditierte Independent Entity im Auftrag des Supervisory Committee ist dann nicht erforderlich; das Projekt wird alleine durch die beteiligten Länder gemäß der dort für JI-Projekte entsprechend zu entwickelnden Richtlinien anerkannt.
- Erfüllt das Gastland die Anforderungen der Artikel 5, 7 und 8 des Kyoto-Protokolls *nicht*, dann muss das Verfahren des *Track 2 JI* durchlaufen werden. In diesem Fall bleibt das Supervisory Committee die zuständige Anerkennungsstelle; das PDD muss dann einer beim Supervisory Committee akkreditierten Independent Entity übergeben werden. Diese unterzieht das PDD einer Überprüfung und macht das PDD der Öffentlichkeit zugänglich. Das Ergebnis der Überprüfung wird an das Supervisory Committee übermittelt und gleichzeitig auch der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Sofern keine Einwände seitens des Supervisory Committees bestehen ist das Projekt danach als JI-Projekt anerkannt (siehe Ablaufschema auf Seite 9). Das Verfahren kann auch freiwillig gewählt werden, wenn z.B. Zweifel bestehen, ob das Gastland auch zukünftig die Kriterien für Track 1 erfüllt.

Es ist davon auszugehen, dass Deutschland die Bedingungen für den *Track 1* erfüllen wird. Die Auswahl des Gastlands hingegen hat unter Umständen einen erheblichen Einfluss auf den administrativen Aufwand, der für die Anerkennung zu betreiben ist.

Geübte Praxis in den heute laufenden JI-Pilotprojekten ist, dass beide Staaten vor einer konkreten Zusammenarbeit auf Basis des Artikel 6 des Kyoto-Protokolls ein so genanntes Memorandum of Understanding (MoU) abschließen, um die gegenseitige Verrechnung von Emissionsminderungseinheiten (ERU) und weitere wichtige Fragen bzgl. der projektbasierten Zusammenarbeit zu regeln.

Wie die ERU im Falle der Projektträgerschaft durch ein Unternehmen diesem dann letztlich auch gutgeschrieben werden, wird ebenfalls eine Frage nationaler Regelungen sein.

Welche Zulassungen/Anerkennungen benötigt ein Projekt?

Ein Projekt muss prinzipiell zwei Zulassungsstufen durchlaufen. Zunächst ist die Anerkennung des Projektes durch die am Projekt beteiligten Länder erforderlich. Erst danach kann der Antrag beim Supervisory Committee erfolgen. Auskunft über die nationalen Rahmenbedingungen in Deutschland gibt Joint Implementation Koordinationsstelle des BMU (siehe Impressum).

Im Falle des Track 2 prüft eine Independent Entity das PDD

Wenn das Gastland die o.g. Emissionsdatenerfassungs- und Berichtspflichten nicht erfüllt, müssen JI-Projekte ein Verfahren unter der Aufsicht des Artikel 6 Supervisory Committee durchlaufen. In diesem Fall findet eine Validierung des PDD durch eine so genannte Independent Entity statt. Dies wird eine vom Supervisory Committee akkreditierte Prüfungsorganisation sein, die damit befugt ist, Überprüfungen von Projekten durchzuführen.

Wenn das Project Design Document fertiggestellt wurde und dieses nachweislich den Anforderungen des Kyoto-Protokolls und seiner Richtlinien entspricht sowie von den beiden beteiligten Ländern zugelassen wurde, muss das Projekt durch die Independent Entity validiert werden. Um zu einem validierten PDD zu gelangen, muss der Projektentwickler eine solche Independent Entity mit der Überprüfung beauftragen. Wer als Independent Entity bzw. im Falle von CDM als Designated Operational Entity akkreditiert ist, kann aktuell im Internet nachgelesen werden (zum Beispiel unter <http://www.unfccc.int>).

Die Anerkennung erfolgt im Track 2 -Verfahren durch das Supervisory Committee

Eine positive Entscheidung der Independent Entity vorausgesetzt, besteht noch eine Einspruchsfrist von 45 Tagen bis zur Anerkennung des Projektes. Einwände können durch die beteiligten Projektländer oder durch mindestens drei Mitglieder des Supervisory Committees vorgebracht werden. Werden keine Einwände innerhalb der Frist erhoben, steht der Realisierung des Projektes als anerkanntes JI-Projekt nichts mehr im Wege.

2.2.2 Das Zusammenspiel im Falle CDM

Teilnahmevoraussetzungen

Im Falle des Clean Development Mechanism (CDM) nach Artikel 12 des Kyoto-Protokolls müssen die Bundesregierung und die möglichen Gastländer zunächst bestimmte Voraussetzungen schaffen. Grundsätzlich sind CDM-Projekte nur dann zugelassen, wenn sowohl das Gastland als auch das Investorland des Projektes das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben. Die Bundesregierung und das Gastland müssen eine für den CDM zuständige Behörde benennen. Die Treibhausgasbilanz muss allerdings nur von der Bundesregierung vorgelegt werden. Das Gastland muss keine nationale Treibhausgas-Bilanz vorlegen.

Das Klimasekretariat führt eine Liste derjenigen Entwicklungs- und Schwellenländer, die zur Teilnahme am Artikel 12 berechtigt sind. Für den Projektentwickler reicht zukünftig ein Blick in dieses Kataster, um zu prüfen, ob ein Land prinzipiell als CDM-Gastland in Frage kommt (<http://unfccc.int/resource/country/index.html>).

Wenn ein Unternehmen bereits heute CDM-Projekte plant, sollte es gründlich prüfen, ob das ausgewählte Gastland CDM-Projekte auf seinem Territorium zulassen will und bereit ist, die notwendigen Voraussetzungen dafür zu schaffen. Im Zweifel sollte zur Klärung dieser Frage Kontakt zum Klimasekretariat, dem CDM-Executive Board oder der deutschen CDM-Behörde aufgenommen werden.

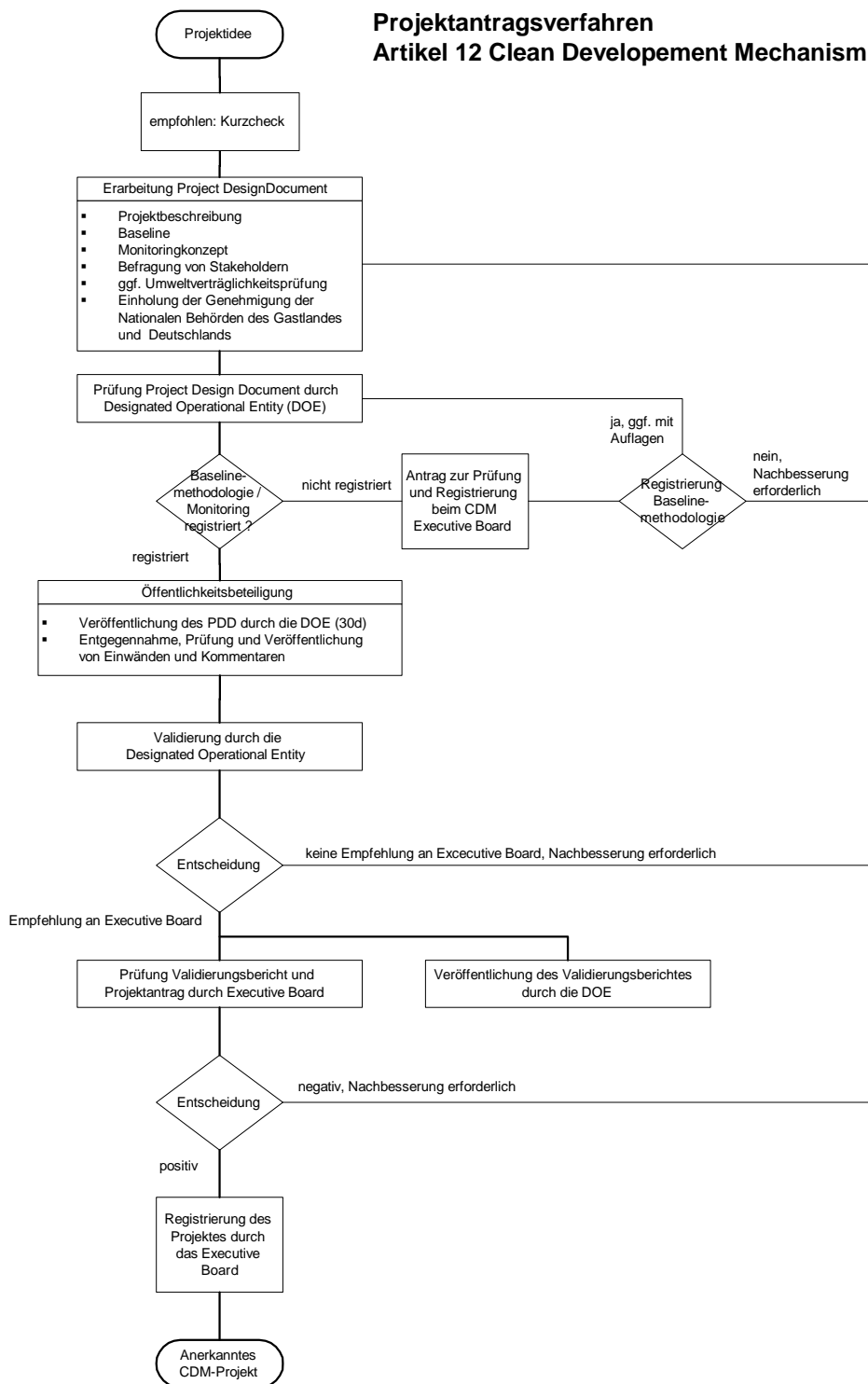


Abbildung 2: Das Zusammenspiel im Falle CDM

Bestehen für alle Projekttypen die gleichen Projektanforderungen?

Für kleine Projekte (Small Scale Projects) sind vereinfachte Regeln auf COP 8 grundsätzlich beschlossen worden, wenngleich Details noch im einzelnen zu regeln sind. Ver-

einfachungen betreffen die Baseline-Erstellung, das PDD und das Monitoring. Laut Marrakesh Accords handelt es sich bei diesen Kleinprojekten um folgende drei Kategorien :

- Erneuerbare Energieprojekte mit einer Kapazität bis 15 MW
- Energieeffizienzprojekte mit einer Energieeinsparung (auf Erzeuger- oder Verbraucherseite) bis 15 Gigawattstunden pro Jahr
- Andere Projekte, die gleichzeitig anthropogene THG-Emissionen vermindern und weniger als 15 kT Kohlendioxid-Äquivalente pro Jahr emittieren

Nähere Informationen zum aktuellen Stand der Vereinfachungen bezüglich CDM-Kleinprojekten finden sich unter: <http://unfccc.int/cdm/>

Eine Designated Operational Entity (DOE) prüft das Projektdesign im CDM-Anerkennungsverfahren

Im Mittelpunkt des Anerkennungsverfahrens steht die Validierung des Project Design Documents durch eine unabhängige akkreditierte Prüfungsgesellschaft (Designated Operational Entity, manchmal auch DOE abgekürzt). Die damit verbundene Prüfung erfolgt auf Grundlage der Anforderungen des Artikel 12 des Kyoto-Protokolls und der dazugehörigen Richtlinien.

Die Marrakesh Accords sehen im Falle von CDM-Projekten vor, dass der Projektentwickler Kommentare von möglicherweise Betroffenen (*stakeholder comments*) einholt. Im PDD muss der Projektentwickler eine kurze Beschreibung des gewählten Prozesses der Stakeholder-Beteiligung geben, die erhaltenen Kommentare dokumentieren und einen kurzen Bericht darüber verfassen, in welcher Form sie in der Projektplanung berücksichtigt wurden.

Zusätzlich muss der Projektentwickler der Designated Operational Entity folgende Bestätigungen vorlegen:

- Eine schriftliche Zustimmung aller in das Projekt involvierten Länder, dass alle am Projekt Beteiligten freiwillig an dem Projekt teilnehmen, und
- eine schriftliche Bestätigung des Gastlandes, dass das geplante Projekt seiner nachhaltigen Entwicklung dient.

Die Projektbeteiligten müssen nach Erstellung des PDD eine Designated Operational Entity beauftragen und ihr das Project Design Document zur Prüfung und Validierung vorlegen.

Nach der Validierung des Project Design Documents kann die Registrierung durch das CDM Executive Board erfolgen. Sie ist die förmliche Anerkennung eines validierten Projektes als CDM-Projekt. Ohne diese Anerkennung können aus dem Projekt später keine CERs generiert werden.

Die Aufgaben der Designated Operational Entity gehen über eine „normale“ Prüfung hinaus

Das komplette Projektdesign ist Gegenstand der Prüfung. Die Prüfung hat zum Ziel, die Konsistenz, Transparenz und Zuverlässigkeit der prognostizierten Emissionsminderun-

gen festzustellen. Deshalb werden sich wesentliche Teile der Prüfung auf das Projektdesign konzentrieren.

Die Designated Operational Entity muss das Project Design Document der Öffentlichkeit zugänglich machen und eingehende Kommentierungen zu den Validierungsanforderungen innerhalb einer Frist von 30 Tagen entgegen nehmen. Diese Kommentierungen müssen wiederum der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und bei der Bewertung des PDD angemessen berücksichtigt werden.

Nach Ablauf dieser 30-Tage-Frist muss die Designated Operational Entity auf Basis aller ihr zur Verfügung stehenden Informationen die Feststellung treffen, ob das Projekt den Anforderungen an die Validierung genügt.

Mit Zustellung des Validierungsberichtes an das Executive Board wird er gleichzeitig von der Designated Operational Entity der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Was passiert, wenn für das geplante Projekt noch keine Baseline-Methode zugelassen ist?

Ein zentraler Bestandteil des Project Design Documents ist die Beschreibung der Baseline. Ausgehend von der Baseline werden später die erzielten Emissionsminderungen ermittelt.

Stellt die Designated Operational Entity im Rahmen ihrer Prüfung fest, dass die für das Projekt verwendete Baseline-Methode noch nicht durch das Executive Committee zugelassen wurde, wird sie diesen Vorschlag (einschließlich des gesamten Project Design Documents) an das Executive Board weiterleiten. Der Vorschlag wird durch das Executive Board geprüft. Das Executive Board kann die vorgeschlagene Baseline Methodologie ablehnen und eine Überarbeitung verlangen. Im Falle der Zustimmung wird es die Baseline-Methode zulassen (ggf. mit Anmerkungen und Hinweisen versehen) und öffentlich zugänglich machen.

Das Validierungsverfahren kann nach erfolgter Zulassung der Baseline-Methode durch die Designated Operational Entity unter Verwendung der zugelassenen Baseline-Methode sowie unter Berücksichtigung der vom Executive Board gemachten Hinweise fortgeführt werden. Auch wenn später evtl. auf Basis erster Erfahrungen die Baseline-Methode geändert werden soll, ist der oben beschriebene Weg über das Executive Board zu gehen. Gründe hierfür könnten eine wider Erwarten ungenügende Verfügbarkeit von Daten zur Berechnung der THG-Baseline-Emissionen oder die Erkenntnis sein, dass das vor Jahren gewählte Baseline Szenario zu weit von dem „tatsächlichen“ Referenz Szenario abweicht, weil sich grundlegende Rahmenbedingungen geändert haben, die zum Zeitpunkt der Planung des Projektes nicht zu erkennen waren.

Bei den ersten CDM-Anerkennungsverfahren kann man davon ausgehen, dass das Verfahren zur Anerkennung der Baseline-Methode durch das Executive Board immer durchlaufen werden muss. Das bedeutet, dass insbesondere „Early Movers“ mit einem höheren Aufwand im Anerkennungsverfahren rechnen müssen, solange die Baseline-Datenbank des Executive Board noch wenig gefüllt ist. Es wird abzuwarten sein, welchen Beitrag die heute schon laufenden Pilotprojekte zur Beschleunigung dieses Aufbauprozesses leisten. Für Kleinprojekte werden von vorne herein Baseline-Methodologien vorgegeben.

Wer trifft letztlich die Entscheidung über die Anerkennung als CDM-Projekt?

Das Executive Board muss binnen 8 Wochen nach Erhalt des Validierungsberichtes zu einer Entscheidung kommen, ob das Projekt als CDM-Projekt registriert wird oder nicht. Ein abgelehntes Projekt kann nach entsprechender Nachbesserung erneut zur Entscheidung vorgelegt werden. Die Entscheidung des Executive Board ist ebenfalls öffentlich zu machen.

Über welchen Zeitraum kann ein Projekt CERs erwirtschaften?

Die Marrakesh Accords sehen hier zwei mögliche Szenarien vor:

- Über einen Zeitraum von maximal 7 Jahren mit der Möglichkeit einer zweimaligen Erneuerung der Registrierung. Insgesamt sind also 21 Jahre Anerkennungszeitraum möglich. Eine Erneuerung ist allerdings nur möglich wenn die Baseline erneut durch eine Designated Operational Entity bestätigt wird. Dieser Schritt ist mit entsprechendem Aufwand verbunden.
- Über einen Zeitraum von 10 Jahren ohne die Möglichkeit einer Erneuerung.

3 NACHHALTIGKEIT, UMWELTAUSWIRKUNGEN UND ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG

Die Marrakesh Accords sehen vor, dass im PDD eine Dokumentation und Bewertung der durch das Projekt entstehenden Umweltauswirkungen zu erfolgen hat; bei signifikanten Umweltauswirkungen muss eine Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgen. Dies gilt sowohl für JI als auch für CDM.

Im Falle des CDM muss zusätzlich eine Bestätigung des Gastlandes eingeholt werden, dass das geplante Projekt einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung leistet. Eine Vorlage für einen solchen „Letter of Approval“ findet sich in Box 4.

Vom Grundsatz her ist die Frage nach den Umweltauswirkungen von Projekten bereits Bestandteil einer Prüfung der Nachhaltigkeit von Projekten (siehe Box 1). Die nachfolgenden Ausführungen zur Frage der Dokumentation von Nachhaltigkeit enthalten deshalb einige Hinweise, die in gleicher Form auch für die Dokumentation der Umweltauswirkungen gelten; entsprechende Verweise werden jeweils gegeben.

3.1 Nachhaltigkeit

Klimaschutzprojekte, insbesondere aber CDM-Projekte sollen den Marrakesh Accords folgend *grundsätzlich* die nachhaltige Entwicklung im Gastland unterstützen. Die im Projekt angewendete Technologie bzw. Technik muss einer Reihe von ökologischen, sozialen und ökonomischen Ansprüchen genügen. Zur Prüfung der Nachhaltigkeit sollten die in Box 1 aufgeführten Kriterien herangezogen werden (DEA 2002).

