

Szenarien eines diversifizierten Energieangebots in OPEC-Staaten am Beispiel Irans

Strategien eines auf klimaschonenden
Energieträgern basierenden Umstiegs

Nikolaus Supersberger

Dissertation

zur Erlangung des Grades
Doktor der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (Dr. rer. pol.)
am Fachbereich Sozialwissenschaften
der Universität Osnabrück

vorgelegt am 23. Februar 2007; verteidigt am 2. Juli 2007

Betreuer:

Prof. Dr. Mohssen Massarrat

Prof. Dr. Peter Hennis

Für meine Familie

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	VIII
Tabellenverzeichnis.....	X
1 Einleitung.....	1
1.1 Auswahl von Iran und der OPEC als Untersuchungsgegenstände.....	1
1.1.1 Iran als Mitglied der OPEC.....	2
1.1.2 Die OPEC als Akteur im globalen Klimaschutzregime.....	2
1.2 Ziele der Arbeit und Einordnung in den ökonomisch-politischen Zusammenhang.....	4
1.3 Nachhaltige Entwicklung als analytischer Rahmen.....	6
1.3.1 Klimaschutz als Ziel der globalen Staatengemeinschaft.....	8
1.3.2 Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Nachhaltigkeit.....	9
1.4 Begriffsdefinitionen und Abgrenzungen des Untersuchungsgegenstandes.....	10
2 Methodische Vorgehensweise.....	12
2.1 Allgemeine Szenariomethodik.....	13
2.1.1 Szenariotyp.....	13
2.1.2 Modelltyp.....	14
2.2 Charakteristika der vorliegenden Szenarien und weiteres Vorgehen.....	15
2.3 Datenverfügbarkeit.....	16
3 Das fossile Energieregime: Produktions- und Preisannahmen global und für Iran bis 2050.....	17
3.1 Gesamtvorkommen fossiler Energieträger: Ansätze zur Reservenbewertung.....	17
3.2 Prognosen der weltweiten Erdöl- und Erdgasproduktion und Preisentwicklungen.....	20
3.2.1 Annahmen zu Ölproduktion und Ölpreis.....	20
3.2.2 Annahmen zu Gasproduktion und Gaspreis.....	23
3.3 Globalszenarien als Bezugsrahmen der iranischen Energieproduktion.....	24
3.4 Primärenergieproduktion in Iran: historische Entwicklung.....	27
3.4.1 Historische Erdölproduktion.....	28
3.4.2 Historische Erdgasproduktion und Verwendungsarten.....	29
3.5 Primärenergieproduktion in Iran: Prognosen bis 2050.....	30
3.5.1 Erdölproduktion bis 2050.....	31
3.5.2 Erdgasproduktion bis 2050.....	33
3.6 Transportoptionen von Erdgas.....	34
4 Energieverbräuche in Iran: historische Entwicklung und Szenarien bis 2050.....	38
4.1 Historische Primär- und Endenergieverbräuche der Wirtschaftssektoren.....	39
4.1.1 Primär- und Endenergieverbräuche nach Energieträgern und Sektoren.....	39
4.1.2 Stromerzeugung.....	42
4.2 Szenarien des Primär- und Endenergieverbrauchs bis 2050.....	43
4.2.1 Basisannahmen der Szenarien.....	45
4.2.2 Gesamteinsatz von Erdgas versus Erdgasverbrauch der Sektoren.....	48
4.3 Referenzszenario Business as Usual BAU.....	49
4.4 Szenario Geringe Effizienz GE: mäßige Effizienzsteigerung.....	53
4.5 Szenario Hohe Effizienz HE: Ambitioniertes Effizienz- und Einsparszenario.....	56
4.6 Vergleichende Analyse der Szenarien BAU, GE und HE.....	61
4.6.1 Wachstum der Primärenergieverbräuche.....	61
4.6.2 Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch.....	65
4.6.3 Entwicklung der Stromerzeugungsleistung.....	66
4.7 Reference Scenario der IEA: Vergleich mit Business as Usual.....	68

5	Ökonomische und technische Implikationen der Energieverbrauchsentwicklung	71
5.1	Äquivalenzpunkte von Erdöl und Erdgas	71
5.2	Einsparung von Energieträgern: Szenarienvergleiche	74
5.3	Vergleichbarkeit langfristiger Investitionsentscheidungen	76
5.4	Spezifische Gewinne und Verluste in den Szenarien	77
5.4.1	Berechnung der spezifischen Gewinne der Erdölbereitstellung	77
5.4.2	Berechnung der spezifischen Gewinne der Erdgasbereitstellung	77
5.4.3	Effizienzkosten und -maßnahmen: einführende Bemerkungen zu Umsetzungshemmnissen	79
5.4.4	Spezifische Investitionskosten der Strombereitstellung	80
5.4.5	Spezifische Investitionen in nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen	83
5.5	Gewinn- und Verlustrechnung von Exporten, Energieeffizienzmaßnahmen und des Kraftwerkparcs	87
5.5.1	Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario <i>Business as Usual</i>	88
5.5.2	Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario <i>Geringe Effizienz</i>	89
5.5.3	Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario <i>Hohe Effizienz</i>	91
5.5.4	Gesamtbilanz von <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	92
5.5.5	Ökonomischer Gesamtvergleich von <i>Reference Scenario</i> (IEA) und <i>Geringe Effizienz</i>	93
5.6	Sensitivitätsanalyse: alternative Entwicklungen	94
5.7	Zusammenfassung der zu erwartenden Entwicklung von Gewinnen und Verlusten	95
6	Subventionspraxis und Subventionsabbau in Iran	96
6.1	Aktuelle Subventionspraxis in Iran	96
6.2	Methode der Subventionsberechnung und Subventionsabbau im Zeitverlauf	98
6.3	Monetäre Auswirkungen des Subventionsabbaus	100
7	Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien im Bereich Stromerzeugung	103
7.1	Technische Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Iran	103
7.1.1	Energieproduktion aus erneuerbaren Energien: ausgeschlossene Optionen	104
7.1.2	Solarthermische Kraftwerke	105
7.1.3	Geothermie	106
7.2	Natürliches, wirtschaftliches und Umsetzungspotenzial	107
7.2.1	Wasserkraft	107
7.2.2	Geothermie	107
7.2.3	Solarenergie	109
7.3	Kostenentwicklung und Annahmen zu Betrieb und Ausbaufolge	109
7.4	Ausbaupfad in Szenario Business as Usual BAU-REG	112
7.4.1	Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'	112
7.4.2	Gewinn- und Verlustrechnung in BAU-REG	113
7.5	Ausbaupfad in Szenario Geringe Effizienz GE-REG	114
7.5.1	Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'	114
7.5.2	Gewinn- und Verlustrechnung in GE-REG	115
7.6	Ausbaupfad in Szenario Hohe Effizienz HE-REG	116
7.6.1	Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'	116
7.6.2	Gewinn- und Verlustrechnung in HE-REG	117
7.7	Zusammenfassende Darstellung des Ausbaus in den REG-Szenariovarianten	118
7.8	Primärenergieträger und Anwendungen im zukünftigen Stromerzeugungsmix	121
7.9	Sensitivitätsanalyse	121