Box 1: Beurteilungskriterien für die Nachhaltigkeit von Projekten	
Ökologie	<i>Erhalt und Verbesserung der natürlichen Ressourcen für derzeitige und zukünftige Generationen</i> Indikator: Vermeidung von Klimawandel, Verminderung lokaler und regionaler Umwelteinflüsse (z.B. Luftverschmutzung, Wasserverschmutzung, Abfall), Verringerung der Nutzung erschöpfbarer Ressourcen, Erhalt von Biodiversität
Soziales	<i>Abschaffung der Armut, Verbesserung der Lebensqualität</i> Indikator: Schaffung neuer Arbeitsplätze, Förderung der Aus- und Weiterbildung bzw. Qualifikation, Gleichberechtigung, Beitrag zur gerechteren Verteilung von Ressourcen, Gesundheit, Arbeitsschutz, Unterstützung und Stärkung von sozialen Institutionen, kulturelle Förderung, Verringerung der Armut (Sicherung des Existenzminimum)
Ökonomie	<i>Schaffen von Wohlbefinden und Auskommen, Sicherung der Existenz</i> Indikator: Einfluss auf Einkommen und Lebensstandard, Technologietransfer, Beitrag zur technologischen Unabhängigkeit, Investitionsanreiz, Verringerung der öffentlichen Investitionen, Verringerung der Abhängigkeit von ausländischer Währung, Wirtschaftsentwicklung, Produktivitätssteigerung

Für den Projektentwickler ergeben sich daraus folgende Aufgaben bei der PDD-Erstellung:

- Hat das Gastland explizite Nachhaltigkeitskriterien formuliert, so ist die Einhaltung dieser Kriterien im Rahmen der PDD-Erstellung zu dokumentieren.
- Bestehen auf Seiten des Gastlandes *keine* Standards bzw. weichen diese von anerkannten internationalen Standards ab, sollten sich Projektentwickler an höheren Standards orientieren (siehe Hinweise in Box 2).

Box 2: Internationale Umwelt- und Nachhaltigkeitsstandards	
Weltbank	Safeguard Policies, im Internet unter http://wbln0018.worldbank.org/essd/essd.nsf/Safeguard/Homepage sowie http://www.worldbank.org/data/wdi2001/index.htm
EBRD	Environmental Procedures Siehe http://www.ebrd.org/enviro/index.htm
Hermes-Bürgschaften	Leitlinien für die Berücksichtigung von ökologischen, sozialen und entwicklungspolitischen Gesichtspunkten bei der Übernahme von Ausfuhrleistungen des Bundes, im Internet unter http://www.hermes-kredit.com/aga/herubund/index5.html http://wbln0018.worldbank.org/essd/essd.nsf/Safeguard/Homepage
OECD	Recommendation on Common Approaches on Environment and Officially supported Export Credits, im Internet unter http://www.oecd.org

Bei der Weltbank und der EBRD erfolgt eine Einstufung von Projekten in die Kategorien A, B oder C durch ein Screening der Projektvorschläge. Projekte der Kategorie A verfügen über signifikante Umweltauswirkungen. Für diese ist eine separate Umweltstudie erforderlich. Bei Projekten der Kategorie B genügt im Regelfall eine Analyse der Umweltauswirkungen, die vom Projektentwickler selbst erstellt werden kann. Projekten der Kategorie C werden keine signifikanten Umweltauswirkungen unterstellt; sie müssen deshalb keiner gesonderten Überprüfung unterzogen werden. Box 3 enthält Vorschläge für die Zuordnung von JI- und CDM-Projekten zu diesen Kategorien; sie sind jedoch als vorläufig anzusehen.

Box 3: Ökologische, soziale und wirtschaftliche Auswirkungen und mögliche Zuordnung von JI- und CDM-Projekttypen		
<i>Kategorie</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Mögliche Zuordnung von JI/CDM-Projekttypen</i>
A	Projekte, die voraussichtlich starke ökologische, soziale oder entwicklungspolitische Auswirkungen haben, die meist nicht lokal begrenzt und/oder unumkehrbar sind.	Large Hydro/ große Staudämme, Neubau von Kraftwerken mit mehr als 300 MW (nach EBRD) [Neubau von Stahl- und Zementwerken, Raffinerien]
B	Projekte, die voraussichtlich eingeschränkte ökologische, soziale oder entwicklungspolitische Auswirkungen haben, welche in der Regel lokal begrenzt und umkehrbar erscheinen.	Erneuerbare Energien >15 MW, Energieeffizienz >15 GWh, Modernisierung (Brownfield-Projekte), Fuel Switch
C	Projekte, bei denen keine oder geringe ökologische, soziale oder entwicklungspolitische Auswirkungen zu erwarten sind.	CDM-Kleinprojekte und vergleichbare JI-Projekte

Box 4: “Letter of Approval“ zum Nachweis der Nachhaltigkeit (Vorlage)²

Undersigned, as a legal and authorised representative of <name country/state>, [Preambles, references, political statements.]

referring to:

proposal number. <number of proposal indicated by company>, named <name proposal>, hereafter to be referred to as ‘the CDM project’, located <location> <any other information needed to identify the project> by <name proposer>, hereafter to be referred to as ‘Contractor’, dated <date proposal>,

declares that:

1. <Host Country> has fulfilled its national obligations in order to become a Party to the Kyoto Protocol, -or- shall accede to the Kyoto Protocol ultimately 30 days after the Kyoto Protocol has entered into force
2. <host country> recognises the CDM project to be a Clean Development Mechanism project in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol and its underlying decisions.
3. <host country> confirms that the CDM project contributes towards realisation of the country’s sustainable development goals
4. <host country> authorises the contractor and any future owner of the CDM project to generate CERs, by realisation and operation of the CDM project, in accordance with article 12 of the Kyoto Protocol.
5. <host country> accepts the transfer <amount, percentage> of verified CERs, generated through the CDM project, to the Government of <investor country> during the crediting period of the CDM project <year .. – year ..>, through issue of CERs by the CDM Registry under the CDM Executive Board, cf. FCCC/CP//CRP.11, Annex to Decision -/CMP.1 (article 12), Part J) or through any other mechanism accepted by COP/MOP.
6. The transfer of CERs is irrespective of any legal or other transfer of the CDM project to third parties.
7. In case the Kyoto Protocol will not enter into force, <host country> and <investor country> consider the transfer to <investor country> as a transfer of greenhouse gas emission reduction on a bilateral basis.

Drafted <date>, <town, country>

Signed

For the host country:

Full Name Country:

Name:

Position:

Date:

Signature:

² Vorlage in Anlehnung an: Terms of Reference, CERUPT 2001, www.carboncredits.nl

3.2 Umweltauswirkungen und Umweltverträglichkeitsprüfung

Entsprechend der Vorgaben der Marrakesch Accords³ sind die möglichen Umweltauswirkungen eines Vorhabens zu erfassen und zu bewerten und ggf. eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Gastlandes durchzuführen.

Auch Vorhaben, die ausschließlich zur Verbesserung der Umweltsituation dienen oder die zusätzlich zu ihren eigentlichen Zielen auch eine positive Wirkung auf die Umwelt entfalten, sind dabei nicht automatisch frei von Komponenten, die ohne entsprechende Gegenmaßnahmen zu Belastungen der Umwelt führen können. Daher sollten alle Vorhaben auf ihre Umweltauswirkungen untersucht werden. Eine Aufstellung über mögliche Umweltauswirkungen befindet sich in Box 5.

Box 5: Mögliche Umweltauswirkungen

- Emissionen in die Atmosphäre,
- Einleitung und Ableitung in Gewässer,
- Vermeidung, Verwertung, Wiederverwendung, Verbringung und Entsorgung von festen und anderen Abfällen, insbesondere gefährlichen Abfällen,
- Nutzung und Verunreinigung von Böden,
- Nutzung von natürlichen Ressourcen und Rohstoffen (einschließlich Energie),
- Lokale Phänomene (Lärm, Erschütterungen, Gerüche, Staub, ästhetische Beeinträchtigungen, usw.),
- Verkehr (sowohl im Hinblick auf Warendienstleistungen als auch auf die Arbeitnehmer),
- Gefahren von Umweltunfällen und Umweltauswirkungen, die sich aus Vorfällen, Unfällen und potentiellen Notfallsituationen ergeben oder ergeben können,
- Auswirkungen auf die Biodiversität.

Quelle: „Verordnung (EG) Nr. 761/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. März 2001“; EMAS, Anhang VI „Umweltaspekte“.

Bei Vorhaben mit bedeutenden Umweltauswirkungen kann es sein, dass es keine Vorgaben des Gastlandes gibt, wie eine Umweltverträglichkeitsprüfung im einzelnen durchzuführen ist. Dies betrifft insbesondere CDM-Projekte. Als potenzielles Investorland hat Deutschland allerdings ein Interesse, dass nur umweltverträgliche Projekte genehmigt werden.

Fehlen UVP-Vorschriften, ist das jeweilige Vorhaben nicht UVP-pflichtig oder fehlen Vorgaben zur Öffentlichkeitsbeteiligung, sollte daher bei CDM-Projekten ersatzweise das UVP-Verfahren der Weltbank oder des Entwicklungshilfausschusses (DAC) der OECD (Leitlinien zu Umwelt und Entwicklungshilfe als 'Empfehlenswerte Verfahren für Umweltverträglichkeitsprüfungen von Entwicklungsprojekten') gewählt werden (Quellenhinweis siehe Box 6).

³ Siehe FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.14, Para 33d (JI), FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.34 Para 37c (Validation and registration) sowie Appendix B, Para 2e(ii).

Falls ein UVP-Verfahren erforderlich ist, sollte damit möglichst frühzeitig begonnen werden; dann kann das Risiko der Zeitverzögerung gegenüber der normalen Planung des Vorhabens gering gehalten werden.

Der Einstieg in ein UVP-Verfahren entscheidet sich beim so genannten Screening. Damit wird eine Voruntersuchung bezeichnet, mit deren Hilfe zwei Arten von Vorhaben aus den weiteren Verfahrensschritten ausgeschlossen werden sollen:

- Gravierend umweltschädigende Vorhaben, die auch durch grundlegende Modifikationen nicht auf ein Niveau akzeptabler Umweltauswirkungen gebracht werden können, und
- Vorhaben, die voraussichtlich keine oder keine wesentlichen negativen Umweltauswirkungen haben werden.

Ein Vorhaben hat dann keine bedeutenden Umweltauswirkungen, wenn bei Durchführung oder im Zusammenhang mit dem Betrieb keine oder nur unerhebliche negative Umweltauswirkungen zu erwarten sind, die keine besonderen Schutz-, Überwachungs- und/oder Kompensationsmaßnahmen erforderlich machen. Solche Vorhaben durchlaufen keine weiteren UVP-Verfahrensschritte, jedoch ist über den Verlauf des Projektes zu beobachten, ob sich umweltrelevante Veränderungen ergeben.

Weitere Informationen und Internetadressen zum Ablauf der UVP sind in Box 6 zusammengestellt.

Box 6: Ablauf einer UVP		
Bestimmung und Bewertung der Umweltauswirkungen		
	Inhalt	Hilfsmittel
Screening	<p>Ausschluss nicht umwelt-relevanter Vorhaben</p> <p>Ausschluss nicht akzeptabler Vorhaben</p> <p>Konzentration auf relevante Vorhaben</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. September 2001 (BGBl. I S. 2350), zuletzt geändert durch Gesetz vom 18. Juni 2002 (BGBl. I S. 1914), Anlage 1 (http://jurcom5.juris.de/bundesrecht/uvpg/anlage_140.html) ▪ Negativlisten mit Beispielen nicht förderungswürdiger Vorhaben (Beispiel: KfW Allgemeine Prüfungsrichtlinien: Untersuchung und Überwachung der Umweltverträglichkeit von FZ-Vorhaben (http://www.kfw.de/DE/Service/Onlinebibl48/Umweltschu13/stu_fz_131101.pdf - Seite 10)) ▪ Positivlisten mit umweltrelevanten Vorhaben (Beispiel: BMZ-aktuell Nr. 051: Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei Vorhaben der Entwicklungszusammenarbeit, Anlage 1)
Verfahrensschritt in der UVP		
	Inhalt	Hilfsmittel
Scoping	Festlegung des Untersuchungsrahmens	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Öffentliche Anhörung ▪ Abgleich mit vergleichbaren Untersuchungen
Umweltuntersuchung	Darstellung und Bewertung der Umwelt- und sozialen Wirkungen einschließlich Schutz- und Überwachungsmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ z.B. Weltbank Operational Policy OP 4.01 'Environmental Assessment', Annex B (http://wbIn0018.worldbank.org/Institutional/Manuals/OpManual.nsf) ▪ BMZ: Umwelthandbuch, Band 1, Gliederungspunkt 0 (http://www.gtz.de/uvp/publika/handbuch.html) ▪ Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Ausführung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPVwV) vom 18. September 1995 (GMBl. S. 671), Gliederungspunkt 0.5.2 (http://www.umwelt-online.de/recht/allgemei/umwelt/uvp/uvv_inh.htm)
Monitoring	<p>Überwachung des Betriebs und der Wirksamkeit der vorgesehenen Umweltschutzmaßnahmen</p> <p>Beobachtung nicht vorhergesehener Veränderungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ z.B. OECD Ausschuss für Entwicklungshilfe (DAC): Leitlinien zu Umwelt und Entwicklungshilfe Nr. 1: Empfehlenswerte Verfahren für Umweltverträglichkeitsprüfungen von Entwicklungsprojekten, S. 18-19 (http://www.oecd.org/pdf/M00002000/M00002337.pdf)

Rechtsrahmen	Nationale UVP-Vorschriften und deren Angemessenheit im internationalen Kontext	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abgleich mit relevanten Vorgaben bilateraler Geber ▪ z.B. BMZ-aktuell Nr. 051: Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei Vorhaben der Entwicklungszusammenarbeit <p>oder multilateraler Geber</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ z.B. OECD Ausschuss für Entwicklungshilfe (DAC): Leitlinien zu Umwelt und Entwicklungshilfe Nr. 1: Empfehlenswerte Verfahren für Umweltverträglichkeitsprüfungen von Entwicklungsprojekten (http://www.oecd.org/pdf/M00002000/M00002337.pdf) ▪ z.B. Weltbank Operational Policy OP 4.01 'Environmental Assessment' (http://wbln0018.worldbank.org/Institutional/Manuals/OpManual.nsf) <p>oder nationaler Vorschriften aus Industrieländern, z.B. Deutschland</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. September 2001 (BGBl. I S. 2350), zuletzt geändert durch Gesetz vom 18. Juni 2002 (BGBl. I S. 1914) (http://jurcom5.juris.de/bundesrecht/uvpg/) ▪ Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Ausführung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPVwV) vom 18. September 1995 (GMBl. S. 671) (http://www.umwelt-online.de/recht/allgemei/umwelt/uvp/uvv_inh.htm)
---------------------	--	--

3.3 Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Marrakesh Accords sehen vor, dass die wesentlichen Passagen des PDD der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Im Rahmen des **JI** muss die Independent Entity über das Klimasekretariat das PDD 30 Tage lang auslegen. Sie muss in diesem Zeitraum eingehende Kommentare von betroffenen Individuen, Organisationen und lokalen Betroffenen sowie von UNFCCC akkreditierten Beobachtern und jegliche weitere zweckdienliche Information annehmen und bei der Bewertung des PDD berücksichtigen. Die begründete Entscheidung der Independent Entity muss wiederum für 45 Tage öffentlich gemacht werden.

Analog muss im Falle des **CDM** die Designated Operational Entity das PDD für 30 Tage öffentlich zugänglich machen und die Reaktionen in seine Bewertung des Projekts einbeziehen.

Zusätzlich sehen die Marrakesh Accords im Falle von **CDM**-Projekten vor, dass der Projektentwickler selbst Kommentare von den möglicherweise Betroffenen vor Ort (*local stakeholder comments*) einholt und diese entsprechend in Projektplanung, -umsetzung und -monitoring berücksichtigt. Bezüglich des dabei anzuwendenden Pro-

zedere beauftragten die Marrakesh Accords den Executive Board damit, konkrete Vorgaben zu machen; bis dahin angewendete Verfahren sind also provisorisch.

Vorbehaltlich weiter reichender Vorgaben durch die internationalen Autoritäten sowie die Bundesregierung sollte der Projektentwickler die Öffentlichkeitsbeteiligung im PDD wie folgt darstellen:

1. Kurze Beschreibung des gewählten Prozesses der Öffentlichkeitsbeteiligung:
 - Welche Gruppen sind vom Projekt in positiver oder negativer Weise betroffen? (Differenzierung nach sozialen Gruppen, Geschlecht, nach Einkommen, etc. ist wünschenswert)
 - Weshalb wurden welche Gruppen vor Ort beteiligt?
 - In welcher Form ist das geschehen?
 - (i) Information und Konsultation der Betroffenen Gruppen, (ii) Mitwirkung/Einbeziehung der Meinungen der betroffenen Gruppen, (iii) Mitentscheidung der betroffenen Gruppen über das Projekt, (iv) Eigenverantwortung und Selbstbestimmung der betroffenen Gruppen über das Projekt.
 - In welcher Sprache, schriftlich oder mündlich, ist Beteiligung geschehen?
 - Wurden betroffene Gruppen von Dritten vertreten? Wenn ja von wem?
 - Weshalb wurden ggf. gewisse Gruppen nicht beteiligt?
2. Zusammenfassung der Ergebnisse des Beteiligungsverfahrens (z.B. erhaltenen Kommentare, Ergebnisse der Anhörungen, Mitwirkung bzw. Mitentscheidung der betroffenen Gruppe etc.)
3. Kurzer Bericht darüber, in welcher Form die Ergebnisse des Beteiligungsverfahrens in der Projektplanung, -umsetzung und beim Projektmonitoring berücksichtigt wurden bzw. werden.

Hinweis

Weitere Informationen über ein empfohlenes Vorgehen bei der Öffentlichkeitsbeteiligung sind beim Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung erhältlich, u.a. in der Reihe BMZ Konzepte: „Partizipative Entwicklungszusammenarbeit“, download unter <http://www.bmz.de/infothek/fachinformationen/konzepte/90421.html>

4 EMISSIONSBERECHNUNG IM PDD: METHODISCHE HINWEISE

4.1 Übersicht

Die Emissionsreduktionen durch das geplante JI- bzw. CDM-Projekt müssen in konsistenter, transparenter und überprüfbarer Form ermittelt werden. Dazu müssen die Emissionen ermittelt werden, die mit dem Projekt verbunden sind, und mit den Emissionen verglichen werden, die ohne die Realisierung des Projekts zu erwarten wären.

Eine Überschätzung der erwarteten Emissionsminderungen ist im Interesse aller Beteiligten zu vermeiden. Sie hätte den Nachteil, dass am Ende eine geringere Menge anrechenbarer Emissionsminderungseinheiten (ERU bzw. CER) aus einem Projekt entstehen als zunächst geplant und bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projektes berücksichtigt. Die nachteiligen Wirkungen übertriebener Schätzungen für die Investoren (geringere Einnahmen) und die Projektländer (geringere Emissionsminderungen) sind offensichtlich. Häufige Fälle von Fehlprognosen beeinträchtigen darüber hinaus die Akzeptanz von JI- und CDM-Projekten.

Die nachfolgenden Hinweise zu Methoden der Schätzung vermiedener Emissionen sowie zur späteren Feststellung der tatsächlich erreichten Emissionsreduktionen sollen den Projektentwickler dabei unterstützen, eine möglichst realistische und vom Prinzip her eher konservative Einschätzung der erwarteten Emissionsreduktion vorzunehmen.

Die Vorgehensweise ist dabei grundsätzlich wie folgt: Um die erwarteten Emissionsreduktionen zu schätzen, muss zunächst ermittelt werden, welche Emissionen mit dem Projekt selbst verbunden wären. Anschließend muss ein Szenario aufgestellt werden, das die Situation beschreibt, die ohne das Projekt entstanden wäre. Dieses Szenario wird als *Baseline* bezeichnet. Die Differenz zwischen Baseline-Emissionen und den erwarteten Projekt-Emissionen ergibt die erwarteten Emissionsreduktionen (Abbildung 3).

Entscheidend ist dabei die *Zusätzlichkeit* (Additionality) der Emissionsminderung.⁴ Gemäß diesem Prinzip müssen die erwarteten Emissionsreduktionen des Projektes *zusätzlich* zu solchen Minderungen sein, die auch ohne das Projekt entstehen (könnten). Das PDD muss diesen Beweis führen und aufzeigen, dass die Differenz aus erwarteten Baseline-Emissionen und erwarteten Projektemissionen im Anerkennungszeitraum positiv ist.

⁴ Für JI: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.14, Nr. 31(b). Für CDM: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.36, Nr. 43

Berechnung der erwarteten Emissionsreduktionen:

$$(ER_e) = (E_{eBLgesamt}) - (E_{ePgesamt})$$

(ER_e) = erwartete gesamte Emissionsreduktionen durch das Projekt

$(E_{eBLgesamt})$ = erwartete gesamte Emissionen aus dem Baseline-Szenario

$(E_{ePgesamt})$ = erwartete gesamte Projektemissionen

alles in t CO₂-Äquivalenten über den Anerkennungszeitraum

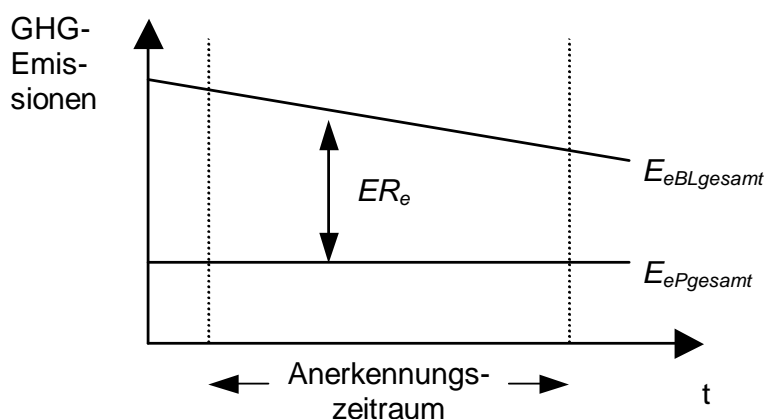


Abbildung 3: Erwartete Emissionsreduktionen als Differenz von Baseline und Projektemissionen

Die tatsächliche Höhe der erreichten Emissionsreduktionen wird später innerhalb des Monitoring bestimmt. Entsprechend müssen alle für die Berechnung bzw. Bestimmung der Emissionen erforderlichen Daten aus dem Projekt und der Baseline im Rahmen eines Monitoring-Prozesses kontinuierlich ermittelt werden. Hierzu ist innerhalb des PDD ein Monitoring-Plan zu erstellen; die Prinzipien und Verfahrensschritte des Monitoring sind Gegenstand von Kapitel 5 dieses Band III. Die Ergebnisse des Monitoring sind dann Gegenstand von Verifizierungsaudits durch eine unabhängige Prüfungsorganisation.

Durch die Differenzbildung zwischen den angepassten Baseline-Emissionen und den über das Monitoring ermittelten tatsächlichen Projektemissionen werden letztlich die tatsächlichen Emissionsreduktionen des Projektes berechnet.

Berechnung der tatsächlichen Emissionsreduktionen:

$$(ER_m) = (E_{mBLgesamt}) - (E_{mPgesamt})$$

(ER_m) = gemessene gesamte Emissionsreduktionen durch das Projekt

$(E_{mBLgesamt})$ = tatsächliche gesamte Baseline-Emissionen

$(E_{mPgesamt})$ = gemessene gesamte Projektemissionen

alles in t CO₂-Äquivalenten über den Anerkennungszeitraum

4.2 Bestimmung der Emissionsquellen, Systemgrenzen und Einflussfaktoren

Im folgenden wird die Bestimmung der Systemgrenzen eines JI- oder CDM-Projekts beschrieben. Die Systemgrenzen umschließen die Emissionsquellen, die zur Bestimmung der Projektemissionen und der Baseline relevant sind. Gemäß dem Prinzip des *Matching* gelten die Systemgrenzen daher für das Projekt und dessen Baseline. Zudem werden Faktoren bestimmt, die möglicherweise einen bedeutenden Einfluss auf die Projekt- und Baseline-Emissionen haben

4.2.1 Emissionsquellen des Projekts

Die Ermittlung der Emissionsquellen von Treibhausgasen, die innerhalb des Projektes bestehen oder durch das Projekt beeinflusst werden, ist Voraussetzung für die Festlegung der später zu bestimmenden Systemgrenzen. Box 7 zeigt eine Übersicht der relevanten THG. Angaben zur Umrechnung der verschiedenen THG in CO₂-Äquivalente befinden sich in Band III, Kapitel 6.1.

Box 7: Im Annex A Kyoto-Protokoll aufgeführte THG

- Kohlendioxid (CO₂)
- Methan (CH₄)
- Distickstoffdioxid (N₂O)
- Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC)
- Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC)
- Schwefelhexafluorid (SF₆)

Direkte und indirekte Emissionsquellen

Laut Marrakesh Accords müssen Emissionsquellen aufgeführt werden, die durch das Projekt kontrolliert werden (Principle of Control).⁵ Diese werden auch als direkte Emis-

⁵ Für JI: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.19, Nr. 4(c). Für CDM: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.37, Nr. 52

sionen bezeichnet, da hier ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der JI- oder CDM-Aktivität und der Emissionsquelle besteht. Hierzu zählen zunächst einmal Emissionen am Standort des Projektes z.B. aus Verbrennungsprozessen. Dazu gehören aber auch vor- und nachgelagerte Emissionsquellen wie die aus Transport und Entsorgung und durch Fremdbezug von elektrischem Strom oder Wärme. Die alleinige Betrachtung von Anlagen oder Projektstandorten ist somit nicht ausreichend. Eine weiterreichende Betrachtung von Emissionen außerhalb des Projektstandortes – also über eine Vielzahl von Prozessschritten - ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn der Projektbetreiber auf diese Prozesse maßgeblichen Einfluss hat und die Emissionen somit dem Projekt zurechenbar sind.

Es ist wichtig, an dieser Stelle auf *unterschiedliche Definitionen* von direkten und indirekten Emissionen hinzuweisen. Die im Leitfaden verwendete Definition von direkten und indirekten Emissionen folgt der Definition aus OECD/IEA (2002) sowie dem niederländischen ERUPT-Leitfaden. Dabei werden Emissionen aus importiertem Strom, der nicht am Projektstandort produziert wird, zu den direkten Emissionen gezählt. Diese Definition wird im Rahmen einer von der Greenhouse Gas Protocol Initiative vorgeschlagenen Methode anders verwendet. Nach dem GHG Protocol (WBCSD/WRI 2001) sind Emissionen aus der Stromerzeugung aufgrund von importiertem Strom zu den indirekten Emissionen zu zählen.

Leakage

Das Projekt kann aber noch weitere Emissionen positiv wie negativ beeinflussen. Gemeint sind Emissionen, die zwar nicht unmittelbar der Projektaktivität zuzuordnen sind, aber letztlich doch in Folge des Projekts entstehen. Diese Emissionen werden in den Marrakesh Accords als *Leakage*⁶ bezeichnet und sind indirekte Emissionseffekte, da sie nicht direkt durch die Projektführung kontrollierbar sind. Sie müssen aber identifiziert und – sofern möglich – anschließend auch quantifiziert werden. Wenn sie messbar und dem Projekt direkt zurechenbar sind, sind Leakage-Effekte bei der Bestimmung der Emissionsminderungen durch ein Projekt zu berücksichtigen. Zum Begriff der Leakage werden in Box 8 weitere Erläuterungen anhand von Beispielen gegeben.

Das Ziel dieser umfassenden Herangehensweise ist es, möglichst sämtliche durch das Projekt entstehenden Emissionen zu erfassen. Kompensationseffekte oder projektbedingte Emissionsverlagerungen zu anderen Stellen sollen erkannt und bei der Projektbewertung berücksichtigt werden können.

Leakage-Emissionen sollten bei der Erstellung des Projekt Design Document auf keinen Fall nachlässig gehandhabt werden. Im Rahmen der Anerkennungsverfahren für JI und CDM ist nämlich zu erwarten, dass gerade die Angaben zu Leakage-Effekten sehr genau durch die interessierte Öffentlichkeit, Nichtregierungsorganisationen und andere am Antragsverfahren Beteiligte geprüft werden. Ihr Interesse ist es unter anderem, sicherzustellen, dass ein Projekt nicht einfach nur zu Verschiebungen von Emissionen und Umweltproblemen von einem Standort zum anderen führt, sondern tatsächliche Minderungen generiert.

⁶ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p. 37 Nr. 51/ Nr. 4c.

Auf der anderen Seite ist der Aufwand zur Ermittlung von Leakage-Effekten auch im Kontext mit der Höhe der möglichen Leakage-Effekte in Beziehung zu setzen. Für CDM-Kleinprojekte kann gemäß den Vorschlägen des CDM Small Scale-Panels die Bestimmung der Leakage bei neu installierten Anlagen im Bereich Energieeffizienz und regenerativer Energien sowie bei Fuel Switch-Projekten entfallen. Bei Biomasseprojekten sind Leakages zu ermitteln.

Box 8: Was sind indirekte Emissionen (Leakages)?

Wenn davon auszugehen ist, dass im Rahmen eines Projektes messbare und dem Projekt zurechenbare Leakages bestehen, sind diese indirekten Effekte gemäß den Vorgaben der Marrakesh Accords zu berechnen und im Rahmen des Monitoring zu erfassen.⁷

Das Auftreten von Leakages hängt von verschiedenen Faktoren ab. Insbesondere in Projekten, in denen das Verbraucherverhalten eine große Rolle spielt (Demand Side Management, Transportsektor), kommt Leakage-Effekten eine besondere Bedeutung zu. Weiterhin sind Leakages relevant, wenn ein Projekt für eine Region so große Bedeutung hat, dass signifikante Markteffekte hervorgerufen werden.

Die indirekten Emissionen lassen sich in zwei Kategorien aufteilen:

1. Indirekte Emissionen am Standort (Rebound-Effekte)

Indirekte Emissionen können durch Markteffekte hervorgerufen werden. So könnte das Projekt die Konsumgewohnheiten beeinflussen, indem beispielsweise die Nachfrage nach den erzeugten Energiedienstleistungen bzw. Elektrizität und Wärme steigt (längere Beleuchtungszeiten nach Ausstattung des Haushalts mit Energiesparlampen, Erhöhung der durchschnittlichen Raumtemperatur nach Einbau einer effizienteren Heizungsanlage) oder fällt. Derartige Effekte werden auch als Rebound-Effekte bezeichnet.

Erkenntnisse über mögliche Rebound-Effekte liegen Projektentwicklern in vielen Fällen schon vor, da im Zuge der Auslegungsplanung von Anlagen häufig Abschätzungen über den zukünftigen Bedarf von Strom, Wärme etc. gemacht werden.

2. Indirekte Emissionen außerhalb des Standortes

Indirekte Emissionen außerhalb des Standortes sind ebenfalls nicht vom Projekt beeinflussbare Veränderungen von THG-Emissionen. Beispielsweise kann die Durchführung von Klimaschutzprojekten zum Abbau von Hemmnissen gegenüber der Einführung emissionsarmer Technologien beitragen und damit zu einer breiteren Durchsetzung dieser Technologien am Markt führen. Damit werden letztlich Emissionsminderungen initiiert, die über die konkreten Projekte hinausgehen. In diesem Fall handelt es sich um positive, d.h. zu zusätzlichen Emissionsminderungen führende Leakages.

Die Schwierigkeit in der Praxis besteht darin, einen Weg zwischen Erfassung dieser Effekte einerseits und vertretbarem Aufwand für den Projektentwickler andererseits zu finden.

⁷ FCCC/CP/2001/13/Add.2 S.19 Nr. 4c; S.45 Nr. 2i.

Eine Vorgehensweise in Anlehnung an Geres und Michaelowa (2002) wäre, die Leakage-Effekte zunächst qualitativ zu erfassen und hinsichtlich ihrer positiven und negativen Emissionseffekte zu beschreiben. Auf dieser Basis werden für diese Effekte Korrekturfaktoren in Prozent der direkten Emissionen ermittelt, die um die erwarteten Emissionsminderungen aus dem Projekt korrigiert werden. Bei Leakage-Effekten, die zu einer Emissionserhöhung führen, sind die erwarteten Emissionsminderungen aus einem Projekt entsprechend nach unten zu korrigieren.

Falls davon ausgegangen wird, dass keinerlei indirekte Emissionen in einem Projekt auftreten, muss diese Annahme vom Projektentwickler begründet werden.

Weitere Ergänzungen zu der Leakage-Ermittlung erfolgen, sobald Vorgaben seitens des CDM-Executive Board/UNFCCC vorliegen.

4.2.2 Bestimmung der Systemgrenzen

Nachdem nun die Emissionsquellen bestimmt sind und auch Informationen über die erwarteten Leakage-Effekte vorliegen, müssen die Systemgrenzen genau definiert werden.

Die Systemgrenzen, die in diesem Schritt für das Projekt festgelegt werden, sind später auch Basis für die Bestimmung des Baseline-Szenarios und müssen mit denen des Projekts übereinstimmen („Matching“). Alle signifikanten, dem Projekt zurechenbaren und von den Projektbeteiligten kontrollierbaren Emissionen müssen innerhalb der Systemgrenzen liegen.⁸ Die Wahl der Systemgrenzen ist zu begründen.

Folgende Emissionen müssen von den Systemgrenzen umschlossen sein:

- Direkte, signifikante Emissionsquellen *am* Standort (z.B. Verbrennungsprozesse, Emissionen aus anderen Prozessen), und
- direkte, signifikante Emissionsquellen *außerhalb* des Standorts, sofern von den Projektbetreibern kontrolliert und dem Projekt zurechenbar. Dies sind beispielsweise Emissionen aus dem Fremdbezug von Strom oder/und Wärme und gegebenenfalls Emissionen aus der Gewinnung von Brennstoffen, wenn diese signifikant sind.

⁸ Für CDM: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.37, Nr. 52; für JI: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.19, Nr. 4c

Box 9: Was sind signifikante Emissionen?

Bislang liegen keine eindeutigen Vorgaben vor, wie Signifikanz zu bewerten ist, und welche Abschneidekriterien (Vernachlässigung von Emissionen unter x % der Gesamtemissionen) zu verwenden ist. Nach einem Vorschlag von Kartha und Lazarus (2002) können bei Projekten im Bereich der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Brennstoffen die Emissionen von CH₄ und N₂O vernachlässigt werden, da diese in der Regel kleiner als ein Prozent der gesamten THG-Emissionen sind. Auch Emissionen aus Transport und Entsorgungsprozessen können bei diesen Projekten generell vernachlässigt werden, da sie gering bzw. zumeist auch nicht unter der Kontrolle der Projektteilnehmer sind. Es bleibt aber abzuwarten, ob sich diese – oder andere – Vorschläge letztlich als richtungsweisend durchsetzen.

Ein Beispiel für die Abbildung von Systemgrenzen für den Fall einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage gibt Abbildung 4.

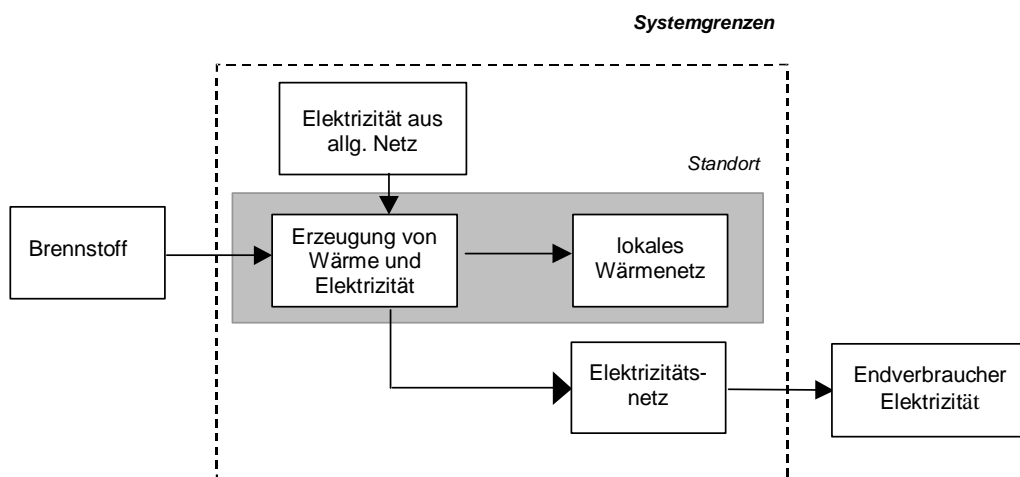


Abbildung 4: Mögliche Systemgrenzen einer KWK-Anlage

4.2.3 Identifizierung von Einflussfaktoren auf das Projekt und die Baseline

Jedes Projekt wird von zahlreichen projekt-, sektor-, regions- und länderspezifischen Faktoren beeinflusst. Einige von ihnen haben möglicherweise deutliche Auswirkungen auf die erwarteten und tatsächlichen Emissionen für das Projekt. Diese Einflussfaktoren sind bei der Berechnung der erwarteten Emissionen aus dem Projekt zu identifizieren und zu berücksichtigen. Weiterhin sind Einflussfaktoren des Referenzszenarios (die Baseline) zu identifizieren. Um möglichen Auswirkungen über die Projektlaufzeit Rechnung zu tragen, müssen die signifikanten Faktoren auch im Monitoring berücksichtigt werden.