8 Gewinn- und Verlustrechnung und Emissionsbilanzen der Szenarien und ihrer REG-Varianten.....	124
8.1 Konsequenzen der Verbrauchsentwicklungen für den iranischen Staatshaushalt	124
8.2 Subventionsabbau.....	126
8.3 Die Energierechnung in den Szenarien BAU, GE und HE	127
8.3.1 Energierechnung in Szenario <i>Business as Usual</i>	128
8.3.2 Energierechnung in Szenario <i>Geringe Effizienz</i>	128
8.3.3 Energierechnung in Szenario <i>Hohe Effizienz</i>	128
8.3.4 Arbeitsplatzeffekte und externe Kosten	129
8.4 CO ₂ -Emissionsbilanzen der verschiedenen Energieverbrauchspfade.....	130
8.4.1 Berechnungsgrundlage der CO ₂ -Emissionen	130
8.4.2 CO ₂ -Emissionsbilanzen der Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	130
9 Konzeptioneller Rahmen und Instrumente einer nachhaltigen Energieversorgung in Iran	133
9.1 Akteure und Hemmnisse im iranischen Energiesektor	133
9.1.1 Akteure in der Energiewirtschaft Irans.....	133
9.1.2 Hemmnisse für den Umbau des iranischen Energiesystems.....	134
9.2 Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems: Merkmale von Langfriststrategien.....	135
9.3 Instrumente zur Einführung von Energieeffizienz und erneuerbarer Energien	139
9.3.1 Auflagen und andere rechtliche Rahmenvorgaben.....	140
9.3.2 Integrierte Planungsansätze zur Umsetzung nachhaltiger Entwicklungsziele.....	143
9.3.3 Fiskalische und finanzielle Instrumente: Anreizsysteme	145
9.3.4 Nationale Kontingentierung fossiler Energieträger.....	147
9.3.5 Informations-, Motivations-, Bildungs- und Partizipationsinstrumente.....	148
9.3.6 Marktlenkung durch Nachfrageinduktion: Öffentliche Beschaffung.....	151
9.3.7 Freiwillige Verpflichtungen in Industrie und öffentlicher Verwaltung	152
9.3.8 Internationale Kooperationen und Finanzierungsinstrumente	153
9.4 Integrierte Effizienzstrategien als Gesamtkontext von Einzelmaßnahmen	155
9.5 Finanzierungsoptionen der Diversifizierung der iranischen Energiewirtschaft.....	158
9.5.1 Die Rolle des Subventionsabbaus bei der Etablierung einer Langfriststrategie	158
9.5.2 Oil Stabilisation Fund, OSF	158
10 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz im Gesamtkontext der OPEC.....	160
10.1 Strukturelle Merkmale von OPEC-Mitgliedern	160
10.2 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz im Strategieportfolio der OPEC-Staaten am Persischen Golf.....	164
10.3 Disaggregation und Kooperation der OPEC	166
11 Weiterführender Forschungsbedarf	170
11.1 Forschungspfad Transformation des iranischen Energiesystems	170
11.2 Forschungspfad Kooperationen in transregionalen und regionalen Kontexten	171
11.3 Forschungspfad OPEC als Akteur in einem nachhaltigen Energiesystem	172
11.4 Forschungspfad Energie und Sicherheit	173
12 Zusammenfassung der Ergebnisse.....	175
13 Literatur- und Quellenverzeichnis.....	194
14 Anhang.....	208

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1. Nachhaltigkeit im Energiebereich in Form des <i>Energy Triangle</i>	7
Abb. 3-1. Annahmen zum Ölpreisverlauf bis 2050.	21
Abb. 3-2. Globaler Primärenergieverbrauch des <i>Reference Scenario</i> der IEA bis 2030.....	25
Abb. 3-3. Globaler Primärenergieverbrauch im WBGU-Szenario bis 2050.....	26
Abb. 3-4. Vergleich von kumulierter Produktion von Erdöl und Erdgas nach Aleklett und kumuliertem Verbrauch nach IPCC-Szenarien (IPCC 2001).	27
Abb. 3-5. Erdöl- und Erdgasvorkommen in Iran sowie Upstream- und Downstream-Infrastruktur.	28
Abb. 3-6. Ölproduktion Irans 1969 – 2004.....	29
Abb. 3-7. Historische Erdölproduktion und Prognose der iranischen Ölproduktion bis 2050.	32
Abb. 3-8. Prognose der iranischen Erdgasproduktion bis 2050.	34
Abb. 3-9. Transportkosten von Erdgas, Erdöl und Kohle in Abhängigkeit von der Distanz.	35
Abb. 3-10. Kosten der einzelnen Glieder der LNG-Kette.	36
Abb. 3-11. LNG-Technologiekette.	37
Abb. 4-1. Primärenergieverbrauch in Iran, 1971 – 2001.....	40
Abb. 4-2. Anteile verschiedener Sektoren am PEV in Iran, 1971 – 2001.....	41
Abb. 4-3. Stromerzeugung, Anteile verschiedener Energieträger, 1971 – 2001.....	42
Abb. 4-4. Gesamtwirkungsgrade der iranischen Strombereitstellung in den Szenarien.....	47
Abb. 4-5. Verbrauch an verschiedenen Energieträgern in Szenario <i>Business as Usual</i>	52
Abb. 4-6. Verbrauch an verschiedenen Energieträgern in Szenario <i>Geringe Effizienz</i>	55
Abb. 4-7. Jährliche nachfrageseitige Effizienzsteigerungen in Szenario <i>Hohe Effizienz</i> gegenüber <i>Business as Usual</i> , nach Sektoren.	57
Abb. 4-8. Endenergieverbrauch in Szenario <i>Hohe Effizienz</i> : Anteile der Sektoren.....	58
Abb. 4-9. Verbrauch verschiedener Energieträger in Szenario <i>Hohe Effizienz</i>	60
Abb. 4-10. Primärenergieverbräuche (absolut) in den Szenarien.	62
Abb. 4-11. Erdölverbräuche in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	63
Abb. 4-12. Gesamteinsatz von Erdgas in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	63
Abb. 4-13. Stromerzeugung und -verbrauch in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	65
Abb. 4-14. Anteil der Strombereitstellung am Primär- und Endenergieverbrauch in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	66
Abb. 4-15. Stromsektor: Sterbelinie und Gesamterzeugungsleistung, alle Szenarien.....	67
Abb. 5-1. Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunkts nach EIA.....	72
Abb. 5-2. Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunkts nach Mazraati und Amirmoeini.	72
Abb. 5-3. Erreichen der Erdöl-Äquivalenzpunkte in den Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> und <i>HE</i>	73
Abb. 5-4. Erreichen der Erdgas-Äquivalenzpunkte in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	74

Abb. 5-5. Jährliche durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung mögliche Einsparungen von Erdöl und Erdgas in den Szenarien <i>GE</i> und <i>HE</i> gegenüber Szenario <i>BAU</i>	75
Abb. 5-6. Gewinn durch Erdgasexporte im Zeitverlauf und daraus errechnete Grenzübergangspreise, pro 1000 m ³	79
Abb. 6-1. Berechnungsgrundlage für Erdgassubventionen.	99
Abb. 7-1. Funktionsprinzip eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerks.	105
Abb. 7-2. Geothermische Regionen Irans.	108
Abb. 7-3. Entwicklung der Gesteungskosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen.	112
Abb. 7-4. Stromerzeugung in Szenario <i>GE-REG</i>	115
Abb. 7-5. Stromerzeugung in Szenario <i>HE-REG</i>	117
Abb. 7-6. Auslastung des Kraftwerkparks der Szenarien des konventionellen und des REG-Ausbaus. ..	119
Abb. 7-7. Sensitivitätsanalyse der Preisentwicklung für Erdgas (Grenzübergangspreis).	122
Abb. 7-8. Entwicklung der Stromgestehungskosten auf zwei verschiedenen Erdgaspreispfaden.	122
Abb. 9-1. Bereiche, in denen eine Langfriststrategie zu verankern ist, mit Auswahl an Maßnahmen.	138
Abb. 9-2. Wirtschafts- und Energieverbrauchswachstum in China	156
Abb. 10-1. Subventionen von Treibstoffen in asiatischen Ländern.	162
Abb. 12-1. Primärenergieverbräuche in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	179
Abb. 12-2. Erdölverbräuche in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	179
Abb. 12-3. Erreichen der Erdöl-Äquivalenzpunkte in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	181
Abb. 12-4. Erreichen der Erdgas-Äquivalenzpunkte in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	181
Abb. 12-5. Jährliche durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung mögliche Einsparungen von Erdöl und Erdgas in den Szenarien <i>GE</i> und <i>HE</i> gegenüber Szenario <i>BAU</i>	182