In den meisten Fällen ist von einer größeren Anzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren auszugehen. Daher ist es besonders wichtig, die identifizierten Faktoren eingehend auf ihre Auswirkungen auf das Projekt und die Baseline zu prüfen. Zur Orientierung sind in Box 10 Bereiche und Beispiele möglicher Einflüsse aufgelistet. Im Project Design Document sind alle Faktoren darzustellen, die *wesentlichen* Einfluss auf die Emissionen aus dem Projekt oder auf die Baseline haben oder besondere Risiken für das Projekt bzw. die Baseline darstellen.

Im Hinblick auf die Bestimmung der Emissionen aus dem Projekt gilt dies insbesondere für Parameter, die einen signifikanten Einfluss auf die nachgefragte Leistung (Strom, Wärme) haben. Für diese Parameter ist eine Bandbreite möglicher Werte anzugeben, der wahrscheinlichste Wert auszuwählen und die Auswahl dieses Wertes zu begründen. Dabei sind verwendete Datenquellen anzugeben. Es ist darauf zu achten, ob bei bestimmten Einflussfaktoren eine gegenseitige Abhängigkeit vorliegt.

Es sollte bevorzugt auf offizielle, gut dokumentierte, zugängliche und überprüfbare Datenquellen zurückgegriffen werden (nationale statistische Daten, Studien anerkannter internationaler Organisationen wie IEA, OECD etc.). Generell ist eine transparente Darstellung der zugrunde gelegten Daten und Kalkulationen erforderlich.

Box 10: Beispiele für Einflussfaktoren	
<i>Einflussfaktor</i>	<i>Beispiele</i>
Technisch	Art der Betriebsführung einer Anlage, Zuverlässigkeit, Effizienz/Wirkungsgrade, Verfügbarkeit, Schwankungen in der Brennstoffzusammensetzung
Ökonomisch	Entwicklung der Energiepreise und der Brennstoffpreise, Subventionen, Substitutionskonkurrenz, Entwicklung der ökonomischen Situation im Land bzw. Sektor, in dem das Projekt stattfindet, Auswirkungen einer Marktliberalisierung, Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerkparcs.
Sozio-demographisch	Verändertes Nachfrageverhalten, Zugangsmöglichkeiten zu bestimmten Ressourcen
Ökologisch	Klimatische Bedingungen mit Auswirkung auf Energienachfrage, anaerober/aerober Abbau von Biomasse
Rechtlich	Emissionsgrenzwerte / Immissionsschutzgesetzgebung, rechtliche Vorgaben zur Einspeisung von Energie aus regenerativen Energiequellen, Steuerrecht, Regelungen für Independent Power Producers, Preisrichtlinien
Politisch / Finanzsektor	Politische Stabilität, Wechselkursentwicklung, nationale Szenarien zur zukünftigen Energiepolitik

Da es sich in den wenigsten Fällen um statische Einflussfaktoren handelt, sollte unbedingt darauf geachtet werden, mögliche Veränderungen über die Projektlaufzeit zu berücksichtigen. Die Auswertung vorliegender Datensätze (aktuelle und historische Daten) hierzu ist sinnvoll, um erste Aussagen über eine mögliche Entwicklung der Einflussfaktoren zu machen.

Letztlich ist die Bestimmung der Einflussfaktoren eine Risikoanalyse hinsichtlich möglicher eintretender Entwicklungen, die den Erfolg des Projektes in der Zukunft bestimmen.

4.3 Berechnung der erwarteten THG-Emissionen durch das Projekt

In diesem Abschnitt werden die Schritte und grundlegenden Anforderungen für die Bestimmung der Emissionen dargestellt, die mit der Durchführung des Projekts verbunden sind. Die erwarteten Emissionsreduktionen sind auf Jahresbasis über die gesamte für das CDM- bzw. JI-Prozedere relevante Projektlaufzeit (*crediting period*, siehe Abschnitt 4.5) zu ermitteln.

Um die erwarteten Projektemissionen berechnen zu können, müssen einige projektspezifische Faktoren mit Hilfe der identifizierten Einflussfaktoren bestimmt werden:

1. Das Aktivitätsniveau (A_{eP})_t

Dieser Faktor repräsentiert die erwartete produzierte Produkt- oder Energiemenge bezogen auf ein Jahr. Falls der Output ein anderer ist als Energie (gemessen z.B. in Kilowattstunden), kann das Aktivitätsniveau eine andere Einheit annehmen, z.B. Tonnen Schlacke in der Zementproduktion⁹ oder Tonnen Stahl, Tonnen Papier, Tonnen Rohstoff etc.¹⁰

2. Der erwartete spezifische Emissionsfaktor (EF_{eP})

Dieser Faktor gibt die erwarteten THG-Emissionen in CO₂-Äquivalenten pro Einheit des produzierten Outputs bzw. je Einheit erzeugter Energie an. Er schließt die direkten prozessbezogenen und energiebezogenen Emissionen aus allen signifikanten Emissionsquellen ein.

3. Die erwarteten direkten Projektemissionen ($E_{ePdirekt}$)_t

Die jährlichen erwarteten direkten Projektemissionen ergeben sich als Produkt aus dem spezifischen Emissionsfaktor und dem Aktivitätsniveau.

Es ist zu beachten, dass das Verhältnis zwischen Aktivitätsniveau und spezifischem Emissionsfaktor nicht linear ist, d.h. verschiedene Aktivitätsniveaus können unterschiedlichen Emissionsfaktoren zugeordnet werden. Beispielsweise existiert bei Produktionsanlagen häufig ein Optimum, in dem ein bestimmter Output mit größter Effizienz produziert werden kann. Wenn von diesem Optimum abgewichen wird, ändern sich Effizienz und in Folge auch der spezifische Emissionsfaktor.

Die *kumulierten* Projektemissionen über die Laufzeit des Projekts können durch die Summe der für jedes Jahr berechneten Emissionen bestimmt werden.

In Formeln ausgedrückt sieht die Berechnung der erwarteten Projektemissionen wie folgt aus:

Jährliche erwartete direkte Projektemissionen

$$(E_{ePdirekt})_t = (EF_{eP}) * (A_{eP})_t$$

$(E_{ePdirekt})_t$ = erwartete jährliche direkte Projektemissionen
[in t CO₂-Äquivalenten]

(EF_{eP}) = erwarteter spezifischer Emissionsfaktor
unter Einschluss aller ermittelten direkten Emissionsquellen
[in t CO₂-Äquivalenten je Outputmenge in MWh, t etc.]

$(A_{eP})_t$ = erwartete durch das Projekt bereitgestellte Outputmenge pro Jahr
[in MWh, t etc.]

Kumulierte erwartete direkte Projektemissionen:

$$(E_{ePdirekt}) = \sum_t (EF_{eP})_t * (A_{eP})_t$$

⁹ Vgl. Ellis, Jane (2001).

¹⁰ Vgl. Danish Energy Authority (Mai 2002).

Sowohl in das Aktivitätsniveau als auch in die spezifischen Emissionsfaktoren gehen dabei die im vorhergehenden Kapitel bestimmten Einflussfaktoren ein. Die Berechnungsschritte müssen im Zuge einer späteren Überprüfung des PDD für den Prüfer konsistent, transparent und überprüfbar sein. Deshalb sind die Formeln darzustellen, die der Berechnung zu Grunde liegen, und die Quellen der verwendeten Daten anzugeben. Ausgewählte Werte für die Einflussfaktoren sind anzugeben.

Sollte der spezifische Emissionsfaktor nicht unabhängig vom erwarteten Schwankungsbereich des Aktivitätsniveaus sein, sind diese Abhängigkeiten darzustellen und zu begründen.

Bei bestimmten Projekttypen kann es sinnvoller sein, auf die Ermittlung der Emissionen über den spezifischen outputseitigen Emissionsfaktor zu verzichten und die Emissionen statt dessen direkt über die eingesetzte Brennstoffmenge und den brennstoffspezifischen Emissionsfaktor zu ermitteln. Dies ist z.B. dann sinnvoll, wenn in einer Anlage mehrere Brennstoffe eingesetzt werden oder wenn die Menge des letztlich verwendeten Brennstoffs von vornherein bekannt ist (z.B. bei der Erfassung von Deponiegas oder Grubengas).

Im Sinne einer konservativen Schätzung (Abbildung 5) sind bei der Bestimmung der Projektemissionen die höheren Werte zu wählen; bei der Baseline sind hingegen die niedrigeren Emissionswerte zu wählen.

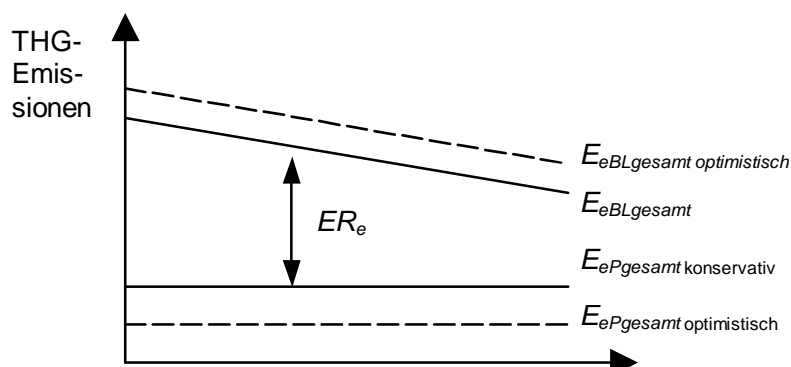


Abbildung 5: Konservative Schätzung der Projektemissionen

Es stellt sich die Frage nach der Beschaffung von geeigneten Quelldaten zur Durchführung dieser Berechnungen. Da die Beantwortung dieser Frage stark vom Projekttyp abhängig ist, kann sie im Rahmen dieses Leitfadens nur allgemein beantwortet werden.

- Der **Emissionsfaktor** beispielsweise für eine erzeugte Einheit Endenergie in einer Energieerzeugungsanlage bestimmt sich aus der Menge des eingesetzten Brennstoffs und dem zugehörigen brennstoffspezifischen Emissionsfaktor (in Tonnen CO₂-Äquivalenten je eingesetzter Menge Brennstoff) unter Berücksichtigung von technischen Parametern wie Wirkungsgraden und Lastgängen.

Hinsichtlich der CO₂-Emissionswerte spezifischer Brennstoffe sollte, sofern keine besseren und belegbaren projektspezifischen Daten vorliegen, auf die *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* zurückgegriffen werden. Diese Emissionswerte sind in Band III (Kapitel 6.2) aufgeführt.

- Auch bei der Berechnung des projektspezifischen **Aktivitätsniveaus** sind überprüfbare Quelldaten von großer Bedeutung. Dies gilt für technische Anlagenparameter ebenso wie für die ermittelten Einflussfaktoren zur Bestimmung der Bandbreiten, innerhalb derer sich das Aktivitätsniveau wahrscheinlich bewegen wird. Das können auch in diesem Fall verschiedene technische Anlagenparameter sein, beispielsweise Zuverlässigkeit, Auslastung oder Betriebsführung. Aber auch saisonale Abhängigkeiten, die sich auf die Emissionssituation auswirken können, sind zu berücksichtigen.

Diese erwarteten direkten Projektemissionen sind noch um den zuvor bestimmten Leakage-Anteil, d.h. die Menge an indirekten Emissionen, zu korrigieren. Das geschieht durch einfache Addition bzw. Subtraktion von den erwarteten direkten Projektemissionen. Leakage-Effekte können ein Projekt positiv oder negativ beeinflussen. Die Korrektur um den Leakage-Anteil ergibt dann die gesamten erwarteten Projektemissionen ($E_{ePgesamt}$), die später zur Berechnung der projektbedingten Emissionsminderungen herangezogen werden.

Erwartete jährliche Projektemissionen ($E_{ePgesamt}$)_t

$$(E_{ePgesamt})_t = (E_{ePdirekt})_t + (Leakage_{eP})_t$$

$(E_{ePgesamt})_t$ = erwartete jährliche Projektemissionen [in t CO₂-Äquivalenten]

$(E_{ePdirekt})_t$ = erwartete direkte Projektemissionen [in t CO₂-Äquivalenten]

$(Leakage_{eP})_t$ = erwartete indirekte Emissionen des Projektes (Leakage) [in t CO₂-Äquivalenten]

Erwartete gesamte Projektemissionen über die Projektlaufzeit

$$(E_{ePgesamt}) = \sum_t [(E_{ePdirekt})_t + (Leakage_{eP})_t]$$

Die erwarteten Projektemissionen sind im PDD pro Jahr mindestens für den gewählten Anerkennungszeitraum anzugeben und dann aufzusummieren. Sie können auch für die gesamte Projektlaufzeit ermittelt werden.

Sämtliche Daten und Berechnungen sind vollständig, transparent und überprüfbar darzustellen.

4.4 Berechnung der Baseline-THG-Emissionen

4.4.1 Prinzipien und Grundlagen

Als zweite Komponente der Schätzung der erwarteten Emissionsreduktionen müssen die Emissionen im Business-as-usual-Fall (Baseline) geschätzt werden. Eine Baseline ist das Szenario, das die anthropogenen Emissionen an Treibhausgasen darstellt, die ohne das Projekt auftreten würden (in der Formulierung der Marrakesh Accords diejenigen Emissionen „... that would have occurred in the absence of the project ...“). Die Pro-

jektmissionen werden mit denjenigen der Baseline verglichen, um die erreichten (bzw. erwarteten) Emissionsminderungen ermitteln zu können.

Die Festlegung der Baseline ist ein *zentraler Schritt* bei der Erstellung des Project Design Documents, da von der Baseline-Festlegung die Prüfung der Zusätzlichkeit (Additionality) und die Bestimmung der Emissionsminderungen abhängen.

Die Baseline wird gemeinhin als der kritische Erfolgsfaktor für ein Projekt angesehen. Da sie die Bezugsbasis für die spätere Ermittlung der tatsächlichen erreichten Emissionsreduktionen ist, wirken sich Fehler in ihrer Bestimmung direkt auf den Erfolg des Projektes aus.

Der konservative Bewertungsansatz, den der Leitfaden verfolgt, spiegelt die Prinzipien und Anforderungen, die aus den Marrakesh Accords hervorgehen und die ein „Schönrechnen“ des Projektes in jedem Fall vermeiden sollen (Box 11).

Box 11: Leitprinzipien für die Entwicklung der Baseline

Realitätsnähe/Angemessenheit der Baseline

Die wichtigste Anforderung aus den Marrakesh Accords ist, dass die Baseline den Zustand bzw. die Entwicklung ohne das Projekt angemessen, d.h. möglichst realitätsnah, beschreibt. Da es zumeist mehrere grundsätzlich plausible Referenzszenarien für ein Projekt geben wird, sind im PDD die möglichen Baseline-Szenarien vor dem Hintergrund der wichtigsten Einflussfaktoren auf das Projekt qualitativ zu beurteilen, sofern es für den entsprechenden Projekttyp noch keine zugelassene Baseline-Methode gibt. Projektentwickler sollten hierbei verschiedene Baseline-Optionen berücksichtigen wie z.B. die Nutzung anderer Technologien oder Brennstoffe. Zudem sollte dargelegt werden, warum gerade das Projekt nicht dem Business-as-usual-Fall entspricht. Im Anschluss daran ist die wahrscheinlichste Variante auszuwählen und diese Auswahl zu begründen.

Je nach Charakter eines Projektes kann es vorkommen, dass mehrere Emissionseffekte vorliegen, die zu einer Veränderung des Ausstoßes anthropogener THG führen. Die Effekte müssen, wenn nötig, durch separate Baselines beurteilt werden, beispielsweise wenn bei einem KWK-Projekt eine Baseline für die Stromerzeugung und eine für die substituierte Wärme ermittelt werden muss. Ein anderer Fall wäre, wenn z.B. durch ein Solarthermie-Projekt Elektrizität erzeugt wird und gleichzeitig durch einen zusätzlichen Wärmetauscher vorhandene Kälteanlagen substituiert werden. In diesem Fall muss eine Baseline für die Stromerzeugung und eine für die substituierte Kälteleistung ermittelt werden.

Konservativer Ansatz

Die Baseline-Festlegung hat gemäß eines konservativen Ansatzes in bezug auf Annahmen, Parameter, Datenquellen, signifikante Einflussfaktoren, Additionality sowie die Berücksichtigung von Unsicherheiten zu erfolgen.¹¹ Hierdurch soll verhindert werden, dass bei der Berechnung der Emissionsminderung durch das Projekt zu hohe Emissionsminderungen prognostiziert werden.

¹¹ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.36, Nr. 45 (b)

Berücksichtigung von Einflussfaktoren

Verschiedene Einflussfaktoren bestimmen das Umfeld für mögliche Baseline-Szenarien. Gemäß der Marrakesh Accords muss die Baseline ausdrücklich alle relevanten nationalen und branchenspezifischen Umstände und Entwicklungsszenarien berücksichtigen. Dazu gehören unter anderem erwartete oder absehbare gesetzliche Reformen, lokale Brennstoffverfügbarkeit, Expansionspläne im Energiesektor und die generelle wirtschaftliche Lage im Projektsektor.¹² Sofern diese und weitere Einflussfaktoren nicht bereits entsprechend den Anforderungen in Kapitel 4.2.3 identifiziert worden sind, hat die Ermittlung an dieser Stelle zu erfolgen.

Die Bandbreiten möglicher Werte der Einflussfaktoren sind anzugeben und der wahrscheinlichste Wert für jedes Jahr auszuwählen. Die Auswahl ist zu begründen. Sofern Einflussfaktoren mit gleicher Wahrscheinlichkeit verschiedene Werte annehmen können, die sich auf die Emissionen der Baseline auswirken, sind diese Bandbreiten anzugeben. Für die Berechnung der Baseline sind bei gleicher Wahrscheinlichkeit jeweils die Werte anzunehmen, die zu den geringeren Emissionen führen (vorsichtige Schätzung; vgl. oben Abbildung 5).

Transparenz

Angaben zu Annahmen, Parametern, Einflussfaktoren, Bandbreiten sowie vorgenommene Berechnungen müssen transparent und nachvollziehbar sein. Eine transparente Darstellung ist auch wichtig für die Überprüfung der Baseline durch die Independent Entity bzw. Designated Operational Entity.

Mit zunehmender Anzahl an validierten und verifizierten JI- und CDM-Projekten werden Baselines für Projekttypen vorgegeben sein, so dass sich im günstigsten Fall der Projektentwickler „nur“ mit der Anwendung einer Baseline-Methode und nicht mit der vorgeschalteten Erarbeitung derselben beschäftigen muss.

Die Marrakesh Accords machen bezüglich der Festlegung der Baselines bei JI- und CDM-Projekten unterschiedliche Vorgaben. Im folgenden werden sowohl für JI- als auch für CDM-Projekte zunächst die UNFCCC-Vorgaben für die Festlegung der Baseline beschrieben. Das grundlegende Vorgehen für die Ermittlung der Baseline in Abhängigkeit verschiedener Projekttypen ist im Anschluss dargestellt.

4.4.2 Vorgaben der Marrakesh Accords zur Baseline für JI-Projekte

Zur Festlegung der Baseline von JI-Projekten machen die Marrakesh Accords deutlich weniger detaillierte Vorgaben als für CDM-Projekte. Die Marrakesh Accords geben lediglich vor, dass die Baseline entweder projektspezifisch oder auf der Basis eines Multi-Projekt-Emissionsfaktors festgelegt werden soll.¹³

¹² JI: FCCC/CP/2001/13/Add.2, Nr. 2 (c); CDM: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.37, Nr. 45(e)

¹³ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.18, Nr. 2a.

Definition: Multi-Projekt-Emissionsfaktor

Ein Multi-Projekt-Emissionsfaktor ist ein standardisierter Emissionsfaktor, wie er beispielsweise im Rahmen des niederländischen ERUPT in gCO₂-Äquivalent/kWh für die osteuropäischen Netze ermittelt wurde (vgl. Band III, Kapitel 7 und 8).

Hinsichtlich der zu wählenden Baseline-Methoden werden keine Angaben gemacht. Für den Projektentwickler bestehen damit zwar Freiheitsgrade, welches Referenzsystem er für den Vergleich mit dem Projekt auswählen kann. Es ist aber zu erwarten, dass die konkreteren Vorgaben aus dem CDM (siehe nächster Abschnitt) als Referenz auch für JI-Projekte im Track 2 und unter Umständen auch Track 1 herangezogen werden.

Die Berechnung der Emissionen für die gewählte Baseline hat auf Jahresbasis über die Projektlaufzeit bzw. für den Zeitraum 2008-2012 (erste Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls) zu erfolgen.

In Band III (Kapitel 7 und 8) sind die derzeit vorhandenen Standardisierungsansätze zusammengestellt. Bis zu einer Vereinheitlichung der Standards auf internationaler Ebene wird empfohlen, sich an vorhandenen Standards zu orientieren.

4.4.3 Vorgaben der Marrakesh Accords zur Baseline für CDM-Projekte

Die Marrakesh Accords machen zu den Methoden für die Baseline-Festlegung für CDM-Projekte detailliertere Vorgaben als für JI. Die ersten Bestimmungen zur Erstellung von Baselines wurden in Marrakesh bereits festgelegt; weitere Vorgaben werden folgen. Vorbehaltlich dieser künftigen Bestimmungen von Seiten des CDM Executive Board ist einer der folgenden Ansätze als Grundlage für die Baseline zu wählen (ausführliche Erläuterungen in Box 12):¹⁴

- Verwendung der aktuellen Emissionssituation oder Emissionen aus der Vergangenheit (actual or historical data)
- Emissionen verursacht durch eine Technologie, die eine ökonomisch attraktive Alternative zum geplanten Projekt darstellt (*Investitionsanalyse*) unter Berücksichtigung von Investment-Hemmnissen (*Szenarioanalyse*)
- die durchschnittlichen Emissionen aus gleichartigen Projekten, die in den letzten fünf Jahren unter gleichen sozialen, ökonomischen, ökologischen und technologischen Bedingungen durchgeführt wurden und deren Performance im Rahmen der besten 20 % ihrer Kategorie liegt (*Kontrollgruppe*).

Die Anwendung eines der oben genannten Ansätze auf ein spezifisches Projekt wird in der Terminologie des CDM Executive Board als Baseline-Methode bezeichnet¹⁵. Zu Beginn des CDM ist jede Baseline-Methode durch das CDM Executive Board zu überprüfen. Genehmigte Baseline-Methoden werden zukünftig in einer Datenbank veröf-

¹⁴ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.37, Nr. 48.

¹⁵ CDM Glossary of terms used in the CDM project design document; recommendations by the panel on baseline and monitoring methodes (METH-panel), <http://unfccc.int/cdm/ebpanel02.html>

fentlicht (<http://unfccc.int/cdm/db.html>). Auf diese genehmigten Baseline-Methoden können Projektentwickler zukünftig zurückgreifen, wenn sie ein Projekt planen, für das aus einem vergleichbaren Projekt bereits eine genehmigte Baseline-Methode vorliegt. Sollte eine andere Baseline-Methode gewählt werden, ist diese zusammen mit dem gesamten Project Design Document dem CDM Executive Board zu übermitteln. Das CDM Executive Board prüft dann neue Methoden für die Baseline-Festsetzung innerhalb bestimmter Fristen.¹⁶ Voraussetzung für eine Anwendung einer neuen Baseline-Methode auf ein Projekt ist die Anerkennung durch das CDM Executive Board.

Box 12: Methoden zur Bestimmung eines Baseline-Szenarios

In den Marrakesh Accords werden drei mögliche Ansätze aufgeführt, die der Identifikation eines geeigneten Baseline-Szenarios dienen. Im folgenden werden diese Ansätze ausgeführt.¹⁷

Aktuelle Emissionen oder Emissionen in der Vergangenheit

Bei diesem Ansatz werden die zurückliegenden oder die aktuellen Emissionen eines Referenzsystems als Grundlage genommen, d.h. z.B. für ein Projekt im Bereich netzgekoppelter Energieerzeugung die durchschnittlichen aktuellen Emissionen aus dem (regionalen oder nationalen) Kraftwerksmix.

Ein wichtiger Aspekt bei der Festlegung der Baseline ist die Wahl der Bezugsebene. Grundsätzlich gibt es die Möglichkeit, einen sektoralen, regionalen, nationalen oder anderen Bezugsrahmen zu wählen, mit dem das Projekt (z.B. ein Kraftwerksneubau) verglichen werden kann. Bei Projekten mit netzgekoppelter Energieerzeugung wäre beispielsweise das nationale Stromnetz des Gastlandes das sinnvolle Referenzsystem. Der Vorteil hiervon ist zugleich, dass die Datenverfügbarkeit und -qualität im Regelfall auf nationaler Ebene am größten ist. Die Standardemissionsfaktoren im ERUPT-Programm der Niederlande sind deshalb auf Basis nationaler Daten ermittelt worden.

Zu beachten ist, dass eine einfache Fortschreibung eines Trends aus der Vergangenheit oder aktueller Daten in die Zukunft im Regelfall nicht ausreicht. Vielmehr sollten alle Einflussfaktoren, die die Entwicklung dieser Daten in der Zukunft beeinflussen können berücksichtigt werden und in das Szenario einfließen.

Investitionsanalyse

Existiert im Gastland eine funktionierende Marktwirtschaft ohne nennenswerte Investitionsbarrieren, dann sollte bei der Baseline-Bestimmung der Ansatz der Investitionsanalyse verfolgt werden. In diesem Fall wird für die Festlegung der Baseline die Alternative zum Projekt herangezogen, die den größten Return on Investment (ohne Einbeziehung möglicher CER) verfügt. Der Grundgedanke dabei ist, dass die Alternative mit dem größten Return on Investment gleichzeitig die Variante darstellt, die an Stelle des Projektes realisiert werden würde. Die Anwendung dieser Methode ist auch dann angebracht, wenn in einem Land staatliche Programme zur Umstrukturierung oder Modernisierung der Inf-

¹⁶ Laut Marrakesh Accords soll das CDM Executive Board auf seiner nächsten Sitzung nach Eingang des PDD mit der Beschreibung der Baseline-Methode, längstens jedoch nach vier Monaten über die Baseline-Methode entscheiden.

¹⁷ Vgl. im folgenden ERUPT/CERUPT

rastruktur existieren und damit für die Zukunft relativ klar erkennbare Entwicklungen auch im Hinblick auf Treibhausgasemissionen vorweg genommen sind.

Szenarioanalyse

Sollte eine Investitionsanalyse zwar ein Baseline-Szenario mit größerem Return on Investment aufzeigen, wobei dieses aber aufgrund von Hemmnissen (unvollkommene Märkte, politische Einflüsse, ...) nicht realisiert werden würde, kann eine Szenarioanalyse als Argumentation herangezogen werden. In diesem Fall ist unter Berücksichtigung der Einflussfaktoren das wahrscheinlichste Baseline-Szenario zum Projekt zu ermitteln. Schwierig bei diesem Ansatz ist es, für einen unabhängigen Prüfer transparente und überprüfbare Daten zur Verfügung zu stellen. Für Annahmen, die in die Baseline-Festlegung einfließen, sollte im Rahmen des Monitoring-Plans eine regelmäßige Überprüfung vorgesehen werden.

Kontrollgruppe

Dieser Ansatz basiert auf der Ermittlung und Auswertung von vergleichbaren Projekten, die in den letzten fünf Jahren durchgeführt worden sind. Die Marrakesh Accords geben vor, dass hierzu die besten 20 % einer Projektkategorie als Referenz herangezogen werden (Benchmarking). Eine Schwierigkeit bei diesem Ansatz stellt die Datenbeschaffung dar, da spezifische Daten von Vergleichsanlagen ermittelt werden müssen, die im Regelfall nicht einfach verfügbar sind.

4.4.4 Bestimmung der Baseline für das Projekt

Anhand der gewählten Baseline muss der Projektentwickler demonstrieren, dass durch die Emissionseffekte des Projektes Emissionsminderungen erreicht werden, die zusätzlich (*additional*) zu dem sind, was „ohnehin“ passiert wäre. *Zusätzlichkeit (Additionality)* heißt also, dass die im Regelfall anzunehmende Entwicklung (*Business-as-usual*) zu höheren Emissionen führen würde als eine Realisierung des Projekts. Eine Reihe halbformalisierter Ansätze liegt vor, um die *Additionality* einer Baseline nachzuweisen.¹⁸ Angesichts der Vielzahl möglicher Projekttypen liegt es auf der Hand, dass unterschiedliche Projekttypen auch verschiedene Ansätze für die Baseline-Bestimmung erfordern. Hinweise zu möglichen Baseline-Ansätzen für unterschiedliche Projekttypen finden sich in den Kapiteln 7 und 8 des vorliegenden Band III.

4.4.5 Berechnung der Baseline-THG-Emissionen

Die Emissionen im Baseline-Szenario ermitteln sich analog zur Berechnung der direkten Projektemissionen aus den spezifischen Baseline-Emissionsfaktoren und dem Aktivitätsniveau der Baseline. Wie vorstehend beschrieben, kann ggf. auf standardisierte Emissionsfaktoren zurückgegriffen werden. In vielen Fällen kann das Aktivitätsniveau des Projektes dem der Baseline entsprechen.

¹⁸ Siehe ERUPT, CERUPT und UNIDO 2001.

Von besonderer Bedeutung sind auch hier wieder die ermittelten Einflussfaktoren, die Aktivitätsniveau bzw. spezifische Emissionsfaktoren beeinflussen und die bei der Berechnung berücksichtigt werden müssen.

Die spezifischen Emissionsfaktoren ergeben sich aus dem entsprechenden gewählten Baseline-Ansatz und den damit bestimmten Emissionsquellen. Analog zur Berechnung der Projektemissionen müssen auch hier Leakage-Effekte berücksichtigt werden.

Erwartete gesamte jährliche Baselineemissionen ($E_{eBLgesamt}$)

$$(E_{eBLgesamt})_t = (E_{eBLdirekt})_t + (Leakage_{eBL})_t$$

$$[mit (E_{eBLdirekt})_t = (EF_{eBL})_t * (A_{eBL})_t]$$

wobei

$$(E_{eBLgesamt})_t = \text{erwartete gesamte Baseline-Emissionen} \\ \text{[in t CO}_2\text{-Äquivalenten]}$$

$$(E_{eBLdirekt})_t = \text{erwartete direkte Baselineemissionen} \\ \text{[in t CO}_2\text{-Äquivalenten]}$$

$$(Leakage_{eBL})_t = \text{erwartete indirekte Emissionen der Baseline (Leakage)} \\ \text{[in t CO}_2\text{-Äquivalenten]}$$

$$(EF_{eBL})_t = \text{erwarteter Emissionsfaktor}$$

$$(A_{eBL})_t = \text{erwartetes Aktivitätsniveau (AeP)}$$

Erwartete gesamte Baselineemissionen über die Projektlaufzeit

$$(E_{eBLgesamt}) = \sum_t [(E_{eBLdirekt})_t + (Leakage_{eBL})_t]$$

Sämtliche Schritte bis zur Berechnung der jährlichen Emissionen im Baseline-Szenario müssen konsistent, transparent und überprüfbar dargestellt werden. Die Genauigkeit der Daten ist anzugeben.¹⁹ Wünschenswert ist hierzu eine getrennte Darstellung von Input-Variablen (Annahmen, Einflussgrößen), Berechnungsformeln und dem Ergebnis der Berechnung.

4.5 Anrechnungszeiträume (Crediting Period)

Die Anrechnung von *CDM-Projekten* ist bereits seit 2000 möglich. Projekte, die nach dem 1.1. 2000 und vor dem 10.11. 2001 begonnen haben, können noch bis Ende 2005 rückwirkend registriert werden und dann für den Zeitraum ab dem 1.1.2000 CER generieren. Für später begonnene Projekte gelten die in Band III, Kapitel 2.2.2 dargestellten Modalitäten.

Bei CDM-Projekten beträgt der Anrechnungszeitraum (Crediting period), in dem CER generiert werden können, laut Marrakesh Accords

¹⁹ Hoch: max. 5% Abweichung, mittel: max. 15% Abweichung, gering:>15% Abweichung oder Angabe der Standardabweichung.

- entweder 7 Jahre mit zweimaliger Verlängerungsoption (jeweils mit erneuter Baseline-Festsetzung), d.h. insgesamt maximal 21 Jahre,
- oder einmalig 10 Jahre ohne Erneuerungsoption.

Welche Variante vom Projektentwickler gewählt wird, ist im Project Design Document zu begründen.²⁰ Die Entscheidung für einen Anerkennungszeitraum dürfte dabei maßgeblich von der Projektlaufzeit abhängen. Bei dem Neubau z.B. eines modernen Kraftwerks, welches über eine Lebensdauer von deutlich mehr als 10 Jahren verfügt, dürfte es in jedem Fall interessant sein, sieben Jahre mit zweimaliger Verlängerungsoption zu wählen und eine erneute Bestimmung der Baseline vorzunehmen - es sei denn, es ist absehbar, dass das Kraftwerk in weniger als 10 Jahren bereits dem Business-as-usual entspricht, d.h. dass Baseline und tatsächliche Emissionen identisch sind.

Bei *JI-Projekten* ist die Anrechnung von Emissionsminderungen nach derzeitigem Stand erst ab dem Jahr 2008 möglich. Projekte können aber bereits ab heute realisiert und anerkannt werden; allerdings lassen sich aus diesen erst ab dem Jahr 2008 ERUs generieren. Wenn die Vertragspartner dies wollen, kann diese Frist über den Mechanismus des Early JI (siehe Kasten) überbrückt werden. Die erste Verpflichtungsperiode umfasst die Jahre 2008-2012, so dass für diesen Zeitraum ERUs generiert werden können, sofern das Projekt in diesem Zeitraum auch besteht.²¹

Erläuterung: Early JI

Um bereits heute einen Anreiz zur Planung und Umsetzung von JI-Projekten zu schaffen, könnte ein Mechanismus geschaffen werden, der es erlaubt, bereits vor der ersten Verpflichtungsperiode verwertbare, zertifizierte Emissionsreduktionseinheiten zu erzeugen. Dieses so genannte *Early JI* könnte sich im Verfahren der Anerkennung an den bereits existierenden Vorgaben für CDM orientieren. Um die entstandenen Emissionsminderungen in die erste Verpflichtungsperiode zu transferieren, muss der Projektentwickler mit einem zukünftig für JI zugelassenen Gastland vertraglich vereinbaren, dass die vor 2008 erzeugten Emissionsminderungen nach 2008 in Assigned Amount Units umgewandelt werden, die dann ihrerseits gehandelt werden können. Dies entspricht für den Projektentwickler also einer Art *Forward* auf künftige Emissionszertifikate. Allerdings sind die Rahmenbedingungen für diesen Fall bislang noch nicht abschließend geklärt.

4.6 Erwartete Emissionsreduktion

Die Berechnung der Einspareffekte ergibt sich aus der Differenz zwischen den Baseline-Emissionen und den erwarteten gesamten Projektemissionen. Die folgende Abbildung 6 illustriert die Berechnung. Aus dem Formular im Band II ist zu erkennen, dass die Werte pro Jahr zu ermitteln und anzugeben sind. Das heißt, dass auch die gesamten erwarteten Emissionsreduktionen auf Jahresbasis berechnet werden müssen. Nur

²⁰ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.23, Nr. 13

²¹ FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.6, Nr. 5

so können die Emissionsminderungseinheiten ermittelt werden, die in die Anrechnungszeiträume fallen und vergütet werden.

Erwartete gesamte jährliche Emissionsreduktion im Jahr t

$$(ER_e)_t = (E_{eBLgesamt})_t - (E_{ePgesamt})_t$$

(ER_e) = erwartete gesamte Emissionsreduktionen

$(E_{eBLdirekt})$ = erwartete direkte Baseline-Emissionen

$(E_{ePdirekt})$ = erwartete direkte Projektemissionen

Erwartete gesamte Emissionsreduktion über die Projektlaufzeit:

$$(ER_e) = \sum_t [(E_{eBLgesamt})_t - (E_{ePgesamt})_t]$$

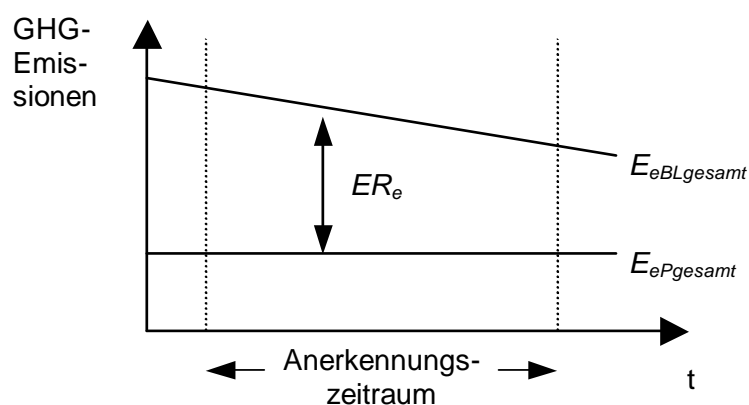


Abbildung 6: Berechnung der erwarteten Emissionsminderungen über den Anerkennungszeitraum unter der Annahme von im Zeitverlauf abfallenden Baseline-Emissionen aufgrund technologischen Fortschritts

5 MONITORING-PLAN

5.1 Übersicht

Für die Anerkennung von Emissionsminderungen aus JI- und CDM-Projekten und die Ausstellung der entsprechenden Zertifikate (CER, ERU) müssen diese Emissionsminderungen auch tatsächlich eingetreten sein.