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1. <i>Estimated Ultimate Recovery</i> (EUR) für Erdöl, verschiedene Angaben.....	19
Tab. 3-2. Noch vorhandene konventionelle Erdgasreserven nach verschiedenen Autoren.	20
Tab. 3-3. Prognosen der zukünftigen globalen Erdölförderung.....	20
Tab. 3-4. Mögliche globale Erdgasproduktion.....	24
Tab. 3-5. Produktionsprognosen für Iran.....	32
Tab. 3-6. Geplante Ausweitung der iranischen Erdgasproduktion laut 4. Fünfjahresplan.....	33
Tab. 4-1. Wirtschaftliche Indikatoren für Iran, 2001.....	39
Tab. 4-2. Wirtschaftswachstum als Leitparameter der Szenarien für alle Sektoren außer <i>Haushalte</i> und <i>Gewerbe</i>	43
Tab. 4-3. Wachstum des BIP bis 2050 nach angenommenem Wirtschaftswachstum aus Tab. 4-2.	44
Tab. 4-4. Bevölkerungswachstum (in Prozent) als Leitparameter der Energieszenarien.....	45
Tab. 4-5. Im 4. Fünfjahresplan eingeplante Gasmengen für die Einpressung in Ölquellen zur Ausbeutesteigerung.	49
Tab. 4-6. Wachstum des EEV nach Sektoren und getrennt nach Verwendungsarten im <i>BAU</i> -Szenario bis 2050.	50
Tab. 4-7. Szenario <i>Business as Usual</i> . Energetische Kenndaten.	51
Tab. 4-8. Endenergieverbrauch in Szenario <i>Geringe Effizienz</i> nach Verwendungsarten.....	53
Tab. 4-9. Szenario <i>Geringe Effizienz</i> . Energetische Kenndaten.....	54
Tab. 4-10. Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Szenario <i>Hohe Effizienz</i>	58
Tab. 4-11. Szenario <i>Hohe Effizienz</i> . Energetische Kenndaten.	59
Tab. 4-12. Wachstum der Primärenergieverbräuche der Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> und <i>HE</i> sowie wirtschaftliches Gesamtwachstum.	61
Tab. 4-13. Primärenergieintensitäten in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe</i> <i>Effizienz</i>	64
Tab. 4-14. Zusammenfassende Darstellung der Energieverbräuche pro Kopf in den Szenarien <i>Business</i> <i>as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	64
Tab. 4-15. Energieverbräuche im Jahr 2030 in <i>Reference Scenario</i> (IEA) und im Szenario <i>Business as</i> <i>Usual</i>	69
Tab. 5-1. Einsparungen von Erdöl/Erdgas pro Jahr in den Szenarien <i>GE</i> und <i>HE</i> gegenüber Szenario <i>BAU</i>	75
Tab. 5-2. Verbrauch von Erdöl und Erdgas im <i>Reference Scenario</i> (IEA) und Vergleich mit Szenario <i>Geringe Effizienz</i>	76
Tab. 5-3. Annahmen für Erdgaspreise und Gewinne aus Erdgasexporten an der iranischen Grenze.	78
Tab. 5-4. Spezifische Investitionskosten verschiedener Kraftwerkstypen und des Erzeugungsmix'.....	82
Tab. 5-5. Annahmen zu spezifischen Investitionskosten für Erdgaskraftwerke und Leitungs- und Verteilungskapazitäten.	83
Tab. 5-6. Storylines für Effizienzsteigerungen der Szenarien <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	84
Tab. 5-7. Technische Optionen für Effizienzmaßnahmen in Iran und systemübergreifende Ansätze (Auswahl).....	85

Tab. 5-8. Annahmen zu spezifischen Effizienzkosten in Szenario Hohe Effizienz.....	86
Tab. 5-9. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten in Szenario <i>Business as Usual</i> , Barwert.	88
Tab. 5-10. Gesamtbilanz Szenario <i>Business as Usual</i> , Barwert.	89
Tab. 5-11. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten in Szenario <i>Geringe Effizienz</i> , Barwert.	89
Tab. 5-12. Gesamtbilanz Szenario <i>Geringe Effizienz</i> und Bilanzvergleich mit Szenario <i>Business as Usual</i> , Barwert.	90
Tab. 5-13. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten durch Effizienzsteigerungen in Szenario <i>Hohe Effizienz</i> , Barwert.....	91
Tab. 5-14. Ausbau der Strominfrastruktur: Investitionsaufwand, Szenario <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	91
Tab. 5-15. Effizienzkosten in Szenario <i>Hohe Effizienz</i> , Barwert.	92
Tab. 5-16. Gesamtbilanz Szenario <i>Hohe Effizienz</i> , Bilanzvergleich mit Szenario <i>Business as Usual</i> und <i>Geringe Effizienz</i> , Barwert.....	92
Tab. 5-17. Erdöl- und Erdgasverbräuche primärenergieseitig, <i>Reference Scenario</i> der IEA und <i>Geringe Effizienz</i>	93
Tab. 5-18. Jährliche und kumulierte Erdöl- und Erdgasexportgewinne im <i>Reference Scenario</i> der IEA und Differenz zu Szenario <i>Geringe Effizienz</i> , Barwert.	93
Tab. 5-19. Gesamtbilanz der Erdöl- und Erdgasgewinne in einem alternativen Preisregime, Vergleich zum maßgebenden Preisregime, Barwert.....	94
Tab. 6-1. Subventionen in den Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> und <i>HE</i> sowie Einnahmeneffekte des Subventionsabbaus.	100
Tab. 6-2. Vor- und Nachteile verschiedener Kompensationsmodelle beim Subventionsabbau.	102
Tab. 7-1. Technologien zur solarthermischen Stromerzeugung.....	106
Tab. 7-2. Annahmen zu Investitionskosten von solar-, geothermischen und Wasserkraftwerken in der Region Persischer Golf.....	110
Tab. 7-3. Annahmen zur durchschnittlichen Auslastung (Volllaststunden) von solar-, geothermischen und Wasserkraftwerken.....	111
Tab. 7-4. Stromerzeugungsleistung in Szenario <i>BAU-REG</i>	113
Tab. 7-5. Szenario <i>BAU-REG</i> : Gesamtinvestitionen und Gesamtgewinne, Barwert.....	114
Tab. 7-6. Stromerzeugungsleistung in Szenario <i>GE-REG</i>	114
Tab. 7-7. Szenario <i>GE-REG</i> : Gesamtinvestitionen und Gesamtgewinne, Barwert.	116
Tab. 7-8. Stromerzeugungsleistung in Szenario <i>HE-REG</i>	116
Tab. 7-9. Szenario <i>HE-REG</i> : Gesamtkosten und Gesamtgewinne, Barwert.....	118
Tab. 7-10. Anteile erneuerbarer Energien am Kraftwerkpark in den <i>REG</i> -Szenarien, 2050.	118
Tab. 7-11. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger, Barwert.	119
Tab. 7-12. Zielszenario <i>HE-REG</i> : Gesamtkosten und Zusatzgewinne gegenüber Szenariovarianten bezüglich des Ausbaus der Strombereitstellung, Barwert.	120
Tab. 7-13. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger auf einem alternativen Preispfad mit einer Steigerung von 1 Prozent jährlich, Barwert.	123

Tab. 8-1. Szenarienvergleich: Gesamtbilanzen für Energieeffizienz und <i>REG</i> -Varianten (Ausbau Stromerzeugung), Barwert.	125
Tab. 8-2. Kumulierte Subventionen bis 2050 in zwei Szenario-Varianten: Subventionsabbau und Beibehaltung der Subventionspraxis, Barwert.....	126
Tab. 8-3. Energierechnung Irans, differenziert nach Staat, Verbraucher und Volkswirtschaft.	127
Tab. 8-4. CO ₂ -Emissionen aus dem Energieverbrauch, Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> und <i>HE</i>	131
Tab. 8-5. CO ₂ -Emissionen der Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> , <i>GE-REG</i> , <i>HE</i> und <i>HE-REG</i> im Jahr 2050.....	131
Tab. 8-6. Klimawirksame Emissionen aus Abfackelungen, Eigenverbrauch und Leitungsverlusten der Erdgasbereitstellung.	132
Tab. 10-1. Wirtschaftliche Potenziale erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in den OPEC-Staaten der Regionen Persischer Golf und Nordafrika, TWh/a.....	163
Tab. 10-2. Energieintensität der OPEC-Staaten, Primärenergieeinsatz pro erzeugter Wirtschaftseinheit, 2003.	163
Tab. 12-1. Wirtschaftswachstum als Leitparameter der Szenarien für alle Sektoren außer <i>Haushalte und Gewerbe</i>	178
Tab. 12-2. Zusammenfassende Darstellung der Energieverbräuche pro Kopf in den Szenarien <i>Business as Usual</i> , <i>Geringe Effizienz</i> und <i>Hohe Effizienz</i>	180
Tab. 12-3. Gesamtbilanz Szenario <i>Hohe Effizienz</i> , Bilanzvergleich mit Szenario <i>Business as Usual</i> und <i>Geringe Effizienz</i> , Barwert.....	183
Tab. 12-4. Anteile erneuerbarer Energien am Kraftwerkpark in den <i>REG</i> -Szenarien, 2050.....	184
Tab. 12-5. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger, Barwert.	184
Tab. 12-6. Szenarienvergleich: Gesamtbilanzen für Energieeffizienz und <i>REG</i> -Varianten (Ausbau Stromerzeugung), Barwert.	186
Tab. 12-7. Subventionen in den Szenarien <i>BAU</i> , <i>GE</i> und <i>HE</i> sowie Einnahmeneffekte eines Subventionsabbaus, Barwert.....	188
Tab. 12-8. CO ₂ -Emissionen der Szenarien <i>BAU</i> , <i>HE</i> und <i>HE-REG</i> im Jahr 2050.	189

1 Einleitung

Im ersten Kapitel wird der Beziehungshintergrund der Arbeit dargelegt. Die Begründung der Motivation für die Auswahl des Untersuchungsgegenstands Energie in Iran steht hierbei an vorderster Stelle. Ihr folgt die Einordnung der Arbeit in den ökonomisch-politischen Zusammenhang. Die Darstellung des Konzepts der Nachhaltigkeit, das den analytischen Gesamtrahmen bildet, schließt das Kapitel ab.