Anerkannt werden nur Emissionsminderungseinheiten, die *nachgewiesen* werden können. Dazu müssen alle emissionsrelevanten Daten im Rahmen eines Monitoring kontinuierlich erfasst werden.

Das Monitoring soll eigenverantwortlich durch die Projektbeteiligten durchgeführt werden. Die Ergebnisse des Monitoring werden periodisch durch einen unabhängigen Prüfer verifiziert, der die erzeugten und die von den Projektbeteiligten berechneten Emissionsminderungseinheiten bestätigt.

Das Monitoring ist im Project Design Document detailliert zu beschreiben. Es wird zusammen mit allen anderen Projektbestandteilen im Anerkennungsverfahren geprüft und verbindlich festgelegt. Die Ausgestaltung eines geeigneten, projektspezifischen Monitoring-Plans, der den Anforderungen der JI- bzw. CDM-Richtlinien entspricht, sollte deshalb mit größter Sorgfalt erfolgen.²²

Die im Rahmen des Monitoring-Plan zu erfassenden Daten und Parameter ergeben sich unmittelbar aus dem Baseline-Szenario sowie dem Projekt-Szenario im PDD. Dort werden alle Daten und Variablen zur Ermittlung der Emissionen aus dem Projekt und der Baseline bestimmt, um dann aus der Differenz die erzielten CO₂-Äquivalente Emissionsminderungen zu berechnen.

Die Festlegung der zu erfassenden Daten stellt allerdings nur einen Teil des Monitoringplans dar. Darüber hinaus muss ein System für die Informationsbeschaffung, Informationsverarbeitung und Qualitätskontrolle der Daten aufgebaut werden, mit dem belastbare Daten erhoben werden. Die Probleme liegen dabei weniger im konzeptionellen als vielmehr im praktischen Bereich:

- Wie sieht die Verfügbarkeit der benötigten Daten vor Ort aus?
- In welchem Umfang ist qualifiziertes und zuverlässiges Personal vor Ort verfügbar?
- Wo sind mögliche Ursachen für Datenverluste, und welche Vorbeugemaßnahmen können getroffen werden?
- Wie gestaltet man den ganzen Monitoring-Prozess so, dass er einer externen Überprüfung Stand hält?

Hinweise zum Aufbau eines Monitoring-Plans werden in Box 13 gegeben.

²² Für JI: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.18, Append. B.
Für CDM: FCCC/CP/2001/13/Add.2, p.38, Annex H

Box 13: Zentrale Aspekte beim Aufbau eines Monitoring-Plans

1 **Primärdaten:**

Es ist sinnvoll, das Monitoring auf Daten zu stützen, die ohnehin im Rahmen der normalen Betriebsführung erhoben werden. Dazu zählen beispielsweise Angaben auf kaufmännischen Belegen wie Rechnungen über den Bezug von Brennstoffen in Kombination mit Angaben aus der Lagerwirtschaft etc. Falls projektrelevant, sind auch die Daten zur Bestimmung der Einflussfaktoren und Leakage-Effekte im Monitoring zu erfassen. Maßgeblich ist der im PDD dargelegte Rechengang.

2 **Effizienz:**

Die ausgewählten Monitoring-Verfahren sollten einfach gestaltet sein und dennoch zuverlässig die erforderlichen Daten ermitteln. Es ist zu bedenken, dass technisch aufwändige Methoden gleichzeitig die Anforderungen an die Qualifikation und Ausbildung des vor Ort vorhandenen Personals steigen lassen. Ein effizienter Monitoring-Plan trägt somit auch zu einer Begrenzung der Transaktionskosten bei.

3 **Verfügbarkeit von Daten:**

Sofern die Bestimmung der Baseline-Emissionen eine regelmäßige Datenerhebung erforderlich macht, sollte die generelle Verfügbarkeit dieser Daten geprüft werden. Im Hinblick auf ein effizientes Monitoring sollte bevorzugt auf Daten zurückgegriffen werden, bei denen davon ausgegangen werden kann, dass sie regelmäßig von einer verlässlichen Stelle auf aktuellem Stand gehalten werden. Daten aus einmalig angefertigten Studien sind somit in diesem Zusammenhang weniger geeignet.

4 **Darlegung des Rechengangs:**

Im Monitoring-Plan muss der Rechengang für die periodische Ermittlung der Emissionsminderungen dargelegt werden. Dies erfolgt analog zur Beschreibung des Rechengangs zur Ermittlung der Emissionsminderungen.

5 **Eigenkontrolle & Qualitätssicherung:**

Das Monitoring sollte in der Lage sein, sich quasi selbst zu kontrollieren: Über entsprechende Plausibilitätskontrollen sollten die Projektträger selbst in der Lage sein, ihre ermittelten Emissionsreduktionen auf Vollständigkeit und Richtigkeit kontrollieren zu können. Die Eigenkontrolle dient auch der internen Qualitätssicherung, um im Nachgang eine effiziente externe Überprüfung ermöglichen zu können.

6 **Änderungen nur nach Genehmigung:**

Der Monitoring-Plan ist fester Bestandteil des PDD und des dazugehörigen Anerkennungsprozesses. Spätere Änderungen sind in jedem Fall immer mit den zuständigen Stellen abzustimmen. Eine sorgfältige vorausschauende Gestaltung unter Berücksichtigung zu erwartender Probleme ist daher geboten.

7 **Verifizierbarkeit:**

Der Monitoring-Plan muss ebenfalls die Verifizierbarkeit der erhobenen Daten gewährleisten. Das bedeutet, dass z.B. Vorgaben bezüglich der Aufbewahrung von Primärbelegen (Rechnungen, Ableseunterlagen etc.) zu machen sind.

Nur diejenigen Emissionsminderungsdaten, die überprüfbar und nachvollziehbar sind, können letztlich zu anererkennungsfähigen ERU oder CER führen. Ansonsten kann der Fall eintreten, dass ein Projekt aufgrund eines ungenügenden Monitoring nur Bruchteile der ihm eigentlich zustehenden Emissionsminderungseinheiten anerkannt bekommt. Dieser Aspekt ist nicht zu unterschätzen und kann als eines der wesentlichen Projektrisiken bezeichnet werden.

Die Ausgestaltung eines effektiven Monitoring welches sich an den Anforderungen des Kyoto-Protokolls und den praktischen Gegebenheiten gleichermaßen orientiert ist somit von hoher Bedeutung.

Box 14: Beispiel eines Projektes zur Wärmeversorgung

Bei einem Wärmeversorgungsprojekt bedeutet das konkret (allerdings stark vereinfacht), dass beispielsweise:

- 1 Rechnungen/Lieferscheine über Brennstoffbezüge als primäre Datenquelle für die Berechnung der CO₂-Emissionen herangezogen werden (*Primärdatenerfassung*).
- 2 Die darin enthaltenen Mengen aufgrund des Periodenbezugs der CO₂-Minderungsrechnung um evtl. noch vorhandene Lagerbestände korrigiert werden müssen (*Periodenabgleich*);
- 3 Die somit ermittelte verbrauchte Brennstoffmenge pro Jahr noch zur Plausibilisierung und Prüfung in Verbindung mit den Betriebsstunden der Anlage gebracht werden sollte (*Plausibilisierung*) und danach
- 4 Die Berechnung der CO₂-Emissionen unter Verwendung eines brennstoffspezifischen Emissionsfaktors erfolgt und die Differenz zur Baseline aus dem PDD ermittelt wird (*Berechnung*)

Dieses einfache Beispiel macht die regelmäßige Erhebung von nur wenigen im wesentlichen bereits vorhandenen Daten erforderlich. Die Plausibilitätsprüfung gegen die gemessenen Betriebsstunden ermöglicht den Beweis, dass die Herleitung der CO₂-Emissionen über den Brennstoffverbrauch zulässig ist, vorausgesetzt, dass immer die gleichen Brennstoffqualitäten mit entsprechend konstanten Emissionsfaktoren verwendet wurden.

Je nach Projekttyp werden die Anforderungen an ein Monitoring-System und der Aufwand der Umsetzung unterschiedlich sein. Der Leitfaden kann hier keine zwingenden Vorgaben machen. Wichtig ist, dass der Projektentwickler erkennt, dass er durch den Aufbau eines effizienten Monitorings sein Projekt aktiv absichert und Probleme im Verifizierungsprozess vermeidet.

Für CDM-Projekte sollen zukünftig analog zu den Datenbank der genehmigten Baseline-Methoden auch zugelassene Monitoring-Methoden in einer Datenbank zugänglich gemacht werden (<http://unfccc.int/cdm/methapp.html>).

Die im Band II, Punkt 9 „Monitoring-Plan“ dargestellten Bausteine eines Systems zur Datenerfassung und –bewertung sind bei der Erstellung eines Monitoring-Plans grundsätzlich zu beachten. Je nach Größe und Komplexität des Projekts wird aber der Detaillierungsgrad des Monitoring-Plans sehr unterschiedlich ausfallen. Im Rahmen eines Genehmigungs- bzw. Anerkennungsverfahrens sollte der Projektentwickler insbesonde-

re begründen können, warum er bei dem vorliegenden Projekt auf bestimmte Elemente des Systems zur Datenerfassung und –bewertung verzichtet hat.

5.2 Stellung des Monitoring im Joint Implementation-Projektzyklus (Track 2)

Als JI anerkannte Projekte werden während und nach der Realisierung und Betriebsphase einem Monitoring unterzogen. Das Monitoring hat nach dem im Project Design Document festgelegten Monitoring-Plan zu erfolgen.

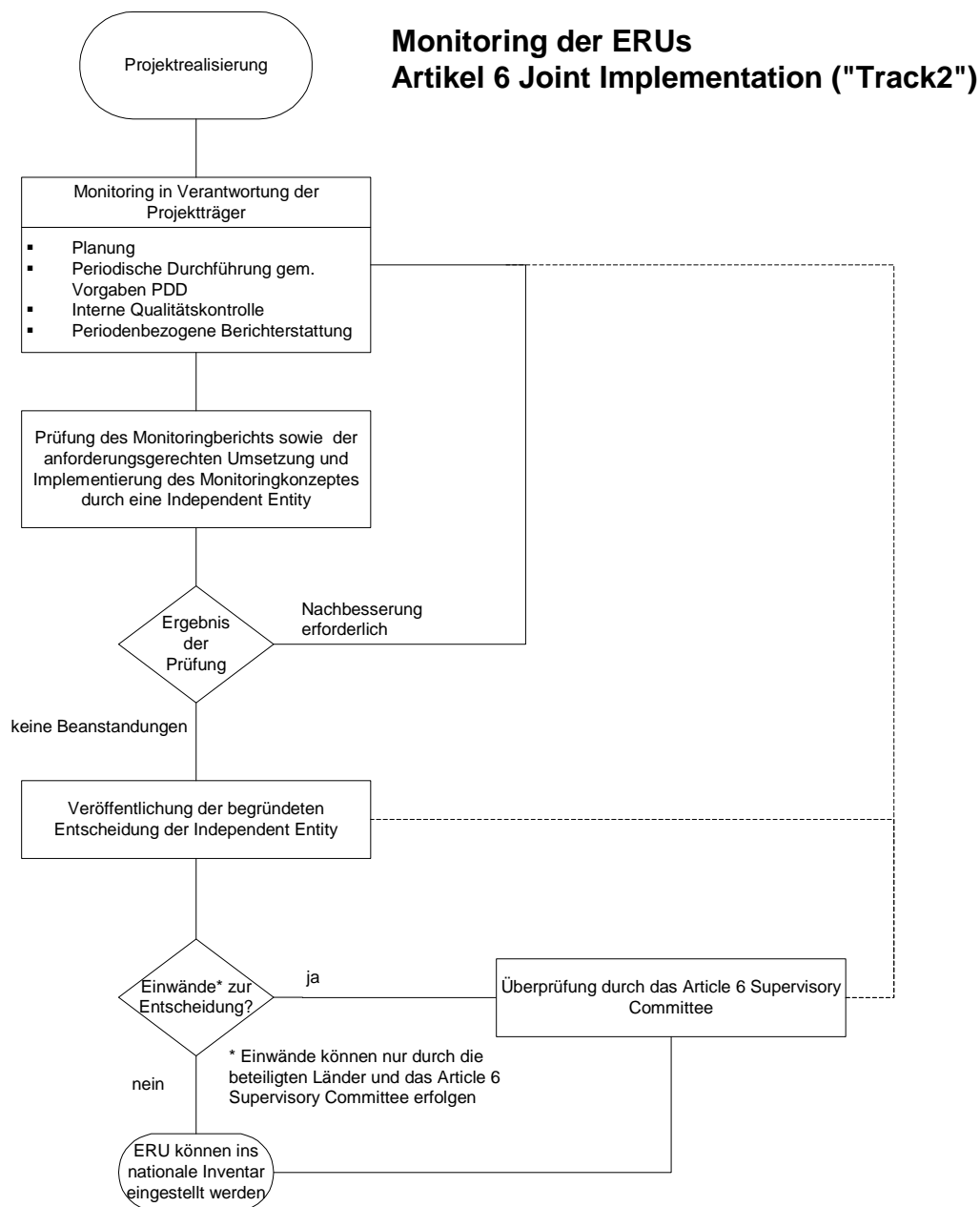


Abbildung 7: Monitoring der ERU bei Joint Implementation (Track 2)

Das Monitoring liegt in der Verantwortung der Projektteilnehmer. Sie haben zur Prüfung der Monitoring-Berichte eine akkreditierte Independent Entity zu beauftragen. Diese hat die darin gemachten Angaben und berechneten Emissionsminderungen zu überprüfen und zu bestätigen.

Die Ergebnisberichte des Monitoring sind durch die Independent Entity über das Klimasekretariat der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Gleiches gilt für die Festlegung der erreichten Emissionsminderungen.

Wenn binnen 15 Tagen keine Einsprüche seitens eines der beiden beteiligten Länder oder von mindestens drei der Mitglieder des Supervisory Committee vorliegen, gelten die festgestellten erzielten ERU als verbindlich festgeschrieben. Im Falle eines Einspruchs greift ein Widerspruchsverfahren, das zu einer Verzögerung der Festlegung der ERU um längstens 60 Tage führen kann.

Dieses Vorgehen bezieht sich zunächst alleine auf JI-Projekte die gemäß des sog. „Track 2“ zustande kommen – also unter Einbindung des Supervisory Committee. Anforderungen an das Monitoring von „Track 1“-JI Projekten werden in den nationalen Richtlinien und der jeweiligen Projektpartner-Länder beschrieben. Da in den Marakesh-Accords aber lediglich eine „gute fachliche Praxis“ für das Monitoring vorgezeichnet ist, kann man davon ausgehen, dass die Anforderungen letztlich sehr ähnlich oder gar identisch sein werden.

5.3 Stellung des Monitoring im Clean Development Mechanism-Projektzyklus

Auch im Falle des CDM erfolgt die letzte Ausstellung von Certified Emission Reduction Units (CER) auf der Basis eines kontinuierlichen Monitoring, also auf Basis der tatsächlich erzeugten Emissionsminderungen.

Das Monitoring-Verfahren ist im Project Design Document festzulegen und wird innerhalb des CDM-Anerkennungsverfahrens vom Executive Board genehmigt. Spätere Änderungen am Monitoring-Verfahren sind daher grundsätzlich zu begründen und der Designated Operational Entity zur Genehmigung vorzulegen.

Die Projektträger berichten in Form eines Monitoring-Reports an die Designated Operational Entity, die ihrerseits den Bericht prüft (Verifizierung) und die Richtigkeit der Angaben zu den Emissionsminderungen per Zertifikat bestätigt. Die Designated Operational Entity ist also nicht selbst operativ in das Monitoring eingebunden, sondern erhält vom Projektträger den Auftrag, eine unabhängige Prüfung des Monitoring-Berichtes einschließlich eines Vor-Ort-Besuches durchzuführen.

Die Designated Operational Entity verfasst einen Bericht, der eine Empfehlung und Bitte zur Registrierung der überprüften Emissionsmindereinheiten enthält. Innerhalb von 15 Tagen muss das Executive Board in dieser Frage zu einer Entscheidung kommen. Bei positiver Entscheidung wird das Executive Board die Eintragung der CER in das Register veranlassen.

Die CER werden des Weiteren bei der Registrierung eindeutig codiert, so dass über eine Nummer jederzeit ein Bezug zum Projekt und zum Projektträger möglich ist. Ferner werden im CER-Register des Executive Board verschiedene Konten gepflegt, auf die

die CER gebucht und verteilt werden können. Jede CER kann nur in einem der Konten gebucht sein.