1.1 Auswahl von Iran und der OPEC als Untersuchungsgegenstände

Die Islamische Republik Iran (im folgenden als „Iran“ bezeichnet¹) ist einer der größten Ölexporteure der Welt und ein dominierender Akteur in der Region des Persischen Golfs. Nichtsdestotrotz sieht sich die iranische Staatsführung mit ähnlichen Problemen konfrontiert, wie sie auch in anderen Entwicklungsländern im allgemeinen und in OPEC-Staaten² im besonderen existieren. Allgemeine Probleme sind:

- starkes Bevölkerungswachstum mit daraus resultierendem hohem Bevölkerungsanteil von Menschen unter 25 Jahren
- hohe Arbeitslosigkeit und damit verbundene fehlende Berufsperspektiven für junge Menschen, hoher *Brain Drain* (Abwanderung qualifizierter Fachkräfte)
- geringe internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie

Die besonders in OPEC-Staaten existenten Probleme sind:

- ausgeprägtes Subventionswesen im Energiebereich
- stark steigender Energieverbrauch
- Dutch Disease: einseitige Investitionstätigkeit in den Energieexportsektor, dadurch Vernachlässigung anderer Industrien; Aufwertung der Währung macht Importe billiger als heimisch produzierte Waren (vor allem im Agrarsektor von großer Bedeutung), Förderung von Rentensystemen (Lam/Wantchekon 2003)

Die Problemlagen auf nationaler Ebene konkretisieren sich unter anderem darin, dass ein immer größerer Teil der eigenen Ölproduktion vom heimischen Markt absorbiert wird und dadurch weniger Öl für den Export zur Verfügung steht. Damit im Zusammenhang steht eine umfassende Subventionspraxis im Energiebereich, die zu hohen volkswirtschaftlichen Verlusten (hohe externe Kosten der Energieversorgung z. B. durch Luftbelastung) und Einnahmeeinbußen des Staates führt (durch entgangene Einnahmen). Fehlende Einsparanreize führen zu überdurchschnittlichem Verbrauchswachstum. Die hohe jährliche Inflation macht den Wirtschaftsstandort

¹ Die vom Auswärtigen Amt empfohlene Sprechweise für die Islamische Republik Iran ist „Iran“ ohne Artikel.

² OPEC: Organization of the Petroleum Exporting Countries. Mitglieder: Algerien, Indonesien, Iran, Irak, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate und seit Januar 2007 auch Angola.

Iran außerdem wenig attraktiv für ausländische Investoren. Die heimische Wirtschaft ist stark auf den Energiebereich fokussiert, der den überwiegenden Anteil der Exporteinnahmen erwirtschaftet.

Die Einbindung Irans in das internationale Klimaregime gewinnt vor dem Hintergrund, dass auf iranischem Territorium erneuerbare Energien in großem Maßstab genutzt werden können, besondere Bedeutung, und auch aus diesem Blickwinkel ergeben sich für das Land Anreize und Motive, eine hierin verankerte nachhaltige Energieversorgung zu schaffen.

1.1.1 Iran als Mitglied der OPEC

Iran war das erste Land der Region Persischer Golf, in dem in industriellem Maßstab Öl gefördert wurde. Was als APOC (*Anglo-Persian Oil Company*) im Jahre 1909 begann, wurde bereits 1912 profitabel für die britische Regierung und ein britisches Unternehmen, die *Burmah Oil*, die beiden Hauptaktionäre der APOC. Aus ihr ging nach Umbenennung in AIOC (*Anglo-Iranian Oil Company*) schließlich die *British Petroleum BP* hervor, einer der heute größten Mineralölkonzerne der Welt. 1951 verstaatlichte Iran sämtliche Anlagen und Konzessionen des Monopolunternehmens auf iranischem Boden – rund zwanzig Jahre vor den Verstaatlichungen aller anderen wichtigen Ölförderländer, die sich 1960 zur OPEC zusammenschlossen bzw. später zur OPEC stießen (Yergin 1991, Zündorf 2002).

Iran ist innerhalb der OPEC ein so genannter *High Absorber* und *Outputmaximierer*. Dies weist Iran aus als Land mit hohem eigenem Absorptionsgrad der Ölproduktion, großen Ölreserven und einem hohen Reserven/Produktion-Verhältnis. Generell sind High Absorber außerdem gekennzeichnet durch ein mittelhohes Pro-Kopf-Bruttoeinkommen, große Pro-Kopf-Ölreserven und große Bevölkerungszahl. Diese Konstellation von Reserven, Förderung und Bevölkerungscharakteristika legt Iran die Rolle eines Outputmaximierers nahe: Gewünscht ist ein hoher Ölpreis, die Gewinne sollen mit einem möglichst großen Marktanteil abgeschöpft werden. In der Kommunikation mit anderen Produzenten zeigt sich Iran eher absprachenbereit, um seinen Produktionsanteil zu halten. Außer Iran gehören Irak und Venezuela innerhalb der OPEC zu High Absorbieren/Outputmaximierern (Blank 1993, 1994, Ströbele 1996).³

1.1.2 Die OPEC als Akteur im globalen Klimaschutzregime

Im globalen Klimaregime finden sich zahlreiche Akteure, die unterschiedlichste Interessen vertreten. Zu diesen Akteuren gehören auch die Mitglieder der OPEC bzw. die OPEC als Vereinigung von für die globale Energieversorgung relevanten Ländern. In diesem Sinn besitzt die OPEC aus verschiedenen Gründen strategische Relevanz im globalen Energiesystem:

- 1) Als bedeutendste Ländergruppe auf Seite der Energieträgerproduzenten kommt ihr im Rahmen des internationalen Klimaschutzprozesses (einschließlich der KyotoPlus-Verhandlungen zum Klimaschutz) besondere Bedeutung zu.

³ Im Gegensatz dazu gehört neben Kuwait und den Vereinigten Arabischen Emiraten Saudi-Arabien zu den Low Absorbieren, die sich durch einen geringen heimischen Absorptionsgrad der Ölproduktion und ein sehr hohes Reserven/Produktion-Verhältnis auszeichnen (Blank 1993) (vgl. Kap. 10).

- 2) Sie hat einen Anteil an der Weltölversorgung von derzeit etwa vierzig Prozent mit steigender Tendenz und verfügt über ca. achtzig Prozent der globalen Ölreserven.
- 3) Ihre Mitglieder verfügen über einen großen Teil der weltweit verfügbaren Erdgasreserven.

Ein Indikator für die zunehmende Bedeutung der OPEC auf den globalen Ölmärkten ist der Vergleich von verfügbaren Ölreserven und Produktionsanteilen: OPEC-Mitglieder vereinen etwa achtzig Prozent der heutigen Reserven auf ihren Territorien, halten jedoch einen Anteil an der Weltölproduktion von nur gut vierzig Prozent (Esso 2005). Bei einer derzeitigen Weltölproduktion von täglich etwa 85 Mio. Barrel liefert die OPEC allein knapp 30 Mio. Barrel⁴. Dies verdeutlicht, dass Nicht-OPEC-Staaten relativ zur Größe ihrer Ölreserven „schneller“ produzieren, also eine höhere relative Produktionsrate haben als die OPEC⁵. Dank zweier Gründe wird die OPEC in den kommenden Jahrzehnten ihren Produktionsanteil erhöhen:

- 1) Die Produktion in den meisten Nicht-OPEC-Staaten sinkt
- 2) Die Produktion in OPEC-Staaten kann gesteigert oder wenigstens gehalten werden oder sinkt langsamer als in Nicht-OPEC-Staaten

Die OPEC hat grundsätzlich drei Handlungsoptionen, um auf die internationalen Klimaschutzbemühungen zu reagieren: die erste ist die Beibehaltung der bisherigen ablehnenden Position; die zweite ist die Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen in den eigenen Volkswirtschaften; die dritte ist die aktive Förderung erneuerbarer Energien entlang verschiedener offener Handlungskorridore. Einer dieser Korridore ist der heimische Einsatz erneuerbarer Energieträger, um den Eigenverbrauch an fossilen Energieträgern zu reduzieren, um diese zugleich für den Export verfügbar zu machen. Dieser Korridor ist auch für Energieeffizienz von Bedeutung: Sowohl erneuerbaren Energien als auch Energieeffizienz ist gemein, dass sie die zeitliche Verfügbarkeit fossiler Energieträger verlängern können. Ein zweiter offener Korridor ist der großmaßstäbliche Export von z. B. Strom aus erneuerbaren Energien. Ein zur zweiten und dritten Option komplementärer Ansatz ist die Einwilligung der OPEC in ein Regime globaler Angebotsverknappung fossiler Energieträger (vgl. Massarrat 2007). Der Ansatz fußt auf der Überlegung, die OPEC-Staaten kooperativ in ein Klimaschutzregime einzubinden. Bevölkerungsreiche (teils verschuldete) OPEC-Staaten haben nach Massarrat

„... ein Interesse an der Optimierung ihrer Öleinnahmen bei gleichzeitigem Schutz ihrer Ölreserven für nachkommende Generationen und an einer Planungssicherheit, die ihnen den langfristigen Ausstieg aus der fossilen Energieproduktion mit geringsten sozialen Brüchen in Aussicht stellt.“ (Massarrat 2006, S. 223)

⁴ Mehrere OPEC-Mitglieder sind auch im Besitz großer Gasvorkommen. Derzeit spielt Erdgas eine weniger bedeutende Rolle als Erdöl, sein Anteil am Weltenergieverbrauch liegt bei etwa zwanzig Prozent. Zum Vergleich: Erdöl trägt knapp vierzig Prozent zum globalen Energieverbrauch bei. Die Bedeutung von Erdgas steigt jedoch, es ist der Energieträger mit den höchsten Verbrauchssteigerungen (IEA 2004). Daher werden auch erdgasreiche Staaten im globalen Energiesystem an Bedeutung hinzugewinnen.

⁵ Dieser Sachverhalt ist vereinfacht dargestellt, für eine allgemeine Charakterisierung jedoch gültig. Die Produktionsrate wird noch von einer Reihe anderer Faktoren beeinflusst als nur der absoluten Reservengröße, so z. B. von der Rohölbeschaffenheit (Schwer-, Schwerst- oder Leichtöl) und Reservoireigenschaften (Porosität, Wassergehalte etc).

Die oben diskutierten Aspekte legen die Beschäftigung mit Iran als wichtigem OPEC-Mitglied nahe.

1.2 Ziele der Arbeit und Einordnung in den ökonomisch-politischen Zusammenhang

Die vorliegende Arbeit liefert Expertise für folgende Bereiche:

- 1) für den politischen Entscheidungsprozess in Iran
- 2) für die Modernisierung des iranischen Energiesystems unter Gesichtspunkten von Nachhaltigkeit auf nationaler und internationaler Ebene
- 3) als Modell für Energieszenarien in vergleichbaren Ländern
- 4) als ein Beitrag zum Klimaschutz und anderen umweltpolitisch relevanten Aspekten
- 5) für die Integration erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz in das Strategieportfolio der OPEC

Politischer Entscheidungsprozess in Iran. Die in der iranischen Energiediskussion dominierenden Aspekte sind einerseits das Subventionswesen, das beim iranischen Staat jedes Jahr zu Einnahmeausfällen in Milliardenhöhe führt; andererseits der stark steigende Energieverbrauch, der einen immer größeren Anteil der eigenen Rohölproduktion beansprucht und bereits hohe Importquoten von Ölprodukten erfordert. Gleichwohl herrscht in Iran die Haltung vor, dass die Rohölproduktion stetig weiter ausgebaut werden könne und das eigentliche Problem des steigenden Energieverbrauchs die entgangenen Exporteinnahmen darstellten. Die Endlichkeit fossiler Energieträger wird hingegen kaum thematisiert. Die heimische Einsparung von fossilen Energieträgern, um durch die verstärkte Belieferung der internationalen Energiemärkte mehr Deviseneinnahmen zu erwirtschaften, ist ein Aspekt der iranischen Energiedebatte, der zwar propagiert, aber außer bei der Substitution von Erdöl durch Erdgas nicht durch umfassende nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen begleitet wird. Die vorliegende Arbeit zeigt anhand der durchgeführten Energieszenarien die Konsequenzen und Optionen auf, die in dieser Hinsicht durch die Einführung von Technologien zur Nutzung **erneuerbarer Energien** (im Folgenden als **REG** bezeichnet) und durch die Nutzung von **Energieeffizienzpotenzialen** (im Folgenden als **REN** bezeichnet) möglich sind. Sie zeigt auch, wie dadurch sowohl die Forderung nach erhöhten Exporten befriedigt, als auch das Ziel des **Klimaschutzes** umgesetzt werden kann. Die Bedeutung von Energieeffizienz auf volkswirtschaftlicher Ebene wird verdeutlicht und quantifiziert, ebenso die Einnahmeeffekte des umfassenden Subventionsabbaus. Somit dient die Arbeit zur *Entscheidungsvorbereitung zur politischen Willensbildung* und liefert Grundlagen für mögliche Entscheidungsträger auf der politischen Ebene.

Modernisierung des iranischen Energiesystems. Die Modernisierung des iranischen Energiesystems zielt bisher stark auf zwei Strategielinien ab: erstens die rasche Substitution von Erdöl durch Erdgas im Wärmebereich und in der Stromerzeugung und zweitens der Ausbau der

Stromerzeugung hauptsächlich mit Erdgas- und teilweise mit großen Wasserkraftwerken. Andere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien werden zwar ausgebaut, jedoch in sehr geringem Umfang. Die vorliegende Arbeit zeigt für die nationale Ebene, mit welchen Potenzialen solare Strahlung und geothermische Wärme zur Stromproduktion bereitgestellt werden können und so zu einer Diversifizierung des iranischen Energiemix beitragen. Die nutzbaren Potenziale von Energieeffizienz (sowohl angebots- als auch nachfrageseitig) werden aufgezeigt und quantifiziert. Berührt sind davon sämtliche Aspekte der nationalen Volkswirtschaft, aber auch internationale Gesichtspunkte: die Schaffung von Arbeitsplätzen durch den Aufbau heimischer REG- und REN-Industrien, die Reduzierung von Luftverschmutzung (vor allem durch geringere Emissionen aus dem Straßenverkehr in Städten), reduziertes Konfliktpotenzial bei fossilen Energieträgern und zahlreiche andere.

Für den politischen Entscheidungsprozess ebenso wie auf Ebene der energiewirtschaftlichen Langfristplanung werden damit Optionen und Pfade aufgezeigt, die Iran als Energieexporteur in einem nachhaltigen Energiesystem umsetzen bzw. beschreiten kann.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte (stark steigender Verbrauch, Subventionswesen etc.) ist zu klären, welche Nutzen Iran auf einem Pfad nachhaltiger Entwicklung erzielen kann. Zu nennen sind sowohl ökologische als auch ökonomische Benefits. Zu den ökologischen zählt die geringere Zerstörung von Ökosystemen mit zahlreichen positiven Auswirkungen auf die Bevölkerung (Erholungswert, bessere Mikroklimata, evtl. Aufbau eines Tourismuszweigs) sowie reduzierte Belastung von Luft, Böden und Wasser mit ebenfalls positiven Folgen (geringeres Erkrankungsrisiko etc.). Ökonomische Benefits sind denkbar auf der Seite steigender staatlicher Einnahmen durch eine Diversifizierung und Steigerung des Energieangebots (Exportaspekte sind hier zentral) und damit verbundener positiver Effekte auf die Binnenwirtschaft Irans.