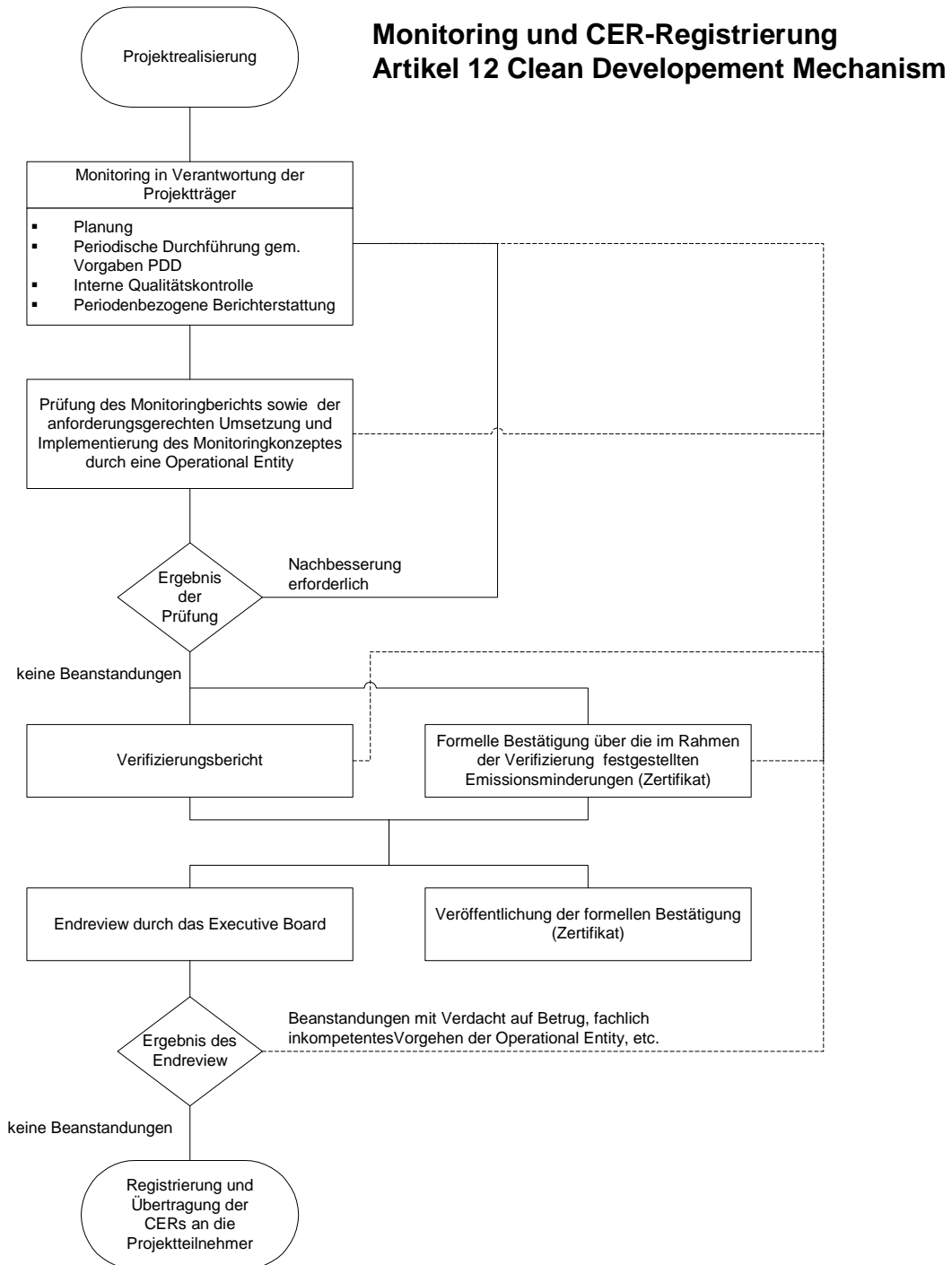


Abbildung 8: Monitoring der CER beim Clean Development Mechanism

6 FAKTOREN ZUR BERECHUNG VON CO₂-EMISSIONEN (NACH IPCC)

Die folgenden Tabellen präsentieren IPCC-Werte, die die Berechnung von CO₂-Äquivalenten und Emissionswerten für Energieträger erleichtern. IPCC-Angaben sind international anerkannt und sollen verwendet werden, wenn genauere Werte vorliegen.

6.1 Faktoren zur Berechnung von CO₂-Äquivalenten

Spurengas	Chemische Formel	Global Warming Potential (GWP)
Kohlendioxid	CO ₂	1
Methan	CH ₄	21
Di-Stickstoff	N ₂ O	310
<i>Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC) / Hydrofluorocarbons</i>		
HFC-23	CHF ₃	11.700
HFC-32	CH ₂ F ₂	650
HFC-41	CH ₃ F	150
HFC-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	1.300
HFC-125	C ₂ HF ₅	2.800
HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (CHF ₂ CHF ₂)	1.000
HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (CH ₂ FCF ₃)	1.300
HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (CHF ₂ CH ₂ F)	300
HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (CF ₃ CH ₃)	3.800
HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (CH ₃ CHF ₂)	140
HFC-227ea	C ₃ HF ₇	2.900
HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6.300
HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560
<i>Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) / Perfluorocarbons</i>		
Perfluoromethan	CF ₄	6.500
Perfluoroethan	C ₂ F ₆	9.200
Perfluoropropan	C ₃ F ₈	7.000
Perfluorobutan	C ₄ F ₁₀	7.000
Perfluorocyclobutan	c-C ₄ F ₈	8.700
Perfluoropentan	C ₅ F ₁₂	7.500
Perfluorohexan	C ₆ F ₁₄	7.400
Schwefelhexafluorid	SF ₆	23.900

Bei einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren;

Quelle: FCCC/CP/1999/7 S.14 (basierend auf 1995 IPCC Second Assessment Report)

Download unter: www.unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf

6.2 CO₂-Emissionswerte ausgewählter Brennstoffe gemäß IPCC

Brennstoff	Nettobrennwert (TJ/ 1000 t)	Kohlenstoff- gehalt (t C/TJ)	CO ₂ -Anteil (b) (t CO ₂ /TJ)
<i>Primäre Brennstoffe</i>			
Anthrazit (Anthracite)	(a)	26,8	98,27
Steinkohle (Other Bituminous Coal)	(a)	25,8	94,60
Koks (Coking Coal)	(a)	25,8	94,60
Schwarze Braunkohle (Sub-bituminous Coal)	(a)	26,2	96,07
Braunkohle (Lignite)	(a)	27,6	101,40
Ölschiefer (Oil Shale)	9,40	29,1	106,70
Torf (Peat)	---	28,9	105,97
Erdgaskondensat (Natural Gas Liquids)	---	17,2	63,07
Rohöl (Crude Oil)	(a)	20,0	73,33
Orimulsion (Orimulsion)	27,5	22,0	80,67
Erdgas trocken (Natural Gas)	---	15,3	56,10
Methan (Methane)	---	(15,0)	55,00
<i>Sekundäre Brennstoffe</i>			
Benzin (Gasoline)	44,80	18,9	69,30
Diesel (Gas/Diesel)	43,33	20,2	74,07
Flugzeug-Kerosin (Jet Kerosene)	44,59	19,5	71,50
Sonstiges Kerosin (Other Kerosene)	44,75	19,6	71,87
Schieferöl (Shale Oil)	36,00	20,0	73,33
Schweröl (Residual Fuel Oil)	40,19	21,1	77,37
Flüssiggas (Liquified Petroleum Gas)	47,31	17,2	63,07
Ethan (Ethane)	47,49	16,8	61,60
Naptha (Naptha)	45,01	22,0	80,67
Bitumen (Bitumen)	40,19	22,0	80,67
Schmiermittel (Lubricants)	40,19	20,0	73,33
Petrolkoks (Petroleum Coke)	31,00	27,5	100,83
Einsatzmittel Raffinerien (Refinery Feedstocks)	44,80	20,0	73,33
Raffineriegas (Refinery Gas)	48,15	27,5	100,83
Andere Ölprodukte (Other Oil)	40,19	20,0	73,33
Synthetische Treibstoffe (BKB and Patent Fuel)	---	25,8	94,60
Hochtemperaturkoks (Coke Oven / Gas Coke)	---	29,5	108,17
Kokereigase (Coke Oven Gas)	---	13,0	47,67
Gichtgase (Blast Furnace Gas)	---	66,0	242,00

Quelle: IPCC 1996 Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
www.ipcc.ch/pub/guide.htm.

(a) Länderspezifische Angaben in den Revised IPCC Guidelines for National GHG Inventories (1996).

(b) Umrechnungsfaktor: 1 t C = 44/12 t CO₂.

7 STANDARDISIERTE EMISSIONSFAKTOREN FÜR STROM- NETZE

Es ist zu erwarten, dass Projekte zur Generierung und Einsparung von Elektrizität im Rahmen des JI und CDM eine bedeutende Rolle spielen werden. Deshalb sind dort die Anstrengungen für die Standardisierung von Baselines vergleichsweise weit vorangekommen. Die Emissionsfaktoren, die im Rahmen des niederländischen ERUPT und CERUPT entwickelt wurden, werden in der dortigen Praxis bereits genutzt. Die Ansätze folgen dem Prinzip der konservativen Baseline-Setzung. Sie können für deutsche Projektentwickler als Orientierung dienen, allerdings kann nicht verbindlich davon ausgegangen werden, ob das CDM Executive Board die im Rahmen von CERUPT durchgeführten Standardisierungen auch tatsächlich akzeptiert, da jede neue Methode vom CDM Executive Board genehmigt werden muss.

Diese Ansätze werden im folgenden anhand der dort vorgegebenen Projektkategorien mit Beispielen erläutert.

7.1 JI-Projekte zur Elektrizitätserzeugung oder –einsparung, mit Netzkopplung (z.B. 500 MW GuD-Kraftwerk, 300 MW Wasserkraft)

Für JI-Projekte zur Elektrizitätserzeugung mit Netzkopplungen wurden im Rahmen des niederländischen ERUPT-Programms Standardemissionsfaktoren für eine Reihe von möglichen Gastländern erarbeitet.²³ Bei Projekten, die zu Stromeinsparungen führen, berücksichtigen die Standardemissionsfaktoren zusätzlich Verteilerverluste im Netz.

Bei der Ermittlung der ERUPT-Emissionsfaktoren werden als Startpunkt die Emissionen der heutigen netzgekoppelten Mittellast- und Spitzlastkraftwerken angenommen. Bezüglich der zukünftig erwarteten Veränderungen im Kraftwerkpark wird davon ausgegangen, dass Entwicklungen hin zu effizienteren Anlagen im Lauf der Zeit erfolgen werden, d.h. zu einem bestimmten Zeitpunkt *Best Available Technologies* (BAT) eingesetzt und damit geringe Emissionsfaktoren verwendet werden.

7.2 CDM-Kleinprojekte zur Elektrizitätserzeugung oder –einsparung kleiner als 15 MW aus regenerativen Energiequellen mit Netzkopplung (z.B. 10 MW-Windpark, 5 MW-Wasserkraft)

Auch für Kleinprojekte zur Elektrizitätserzeugung mit einer Kapazität von weniger als 15 MW wurden im Rahmen des niederländischen CERUPT-Programms Standardemissionsfaktoren erarbeitet.²⁴ Bei Projekten, die zu Stromeinsparungen führen, berücksichtigen die Standardemissionsfaktoren zusätzlich Verteilerverluste im Netz. Die Ermittlung der CERUPT-Emissionsfaktoren erfolgte wie bei ERUPT (siehe oben).

²³ Download: <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005> (ERUPT Vol 2a, Annex B); <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005> (CERUPT)

²⁴ Download: <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005>

8 EXISTIERENDE BASELINE-METHODEN UND STANDARDISIERUNGSANSÄTZE

Die unten aufgeführten Methoden können Anhaltspunkte dafür geben, wie eine Baseline für bestimmte Projektkategorien entwickelt werden kann. Dazu wurden vorliegende Erfahrungen und Studien ausgewertet. Zukünftig wird es Vorgaben zur Vereinfachung der PDD-Erstellung und der Baseline-Methode insbesondere für kleine CDM-Projekte geben. Derzeit liegen diese allerdings erst im Entwurf vor. (<http://unfccc.int/cdm/Documents/Meth03%20recommendations/meth3anb.pdf>). Für CDM-Projekte wird zudem eine Datenbank mit bereits vom CDM Executive Board genehmigten Baselines aufgebaut.

Ergebnisse der Standardisierungsbemühungen werden in späteren Versionen des Leitfadens berücksichtigt.

8.1 Neubau von Anlagen der Elektrizitätserzeugung mit Netzkopplung (z.B. 500 MW GuD-Kraftwerk, 300 MW Wasserkraft)

Beim Neubau von netzgekoppelten Anlagen zur Stromerzeugung (so genannte *Greenfield*-Projekte) kann für die Baseline-Bestimmung ein nationales oder regionales Netz herangezogen werden. Eine neue Anlage wird im Regelfall wenig Einfluss auf die netzgekoppelten Erzeuger mit geringen variablen Kosten wie Wasserkraftwerke und Kernenergie haben, die die Grundlast in einem Netz abdecken, sondern eher Anlagen beeinflussen, die mit wechselnder Last gefahren werden bzw. Spitzenlast abdecken und höhere variable Kosten aufweisen.

Vor diesem Hintergrund konzentrieren viele der in internationalen Diskussion verfolgten Ansätze auf die so genannten Grenzkapazitäten (*margin*). Dabei ist zu unterscheiden zwischen dem Einfluss eines Projektes auf die Emissionen im bestehenden Netz mit den bereits installierten Kapazitäten (*operating margin*) sowie dem Einfluss des Projektes auf zukünftigen Zubau an Anlagen (*built margin*). Die Baseline kann sich daher am Anfang an den vorhandenen Grenzkapazitäten orientieren; im Verlauf des Anrechnungszeitraums werden dann die zukünftig erwarteten Veränderungen in einem Netz berücksichtigt. Einzelheiten zu diesen Methoden und zu einer Kombination (*combined margin*) sind in Kartha & Lazarus 2002 zu finden.²⁵

8.2 Modernisierung/Erneuerung bestehender Anlagen (z.B. Retrofit und Brownfield-Projekte)

In dem Fall, wo im Rahmen eines Projektes eine bestehende konkrete Vergleichsanlage ersetzt oder erneuert wird, ist es naheliegend, die Emissionen dieser Anlage als Referenz heranzuziehen. Gemäß den Prinzipien einer möglichst realitätsnah und konservativ zu bestimmenden Baseline gilt das allerdings nur unter der Voraussetzung, dass es

²⁵ Download unter <http://www.oecd.org/env/cc/>

wahrscheinlich ist, dass die bestehende Anlage weiter laufen würde und die Modernisierung nicht ohnehin stattfinden würde. Dies ist unter Umständen schwer zu begründen.

Es kann möglicherweise vorkommen, dass die Zusätzlichkeit eines derartigen Projektes abrupt zu dem Zeitpunkt endet, an dem eine Modernisierung ohnehin stattgefunden hätte. Zudem sollte die Kapazität der neuen Anlage nicht die der alten überschreiten. Kapazitätserweiterungen müssen analog zu Neubauprojekten (Greenfield Projects) behandelt werden.

8.3 CDM-Small-scale-Projekte zur Elektrizitätserzeugung kleiner als 15 MW aus regenerativen Energiequellen *ohne* Netzeinspeisung (*off grid*)

Für CDM-Small-Scale-Projekte dieses Typs liegt ein Entwurf vor (<http://unfccc.int/cdm/Documents/Meth03%20recommendations/meth3anb.pdf>). Projektentwickler können sich bei Baselines für Projekte <15 MW installierter Kapazität, die nicht über eine Netzeinspeisung verfügen, sowie so genannte Mini-Grids an den Standardemissionsfaktoren des niederländischen CERUPT-Programms (CERUPT; Volume 2c, Kapitel 5) orientieren.²⁶ Diese Emissionsfaktoren basieren auf Annahmen über den CO₂-Ausstoß von zu ersetzenden Diesellaggregaten und kerosingefeuerten Haushaltsgeräten und sind ähnlich den Vorschlägen des METH-Panels des CDM Executive Board. Allerdings kann derzeit noch nicht verbindlich gesagt werden, ob die CERUPT-Vorschläge auch vom Executive Board anerkannt werden.

8.4 Andere Projektkategorien

Für viele Projektkategorien liegen bislang keine standardisierten Ansätze zur Festlegung der Baseline vor; dies gilt beispielsweise für Projekte zur reinen Wärmeerzeugung oder für große Demand Side Management-Projekte. Es ist aber davon auszugehen, dass auch für derartige Projekttypen zumindest mittelfristig entsprechende Standardisierungsvorschläge vorgelegt werden, z.B. von Seiten des CDM Executive Board.

Sofern keine standardisierten Emissionsfaktoren für eine Baseline vorliegen, muss die Festlegung der Baseline entsprechend den in Band III (Kapitel 4.4.1) genannten Leitprinzipien projektspezifisch erfolgen. Gemäß dem Prinzip des Matching müssen Systemgrenzen von Projekt und Baseline übereinstimmen. Um zu beurteilen, welche Baseline am besten die Entwicklung ohne das Projekt beschreibt, müssen die Emissionsquellen betrachtet werden, die von dem Projekt beeinflusst bzw. ersetzt werden und an denen Emissionsreduktionen stattfinden. Die Baseline muss dann beschreiben, welche Emissionswerte im Business-as-usual-Fall am wahrscheinlichsten den relevanten Treibhausgasquellen zuzuordnen wären.

²⁶ Download unter: <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005>

9 KONTAKTADRESSEN, INTERNET-LINKS UND SONSTIGE HINWEISE, QUELLENANGABEN ZUM LEITFADEN

9.1 Kontaktadressen

Joint Implementation Coordination Office (JICO)

Herr Thomas Forth

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

AG Z II 6

Alexanderplatz 6

D – 10178 Berlin

Telefon: +49-1888-305 2357

Fax: +49-1888-305 2349

Email: Forth.Thomas@bmu.de

Website: www.bmu.de

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)

Sekretariat

P.O. Box 260124

D-53153 Bonn

Tel: +49-228-815 1000

Fax: +49-228-815 1999

Email: secretariat@unfccc.int

Website: www.unfccc.int

National Focal Points

Aktueller Stand siehe jeweils unter

<http://unfccc.int/resource/country/index.html>

9.2 Internet-Links

BMU (Bundesministerium für Umweltschutz und Reaktorsicherheit) www.bmu.de
VROM (The Netherlands Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment) www.vrom.nl/international/
CERUPT (Certified Emission Reduction Procurement Tender) www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001265&alias=erupt
ERUPT (Emission Reduction Procurement Tender) www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001244&alias=erupt
Europäische Kommission - DG Umwelt (Climate Change) http://europa.eu.int/comm/environment/climat/home_en.htm
GHG Protocol Initiative des WBCSD und WRI (Dokumente und Links zu JI und CDM) www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm
IEA (International Energy Agency / Environment und Climate Change) www.iea.org/envissu/poltech.htm
IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) www.ipcc.ch
OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development / Climate Change) www.oecd.org/EN/home/0,,EN-home-517-nodirectorate-no-no-no-8,00.html
PCF (Prototype Carbon Fund) www.prototypecarbonfund.org/
UNFCCC (United Nation Framework Convention on Climate Change) www.unfccc.int
UNIDO (United Nations Industrial Development Organisation / Climate Change) www.unido.org/doc/501750.htmls
WBCSD (World Business Council on Sustainable Development / Energy and Climate) http://www.wbcsd.com/projects/pr_climenergy.htm
World Bank Group (Environment and Climate Change) www.worldbank.org/environment/
WRI (World Resource Institute / Climate) www.wri.org/climate/

9.3 Quellenangaben zum Leitfaden

Nuon International Projects BV (Februar 2001): "Baseline Study Skrobotowo", erarbeitet für ERUPT. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

Nuon International Projects BV (Februar 2001): "Baseline Study Municipal Cogeneration Targoviste (Romania)", erarbeitet für ERUPT. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

Biomass Technology Group (Januar 2001): "Biomass Energy Portfolio for Czech Republic – A Baseline Study", erarbeitet für ERUPT. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

EcoSecurities (Januar 2001): "Surduc – Nehoiasu JI Hydro Project, Romania, Baseline Report", erarbeitet für ERUPT. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

Nuon International Projects BV (February 2001): "Baseline Study Municipal Cogeneration Cluj-Napoca (Romania)", erarbeitet für ERUPT. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