Szenarien für Entwicklungsländer. Länderspezifische Energieszenarien wie die vorliegenden wurden bisher vorwiegend für Industrieländer angefertigt, deren Ausgangslagen stark vom Import von Energie geprägt sind, jedoch nicht von der inländischen Energiebereitstellung. Detaillierte Energieszenarien für ressourcenreiche Staaten und deren Energieexportoptionen sind bisher nur in geringem Umfang vorhanden. Die Internationale Energieagentur entwickelte ein Szenario für verschiedene Staaten der Regionen Nordafrika und Persischer Golf, ohne jedoch auf Exportoptionen einzugehen (IEA 2005a). Die Relevanz von Szenarienarbeiten für Entwicklungsländer speist sich einerseits daraus, dass gerade die Verbrauchsdynamiken (stark steigende Energieverbräuche) in diesen Staaten große Auswirkungen auf das globale Energie- und Klimasystem haben, andererseits aus dem Einfluss, den die Art der Energieversorgung auf eine nachhaltige Entwicklung innerhalb dieser Länder hat. Für die Entwicklung eines globalen nachhaltigen Energiesystems bilden Entwicklungsländer deswegen maßgebende Einflussfaktoren. Dies hängt auch damit zusammen, dass deren Energiesysteme noch stark wachsen und dahingehend „offen“ sind, dass alternative Versorgungsstrukturen – z. B. große Anteile an dezentraler Erzeugung – mit geringerem Konfliktpotenzial auf infrastrukturell-technischer Ebene eingeführt werden können, als dies in fortgeschrittenen, „reifen“ Systemen der Industrieländer der Fall ist.

Die OPEC als bedeutender Akteur im internationalen Energiesystem nimmt Einfluss auf die Richtung, in die sich die zukünftige Energieversorgung entwickeln kann. Bisher konzentrieren sich ihre Angebotsstrategien ausschließlich auf fossile Energieträger. Die vorliegende Arbeit analysiert verschiedene Aspekte der Integration erneuerbarer Energien in das **Strategieportfolio der OPEC** und diskutiert mögliche Entwicklungen, die dadurch induziert werden können.

1.3 Nachhaltige Entwicklung als analytischer Rahmen

Nachhaltige Entwicklung steht als komplexer Begriff in einem mehrdimensionalen Beziehungskontext und folgt hier der Definition von *Sustainable Development*, wie sie erstmals im so genannten Brundtland Report formuliert wurde (WCED 1987). Dort und im weiteren historischen Verlauf z. B. auf der „UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung“ 1992 in Rio de Janeiro wurde *Sustainable Development* als Ziel einer Umwelt- und Entwicklungspolitik verstanden, die auch und gerade auf Aspekte von inter- und intragenerativer Gerechtigkeit abstellt (Weizsäcker 1994). Benannt wird hier auch ein Begriff von Ressourcennutzung, der sich nicht nur auf die emissionsseitigen Auswirkungen des Verbrauchs fossiler Energieträger beschränkt, sondern bereits bei der schonenden Nutzung ansetzt und als kritischen Parameter die Erschöpfbarkeit anerkennt. Innerhalb des Beziehungsdreiecks Ökologie – Ökonomie – Gesellschaft (soziale Aspekte) hat nachhaltige Entwicklung auf einen angemessenen Ausgleich dieser drei Leitkriterien zu achten. Eine einheitliche Auslegung des Begriffskomplexes *Nachhaltige Entwicklung* ist nicht mehr möglich, zu stark sind die erfolgten Differenzierungen bzw. Konzeptionen innerhalb der Nachhaltigkeitsdiskussion, die sich unter anderem im Gegensatz schwacher und starker Nachhaltigkeit widerspiegeln (vgl. Atkinson et al. 1999, Daly 1999, Neumayer 1999). Für eine detaillierte Darstellung und kritische Diskussion des Begriffes *Nachhaltige Entwicklung* sowie des angesprochenen Beziehungsdreiecks im nationalen und internationalen Kontext sei auf die Umweltgutachten des *Rates von Sachverständigen für Umweltfragen* (SRU) verwiesen (SRU 2002, 2000). Die sozialwissenschaftliche Fragestellung der vorliegenden Arbeit anerkennt den Bedeutungsinhalt von nachhaltiger Entwicklung und widmet sich hier dem Einzelaspekt Energieversorgung. Eine derartige Beschränkung ist aus folgenden Gründen plausibel:

- 1) Strukturen der Energieversorgung (Bereitstellung, Umwandlung, Verbrauch) verursachen über die Hälfte der anthropogenen Treibhausgasemissionen
- 2) Der Zugang zu Energie bzw. das Funktionieren von Energieversorgung ist eine Voraussetzung für gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung; deshalb nimmt die Energieversorgung eine zentrale Rolle in modernen Gesellschaften ein

Nachhaltige Entwicklung im Energiebereich manifestiert sich durch eine Vielzahl von Parametern, die im so genannten *Energy Triangle* (nach BMU 2004a) verortet sind (Abb. 1-1). Zu diesen gehören (übersetzt und verändert nach BMU 2004a):

- Schonung von Ressourcen für kommende Generationen durch effiziente Nutzung

- Verträglichkeit der Energienutzung für Umwelt, Klima und menschliche Gesundheit: die Aufnahmefähigkeit natürlicher Systeme darf nicht überschritten werden
- Sozialverträglichkeit durch Beteiligung aller Interessenthalten bei der Gestaltung und dem Aufbau von Energiesystemen
- Nutzungsgerechtigkeit: fairer Zugriff auf Energie für sämtliche Akteure
- Risiko- und Fehlertoleranz: unvermeidbare Risiken und Gefahren müssen minimiert werden
- Ökonomische Effizienz: Energieversorgung muss zu akzeptablen Kosten verfügbar sein. Hierbei sind jedoch nicht nur die konkreten Kosten für einzelne Akteure in die Betrachtung miteinzubeziehen, sondern es hat auch auf gesamtwirtschaftlicher Ebene eine Berücksichtigung externer ökologischer und sozialer Kosten stattzufinden
- Zeitliche Versorgungssicherheit: Energie soll zu jedem Zeitpunkt, zu dem sie nachgefragt wird, zur Verfügung stehen. Dies gilt sowohl für eine kurz-, als auch eine langfristige Perspektive
- Induktion von internationaler Kooperation: Energieversorgung soll dazu beitragen, Konfliktpotenziale zwischen Staaten um die Sicherstellung von Energieversorgung zu reduzieren

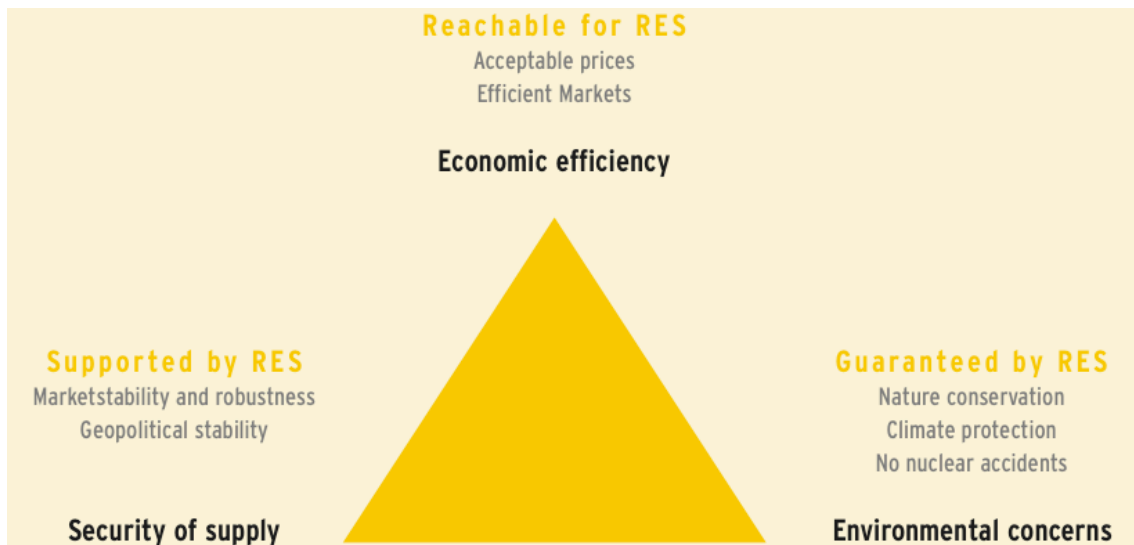


Abb. 1-1. Nachhaltigkeit im Energiebereich in Form des *Energy Triangle*.

Quelle: BMU 2004a.

Somit wirkt der Untersuchungsgegenstand Energieversorgung weit über seine eng umgrenzte physische (technologische, logistische und ökonomische) Definition hinaus auf andere Aspekte modernen Lebens. Die Untersuchung von Energieversorgung erlaubt die weitergehende Betrachtung möglicher Entwicklungen sozialer Systeme. Dies deshalb, weil die Gestaltung von Energiesystemen auf die Organisation anderer gesellschaftlich relevanter Strukturen rückwirken

kann. Sie wirft dabei Fragen auf z. B. nach der Art der Marktstrukturen, die die Voraussetzung für die Schaffung eines Energiesystems bilden. Gleiches gilt auch vice versa, manifestiert in der Frage: welche Marktstrukturen werden erst durch die Etablierung eines bestimmten Energiesystems ermöglicht? So erlangen z. B. gerade in monopolistischen Versorgungsstrukturen Fragen nach den Folgen dezentral organisierter Energiesysteme große Bedeutung. Die Bezüge zwischen der Art des Energiesystems, der daraus resultierenden oder sie bedingenden Marktstrukturen und der in stetigem Wandel begriffenen gesellschaftlichen Strukturen sind offenbar.

1.3.1 Klimaschutz als Ziel der globalen Staatengemeinschaft

Das Ziel der Klimarahmenkonvention ist die Stabilisierung der atmosphärischen Konzentration von Kohlendioxid und anderen klimawirksamen Gasen auf einem Niveau, das eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert. Gemäß der Beschlusslage der Europäischen Union müsste zur Einhaltung dieses Ziels der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf maximal zwei Grad Celsius gegenüber vorindustriellen Werten begrenzt werden. Auch andere europäische Staaten (Norwegen, Schweiz) haben sich diesem „2-Grad-Ziel“ angeschlossen, über das ein weit reichender Konsens in Wissenschaft und Zivilgesellschaft besteht. Dieses Ziel kann durch verschiedene zukünftige Entwicklungspfade erreicht werden. Einen wissenschaftlichen Ansatz zur Beschreibung der Gesamtheit dieser Pfade ist der *Tolerable Windows Approach* des WBGU:

„Der Fensteransatz [Tolerable Windows Approach] stellt ein Verfahren zur Bestimmung von Emissionskorridoren bereit ... Emissionskorridore stellen die Menge aller Emissionswerte in der Zeit dar, die von einem mit den Leitplanken verträglichen Emissionspfad angenommen werden können. Im Rahmen des Fensteransatzes erfolgt keine Optimierung des ökonomischen Systems, so dass neben der Klimaleitplanke noch sozioökonomische Leitplanken eingeführt werden, um den Raum zulässiger Emissionszukünfte ... sinnvoll zu begrenzen.“ (WBGU 2003a, S. 144)

Ein Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur um über zwei Grad Celsius hätte drastische Auswirkungen auf Mensch und Natur (IPCC 2001, Stern 2007, WBGU 2003b). Wie das so genannte „Stern-Gutachten“, das im Auftrag der britischen Regierung erstellt wurde, zeigt, werden diese Konsequenzen auch die wirtschaftliche Entwicklung betreffen (Stern 2007).

Das Einhalten des 2-Grad-Ziels würde eine Halbierung der globalen CO₂-Emissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts gegenüber den Emissionen von 1990 (WBGU 2003b) erfordern. Die Emissionen der Industrieländer müssten im selben Zeitraum um etwa 80 Prozent sinken (WBGU 2003a). Derzeit weist die Entwicklung jedoch in Richtung eines weiteren Anstiegs. Der Energiesektor ist hierbei der Hauptemittent von CO₂. Trendprojektionen der Internationalen Energieagentur zeigen einen starken Anstieg des Primärenergieverbrauchs bei gleichzeitiger Beibehaltung des heutigen auf fossilen Energieträgern basierenden Energiemix' (IEA 2006a). Damit wäre das Erreichen jeglicher Klimaschutzziele unmöglich. Entsprechende Emissionszenarien verdeutlichen die Entwicklung: ohne drastische Änderung der bisherigen Emissionsdynamik wird die Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre weiter zunehmen, wodurch das 2-Grad-Ziel außer Reichweite gerät. Zwischen 1990 und 2004 stiegen die globalen CO₂-

Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe um ca. 28 Prozent an (IEA 2006b). Die Verpflichtung der EU⁶ im Rahmen des Kyoto-Protokolls, ihre Treibhausgas-Emissionen um acht Prozent bis zum Zeitraum 2008 – 2012 zu reduzieren, wird voraussichtlich nicht erreicht (1990 – 2004: -0,9 Prozent (EEA 2006)). Zudem ist der größte Emittent der Welt, die USA, nicht dem Kyoto-Protokoll beigetreten, so dass auch das im Protokoll für die Gesamtheit der Industrieländer vereinbarte Ziel einer mindestens fünfprozentigen Minderung bis 2008 – 2012 verfehlt wird.

1.3.2 Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Nachhaltigkeit

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Reduzierung des absoluten Energieverbrauchs und der Pro-Kopf-Verbräuche können zu einer Minderung des bereits ablaufenden anthropogenen Klimawandels beitragen. Sowohl die Nutzung erneuerbarer Energien (REG) als auch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen (REN) wurden in den vergangenen Dekaden demnach auch vorrangig mit Fragen des Klimaschutzes assoziiert. Hinzu kamen volkswirtschaftliche Aspekte. Dass sie im Sinne von Nachhaltigkeit auch einen Beitrag zu internationaler Kooperation und Friedenssicherung leisten können, blieb lange unerkannt, wurde dann aber zumeist auf Entwicklungsländer projiziert: Der Einsatz von REG und REN sollte verhindern, dass Entwicklungsländer durch große Energieimportabhängigkeiten in ihren Entwicklungsmöglichkeiten eingeschränkt werden. Erst in den letzten Jahren wurden Importabhängigkeitsstrukturen auch in Industrieländern als Faktoren für Instabilität und als Konfliktursachen thematisiert, zu deren Entschärfung erneuerbare Energien und Energieeffizienz beitragen könnten.

Hiermit wurde eines der zentralen Probleme der Versorgung mit den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas angesprochen: die regional unterschiedliche Verteilung von Reserven. So konzentrieren sich zwei Drittel der Weltölreserven auf die Großregion des Persischen Golfs, wo auch ein großer Teil der Welterdgasreserven lagert (ca. fünfzig Prozent) (BP 2004, OPEC 2005). Die durch Verteilungsungleichheit induzierte politische Instabilität resultiert aus zwei Quellen: aus der Etablierung undemokratischer Staatssysteme, die durch Rentensysteme gestützt werden, und aus dem Nachschubzwang in Verbraucherländern aufgrund der kurzfristigen Unentbehrlichkeit fossiler Energieträger. Beide Aspekte waren in der Vergangenheit mitverantwortlich für die Vergrößerung politischer Instabilitäten (vgl. Massarrat 2007, 2004). Der Umstieg auf ein nachhaltiges Energiesystem durch Nutzung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz sollte zur Friedenssicherung beitragen, da gewaltsame Konflikte um Energieträger schlicht entfallen würden. Subsumiert findet sich dieser Ansatz unter dem Schlagwort „Solar for Peace“ (Scheer 1999). Die Verifizierung seines Funktionierens steht noch aus.