EcoSecurities, January 2001, "Surduc – Nehoiasu JI Hydro Project, Romania, Baseline Report", erstellt für ERUPT/Carboncredits.nl. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i001203&alias=erupt>

BASREC ad hoc Group on Climate Change (Januar 2002): „Regional Handbook on Procedures for Joint Implementation in the Baltic Sea Region – Draft“. Download unter www.cbss.st/basrec/documents/climatechange

Bode, Jan-Wilhelm, Jeroen de Beer and Kornelis Blok (2001): "An Initial View on Methodes for Emission Baselines: Iron and Steel Case Study", OECD and IEA Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>

Bosi, Martina (June 2000): "An Initial View on Methodes for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study", OECD and IEA Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>

CERUPT (The Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment of the Netherlands) (Dezember 2001), "Standardised Baselines and Streamlined Monitoring Procedures for Selected Small-scale CDM Project Activities – Volume 2c: Baseline studies for small-scale projects". Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005>

CERUPT (The Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment of the Netherlands), (Dezember 2001): "Standardised Baselines and Streamlined Monitoring Procedures for Selected Small-scale CDM Project Activities – Volume 2c: Baseline studies for small-scale projects. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005>

Danish Energy Authority (2002): Joint Implementation and Clean Development Mechanism projects. Manual for project developers. Version 1, May. Download unter http://www.ens.dk/graphics/publikationer/klima_uk/manual/dea_ji-cdm_manual_version_1.pdf

Ellis, Jane (2001): "An Initial View on Methodes for Emission Baselines: Cement Case Study", OECD Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>

- Ellis, Jane (Mai 2002): „Developing Guidance on Monitoring and Project Boundaries for Greenhouse Gas Projects“, OECD and IEA Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>
- Ellis, Jane und Martina Bosi (2000): „Emission Baselines – Estimating the Unknown“, OECD and IEA, Paris. Download unter <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>
- ERUPT (The Ministry of Economic Affairs of the Netherlands) (Oktober 2001): “Operational Guidelines for Baseline Studies, Validation, Monitoring and Verification of JI projects – Volume 2a: Baseline Studies, Monitoring and Reporting”. Download unter <http://www.senter.nl/asp/page.asp?id=i000008&alias=erupt#i000005>
- Geres, Roland & Axel Michaelowa (2002): A qualitative Method to consider leakage effects from CDM and JI projects. In: Energy Policy 30 (2002), 461-463.
- Langrock, Thomas; Michaelowa, Axel; Greiner, Sandra (2000): Defining Investment Additionality for CDM projects - practical approaches, HWWA Discussion Paper No. 106, Hamburg, November 2000, Download unter: http://www.hwwa.de/Publikationen/Discussion_Paper/2000/106.pdf
- Herold, Anke, Uwe Fritsche, Martin Cames, Sabine Poetzsch (März 2000): „Wood Waste Power Plants in Zimbabwe as options for CDM – Part I: Options for Baselines and Methodological issues related to CDM“, erstellt für die GTZ, Öko Institut, Berlin/Darmstadt.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (1997): „Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“, Geneva. Download unter www.ipcc.ch/pub/guide.htm
- Kartha, Sivan, Michael Lazarus und Martina Bosi (Mai 2002): “Practical Baseline Recommendations for GHG Mitigation Projects in the Electric Power Sector”, OECD/IEA Information Paper. Download unter <http://www.oecd.org/env/cc/> oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) and IEA (International Energy Agency) (2001): “Fast-Tracking Small CDM Projects: Implications for the Electricity Sector”, OECD and IEA Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc
- PCF (Prototype Carbon Fund) (April 2000): “PCF Implementation Note No° 3 – Baseline Methodes for PCF Projects”, Prototype Carbon Fund, The World Bank, Washington D.C. Download unter <http://prototypecarbonfund.org/router.cfm?Page=DocLib>
- PCF (Prototype Carbon Fund) (Mai 2000): “Baseline Study for the Greenhouse Gas Component of the Liepaja Regional Solid Waste Management Project”, PCF, Washinton D.C. Download unter <http://prototypecarbonfund.org/router.cfm?Page=DocLib>
- Ploutkhina, Marina., Ingo Puhl, und Samy Hotimsky (2001): “Capacity Building for CDM Projects in Industry. Development of operational guidelines and decision-support tools for baseline studies for GHG emissions reduction projects in the industrial sector”, UNIDO. Download unter <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>
- UNFCCC (Februar 2000): „Review of the Implementation of Commitments and of other Provisions of the convention – UNFCCC guidelines on reporting and review“, FCCC/CP/1999/7. Download unter www.unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (Januar 2002): “Report of the Conference of the Parties on its Seventh Session, Held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001 (Marrakesh Accords) – Part Two: Action taken by the Conference of the Parties”, FCCC/CP/2001/13/Add.2. Download unter <http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf>

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (März 1998): "Report of the Conference of the Parties on its Third Session, Held at Kyoto from 1 to 11 December 1997 (The Kyoto Protocol)", FCCC/CP/1997/7/Add.1. Download unter <http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf>

Violette, Daniel, Christina Mudd, Marshall Keneipp (June 2000): "An Initial View on Methodes for Emission Baselines: Energy Efficiency Case Study", OECD and IEA Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>

WBCSD (World Business Council on Sustainable Development) und WRI (World Resource Institute) (2001): „The Greenhouse Gas Protocol – a corporate accounting and reporting standard“. *Download* unter www.wbcsd.com/projects/climate/ghg-report.pdf

Willems, Stéphane (Juni 2000): "Framework for baseline guidelines", OECD Information Paper, Paris. Download unter www.oecd.org/env/cc oder <http://www.ghgprotocol.org/projectmodule.htm>

10 ZUORDNUNG DER LEITFADENTEILE ZU DEN VORGABEN DES EXECUTIVE BOARD FÜR CDM-PROJEKTE

Der vorliegende Leitfaden ist aus systematischen Gründen (er wurde entwickelt aus der Bearbeitungsperspektive des Projektentwicklers) in Teilen anders gegliedert als die PDD-Vorgabe des Executive Board für CDM-Projekte (EB-PDD, download unter <http://unfccc.int/cdm>).

CDM-Projekte müssen jedoch in jedem Fall den Vorgaben des EB-PPD entsprechen; um Problemen im Anerkennungsverfahren vorzubeugen, sollte das PDD deshalb entsprechend sortiert werden. Entsprechende Hinweise wurden bereits in den jeweiligen Tabellen und Formularteilen im Band II des Leitfadens gegeben.

Die folgende Tabelle stellt die Zuordnung nochmals in kompakter Form zusammen.

Für einige Gliederungspunkte gibt es keine unmittelbare Entsprechung im EB-PDD. Sie sind Teilschritte des Berechnungsverfahrens wichtig für die Bewertung der Projekte; sie sind zugleich Bestandteil des nationalen Anerkennungsverfahrens. Aus diesen Gründen müssen sie in jedem Fall ausgearbeitet und den markierten Positionen als Anlage beige-fügt werden.

Für *JI-Projekte* existiert bislang keine entsprechend autorisierte Vorgabe des Supervisory Committee. Für sie kann bis auf weiteres die Gliederung des deutschen Leitfadens in der vorliegenden Form genutzt werden.

PDD Executive Board	PDD-Leitfaden
A. General description of project activity <i>A.1 Title of project</i> <i>A.2 Description of the pa*</i>	A. Projektbeschreibung <i>A.1 Projekttitel</i> <i>A.2 Beschreibung der Projektaktivitäten</i>
(Keine Entsprechung - bitte ergänzen)	C. Nachhaltigkeit
<i>A.3 Project participants</i> (Leitfaden-Gliederung bitte übernehmen)	<i>A.3 Angaben zu den beteiligten Partnern</i> <i>A.3.1 Angaben zum Antragsteller, Projektentwickler, etc.</i> <i>A.3.2 Angaben zu beteiligten Partnern</i> <i>A.3.3 Angaben zu beteiligten Behörden</i>
<i>A.4 Technical description of the pa*</i> <i>A.4.1 Location of the pa</i> <i>A.4.2 Category(ies) of the pa</i> <i>A.4.3 Technology to be employed</i> <i>A.4.4 Brief explanation how the emissions by sources are to be reduced</i> <i>A.4.5 Public funding of the pa</i>	<i>A.4 Technische Beschreibung der PA*</i> <i>A.4.1 Ortsbeschreibung</i> <i>A.4.2 Kategorie der PA</i> <i>A.4.3 Technologie der PA</i> <i>A.4.4 Emissionsminderung der PA</i> <i>A.4.5 Zusätzlichkeit der Finanzierung</i>

	<p>A.5 Einordnung des Gastlandes A.6 Einordnung in normale und vereinfachte Verfahren</p>
<p>B. Baseline Methodology B.1 Title and references of the methodology B.2 Justification of the choice B.3 Description of how the methodology is applied B.4 Description of how emissions are reduced below those that would have occurred in the absence of the pa B.5 Application of the baseline boundary to the pa B.6 Details of baseline development</p>	<p>L. Baseline-Szenarien L.1 Baseline-Methode (nur CDM) L.2 Identifizierung möglicher Baseline-Szenarien und Beurteilung L.3 Auswahl des Baseline-Szenarios L.4 Baseline-Studie [Als Anlage beifügen: M Baseline-Emissionsquellen]</p>
<p>C. Duration of the pa / Crediting period C.1 Duration of the pa C.1.1 Starting date of pa C.1.2 Expected lifetime of the pa C.2 Choice of the crediting period C.2.1 Renewable crediting period C.2.2 Fixed crediting</p>	<p>D. Anrechnungszeitraum</p>
<p>D. Monitoring methodology and plan D.1 Name and reference D.2 Justification of the choice D.3 Data to be collected to monitor emissions from the pa D.4 Potential sources of emissions which are attributable to the pa (not included in the project boundary) D.5 Relevant data for determining the baseline of emissions (within the project boundary) D.6 Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures</p>	<p>P. Bausteine eines Monitoring-Systems</p>
<p>E. Calculation of emissions by sources E.1 Description of formulae used to estimate emissions</p>	<p>J. Ermittlung des spezifischen Emissionsfaktors</p>
<p>E.2 Description of formulae used to estimate leakage</p>	<p>F. Indirekte Emissionsquellen (Leakage)</p>
<p>E.3 The sum of E.1 and E.2</p>	<p>K. Berechnung der jährliche Projektemissionen</p>
<p>E.4 Description of formulae used to estimate baseline emissions</p>	<p>N. Berechnung der jährlichen Baseline-Emissionen</p>
<p>E.5 Emission reductions (difference between E.4 and E.3)</p>	<p>O. Erwartete Emissionsreduktion durch das Projekt</p>

<i>E.6 Table providing values obtained when applying formulae above</i>	<i>I.3 Erwartetes Aktivitätsniveau für Laufzeit</i>
	<i>[als Anlage einfügen: E., G., H., I.]</i>
F. Environmental impacts <i>F.1 Analysis of the environmental impacts (including transboundary impacts)</i> <i>F.2 Conclusions and references of environmental impacts</i>	B. Umweltauswirkungen
G. Stakeholder comments <i>G.1 Description of how comments have been invited and compiled</i> <i>G.2 Summary of the comments received</i> <i>G.3 Due account was taken of any comments received</i>	Q. Öffentlichkeitsbeteiligung

Die nachfolgenden Gliederungspunkte aus dem vorliegenden deutschen Leitfaden haben keine unmittelbare Entsprechung im EB-PDD. Sie sind Bestandteil der Berechnung der Emissionsminderung und entsprechend als Anlagen beizufügen:

- E, G, H und I zählen zu Punkt E. (calculation of emissions) des EB-PDD; sie sollten dort als Anlage beigefügt werden.
- M sollte entsprechend bei Punkt B. (Baseline methodology) beigefügt werden.

	E. Direkte Emissionsquellen
	G. Systemgrenzen des Projektes
	H. Projektrelevante Einflussfaktoren <i>H.1 Liste der Einflussfaktoren</i> <i>H.2 bis H.x Einflussfaktoren im einzelnen</i>
	I. Erwartetes Aktivitätsniveau <i>I.1 Technische Angaben zur Anlage</i> <i>I.2 Angaben zu Absatz und Verwendung</i>
	M. Baseline-Emissionsquellen <i>M.1 Direkte Emissionsquellen</i> <i>M.2 Indirekte Emissionen (Leakages)</i>

*PA= Projektaktivität; pa= project activity

11 ANMERKUNGEN ZUM ANERKENNUNGSVERFAHREN FÜR CDM- UND JI-PROJEKTE IN DEUTSCHLAND

Die Bundesregierung hat noch keine abschließende Entscheidung über die institutionelle und gesetzliche Form der Anerkennungsverfahren für CDM und JI in Deutschland getroffen. Die folgenden Ausführungen fassen deshalb unverbindlich zusammen, welche Ansätze sich bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt abzeichnen.

Ausgangspunkte für das deutsche Anerkennungsverfahren

Primäres *Ziel* des Anerkennungsverfahrens ist es, die ökologische Integrität der Projekte zu garantieren, die von deutscher Seite zu „verantworten“ sind. Daneben soll es der Bundesregierung ermöglicht werden, die Menge der projektbezogenen Treibhausgasemissionsminderungen, die anerkannt wurden, zu kennen. Damit können die internationalen Bestimmungen aus Kyoto und Marrakesh sowie die nationalen Mengen der Emissionsreduktion gesteuert werden.

Als *Ausgangspunkt* bezieht sich die Bundesregierung dabei explizit auf die Beschlüsse der COP 7 von Marrakesh und wird die weitere Konkretisierung von Anerkennungsverfahren sowie Beschlüsse im Rahmen der UNFCCC berücksichtigen. COP 8 hat grundlegende Vereinfachungen für CDM-Kleinprojekte beschlossen, allerdings noch keine konkreten Standards für Baseline und Monitoring festgelegt. COP 9 dürfte zur Klärung von Fragen der Behandlung von Senken beitragen. Das Executive Board wird ergänzende Verfahrensbeschlüsse zum CDM fassen.

Die ökologischen Ansprüche an die Nutzung der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen sollen durch ein *pragmatisch* und *unbürokratisch* gestaltetes Verfahren auf nationaler Ebene sichergestellt werden. Das Verfahren soll Gewähr dafür bieten, dass ein *hoher Standard* in der Projektentwicklung und -durchführung erreicht wird.

Voraussetzung für ein unbürokratisches Verfahren ist eine frühzeitige Kommunikation mit der nationalen Anerkennungsbehörde für CDM- und JI-Projekte, dem Bundesumweltministerium. Die Nutzung des Leitfadens zur Projektentwicklung, insbesondere der Kurzdokumentation und die darauf aufbauende Kurzprüfung durch das BMU bieten hierfür Gewähr. Dieser Schritt ist aber dem in Marrakesh entwickelten Verfahren, d.h. der Erstellung des PDD und der Validierung durch die Operational bzw. Independent Entity, vorgelagert und *freiwillig*.

Letter of Intent: Unternehmen, die ihre Projektvorschläge diesem freiwilligen Verfahren erfolgreich unterzogen haben, sollten ein Vorregistrierungsrecht erhalten, das ihnen bei weiterer erfolgreicher Abwicklung als CDM- bzw. JI-Projekt die Anerkennung durch die Bundesregierung sichert.

Es wird derzeit überlegt, für die Unternehmen eine gewisse Verbindlichkeit durch einen entsprechenden *Letter of Intent* herzustellen und damit eine schriftliche Basis für dieses wechselseitige Verhältnis zu schaffen. Ein solcher *Letter of Intent* würde jedoch keine Ansprüche oder Haftungsregelungen vorsehen; die Voraussetzung für die Anerkennung von Projekten und Emissionsgutschriften ist letztlich immer, in der Konkretisierungs-

und Realisierungsphase die jeweiligen Anforderungen an PDD, Monitoring, Verifizierung usw. eingehalten zu haben.

Die Bundesregierung erwägt des weiteren die Einrichtung einer *Datenbank* zu Projektverläufen und Risiken, um die Erfahrungen zu bündeln und nutzbar zu machen. Jedes Projekt kann aufgrund von Risiken und Fehleinschätzungen problematisch werden. Zwar sollen Risiken in der Phase der Projektentwicklung und der Anerkennung antizipiert werden (u.a. durch Sensitivitätsanalysen bei der Bestimmung der Baseline). Je nach Standort und Rahmenbedingungen können selbst bei ansonsten vergleichbaren Projekten unterschiedliche Probleme entstehen. Dennoch können Erfahrungen im einen oder anderen Fall für eine frühzeitige Problemerkennung hilfreich sein. Deswegen ist es sinnvoll, eine Datenbank zu führen, in denen Problemfälle und kritische Themen der Projektentwicklung und –durchführung für Projektentwickler aufbereitet werden.

Joint Implementation: Nationale Vorgaben für JI Track 1

Die Marrakesh Accords ermöglichen es denjenigen Annex B-Vertragsparteien, die regelmäßig und fehlerfrei ihrer Verpflichtung nachkommen, ihre Emissionen zu erfassen und diese Inventare an die UNFCCC weiterzuleiten, ein eigenes Verfahren für JI zu entwickeln (Track 1).

Für den Projektablauf und die Projektbewertung ändert diese Unterscheidung aus der Sicht einer nationalen Anerkennungsbehörde allerdings wenig. Bei Track 1 könnte zwar auf die Erstellung des PDD und die Validierung durch die Independent Entity verzichtet werden. Dies führt aber für die Vertragsparteien (die Regierungen und die Anerkennungsbehörde) zu erheblichen Risiken. Deswegen wird die Bundesregierung sehr gründlich abwägen, wie ein klares Verfahren aussehen kann. Vermutlich wird auch hier auf das Instrument des PDD zurückgegriffen werden; Vereinfachungen könnten in Form von Standardisierungen eingeführt werden, soweit dies für bestimmte Projekttypen möglich ist. Auf die Prüfung von JI-Projekten wird die Bundesregierung jedoch kaum verzichten wollen. *Erleichterungen* sollten eher unter dem Blickwinkel der Projektgröße gesucht werden. Hier dürften für JI Track 1 ähnliche Regelungen gefunden werden wie für Kleinprojekte im CDM. Entsprechende Diskussionen dürften im Rahmen von UNFCCC anstehen.

Vorläufiges Fazit

Es ist zu erwarten, dass für JI vergleichbare Verfahren analog zu den Vorgaben für CDM in den Marrakesh Accords eingeführt werden. Sonderregelungen dürfte es analog für kleine Projekte geben, wobei voraussichtlich auch hier die CDM-Bestimmungen als Vorlage dienen werden. Da diese bereits in einem weiteren Entwicklungsstadium sind als für JI, sollten sich Projektentwickler am Besten in *allen* Fällen an den entsprechenden aktuellen Vorgaben aus der CDM-Entwicklung orientieren.