Erst in jüngster Zeit reift vermehrt das Bewusstsein, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz wichtige Beiträge auch zur nationalen und internationalen Energiesicherheit leisten kön-

⁶ Diese Verpflichtung betrifft die 15 Staaten, die zum Zeitpunkt der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls 1997 Mitglied der EU waren.

nen. In Bezug zur Nachhaltigkeit können REG und REN noch in anderen Bereichen positive Wirkungen erzielen:

- Minderung bestehender und kommender Konfliktlagen bei der Bereitstellung fossiler Ressourcen
- Einsatz von REG/REN als Entwicklung induzierende Strategie
- Regionale Wertschöpfung

In der aktuellen Diskussion rücken Fragen nach der Endlichkeit fossiler Energieträger und der daraus resultierenden Konsequenzen vermehrt in das Blickfeld von politischen Entscheidungsträgern. Der wichtigste Parameter ist hierbei das globale Produktionsmaximum von Erdöl und Erdgas, nach dessen Erreichen die Produktion strukturell bedingt zurückgehen wird (vgl. Kap. 3.1). Doch auch ohne diese strukturelle Bereitstellungsobergrenze treten Ressourcenzwänge immer deutlicher zu Tage, sei es durch Naturereignisse, Streiks auf Ölbohrplattformen oder durch Unterbrechung von Transportleitungen durch Unfälle und Attentate. Der Einsatz erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz führt auf globaler, regionaler und nationaler Ebene zu einer Streckung der Nutzungsdauer der Reserven fossiler Energieträger. Die Folgeeffekte sind zahlreich und Gegenstand der vorliegenden Arbeit, die dies am Fallbeispiel Iran zeigt. Ein zentraler Aspekt ist die Möglichkeit von Staaten – wie auch von Iran – durch Streckung der Energieexporte längerfristige Planungssicherheit zu erreichen.⁷

Iran findet sich in diesem Spannungsfeld des unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten notwendigen Umbruchs von fossil zu regenerativ dominiertem Energiesystem auch als Mitglied der OPEC wieder. Es hat sich in der Zukunft vermehrt diesen Fragen zu stellen, die weit über den Bereich der physischen Energieversorgung hinausreichen.

1.4 Begriffsdefinitionen und Abgrenzungen des Untersuchungsgegenstandes

Begriffe REG und REN. In der vorliegenden Arbeit wird die Gesamtheit erneuerbarer Energien (Wind- und Wasserkraft, Geothermie, Biomasse, Solarenergie) mit REG abgekürzt. Die Abkürzung für Energieeffizienz ist REN (rationelle Energienutzung). REG-Technologien bezeichnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. REN-Technologien sind solche Technologien, die vergleichsweise energieeffizienter als andere zu betreiben sind.

Dezentraler und zentraler Einsatz von REG. Die Möglichkeiten des dezentralen Einsatzes von REG-Technologien wurden in der Praxis bereits vielfach unter Beweis gestellt (WADE 2007, WISIONS 2006). Im dezentralen, Stromnetz unabhängigen Einsatz liegen einige ihrer Stärken, da sie z. B. in entlegenen Gebieten aufgrund vermiedener Investitionen in Stromlei-

⁷ Des weiteren werden durch REG/REN die Volatilitäten der Preise fossiler Energieträger begrenzt, wodurch sie dazu beitragen können, wirtschaftliche Risiken zu mindern und den Energiemix insgesamt zu verbilligen (Awerbuch 2006, Awerbuch/Berger 2003).

tungsnetze oder den Wegfall des Antransports von Treibstoffen etc. im Vergleich zu konventionellen fossilen Energieträgern Kostenvorteile aufweisen. Einerseits ist die dezentrale Anwendung erneuerbarer Energien also ein essenzieller Baustein bei der Entwicklung ländlicher Regionen (stromnetzferne Gebiete), andererseits können sie als kleinskalige Technologien auch in dicht besiedelten Gebieten (Städte mit vorhandener Infrastruktur, Industriezentren, Ballungsräume u. a.) einen Beitrag zur Reduzierung des Verbrauchs fossiler Energieträger leisten (CEERS 2004, Shukla 2007). In der vorliegenden Arbeit jedoch richtet sich der Fokus auf die Nutzung erneuerbarer Energien in mehr großskaligen, „zentralen“ Maßstäben und deckt damit andere Nutzungsformen von REG ab, als dies mit dezentralen Technologien möglich ist.

Technologieauswahl. Für die Szenarienmodellierung kommt eine eingeschränkte Bandbreite an Primärenergieträgern zum Einsatz: im Bereich erneuerbarer Energieträger sind dies solare Strahlung, Geothermie und Wasserkraft, da deren Potenziale hinreichend genau abgeschätzt werden können bzw. konkrete Datenerhebungen vorliegen. Ausgeschlossen werden Biomasse (geringes Potenzial), Windenergie und Meeresenergie (bei letzteren beiden bisher unsichere Datenlage). Erdöl und Erdgas dominieren im iranischen Energiesystem; dies findet auch bei der Szenarienerstellung Berücksichtigung. Kohlen werden derzeit in Iran nicht bzw. in sehr geringem Maße eingesetzt und leisten in der Szenarienmodellierung keinen Beitrag (dies ist in Übereinstimmung mit den fehlenden Ausbauplänen der iranischen Regierung). Kernenergie kommt über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht zum Einsatz, da deren Ausbau unter den derzeitigen politischen Rahmenbedingungen (internationaler Konflikt) fraglich erscheint. Auf den Aspekt der Energieträgerwahl wird genauer in Kap. 4.2.1 und Kap. 7.8 eingegangen.

Exporteinnahmen und Staatseinnahmen. Aufgrund des vollständig verstaatlichten Energiesektors können die durch den Export von Energieträgern erzielten Einnahmen als direkte Staatseinnahmen bezeichnet werden, wodurch der Staatshaushalt direkt profitiert. Dies ist ein zentraler Unterschied zu privatisierten oder teilprivatisierten Sektoren, an denen der Staat bzw. der Staatshaushalt nur indirekt über Steuern und andere Abgaben Anteil hat.

Struktur des Energiesektors. Es wird unterstellt, dass der Energiesektor in Iran sowohl im Upstream-Bereich (Erdöl- und Erdgasproduktion) als auch bei der Stromerzeugung weiterhin weitgehend verstaatlicht bleibt.

Politische Situation Irans und deren Bewertung in der vorliegenden Arbeit. Eine (moralische oder ethische) Bewertung des politischen Systems in Iran wird in der vorliegenden Arbeit ausdrücklich nicht vorgenommen. Dies würde der wissenschaftlichen Arbeitsweise zuwiderlaufen, auch deshalb, weil der Untersuchungskontext einen anderen Rahmen bildet.

2 Methodische Vorgehensweise

Eine kurze Darstellung der Methodik der Szenarienerstellung erfolgt in Kap. 2. Anschließend werden die in der Arbeit angewandten Szenarienansätze erläutert.

Es existieren umfangreiche Arbeiten zur möglichen Entwicklung des Weltenergieverbrauchs; diese *Weltszenarien* machen Aussagen über die Entwicklung der Energieverbräuche global, zu meist auch für verschiedene Weltregionen. Bisher gibt es über 400 solcher Globalszenarien (vgl. hierzu IPCC 2000, 2001). Regional fokussierte Szenarien widmen sich speziell bestimmten Regionen wie etwa der Europäischen Union (EU 2004, WWF 2005). Länder spezifische Arbeiten wurden bereits ebenfalls in großer Zahl angefertigt. Zu nennen sind Szenarien für Deutschland aus der so genannten Energie-Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages und das Faktor-4-Szenario (Deutscher Bundestag 2002, Wolters 2001). Für zahlreiche weitere Staaten wurden ebenfalls Szenarien angefertigt. Diesen ist gemein, dass es sich meistens um Industrieländer und damit um große Energieverbraucher handelt. Eine Szenariendarstellung, die relevante Energieexporteure und Entwicklungsländer modelliert, wurde vom *Deutschen Institut für Luft- und Raumfahrttechnik* DLR vorgelegt (DLR 2005). Der Fokus der Arbeit liegt auf der Stromerzeugung durch den Einsatz von REG-Technologien sowie der Produktion von Trinkwasser. Die IEA veröffentlichte im Jahr 2005 Szenarien für Länder der Region Persischer Golf (IEA 2005a).

Die vorliegende Arbeit greift einen Aspekt der Szenarienlandschaft auf, der bisher also wenig Beachtung fand: Energieszenarien für einen Staat, der auf den internationalen Energiemärkten als Nettoexporteur in Erscheinung tritt. Von Bedeutung ist der Status Irans als einem der wichtigsten Erdölexporteure weltweit, der zugleich vor der Herausforderung steht, als Entwicklungsland einen Pfad nachhaltigen Wachstums einzuschlagen und seine Ressourcen optimal zu allozieren. Wie zahlreiche andere Szenarien ebenfalls, ist die vorliegende Untersuchung als Arbeit zur *flankierenden Politikberatung bei strukturell vorhandener Ungewissheit* zu betrachten: Sie stellt zur Entscheidungsvorbereitung im politischen Prozess verschiedene Entwürfe von Zukünften bereit und gibt Auskunft über die Optionen von Maßnahmen zur Realisierung dieser Zukünfte. Hierfür ist es zielführend, geeignete Vereinfachungen zu treffen. Der Vereinfachungsgrad ergibt sich aus

- der erforderlichen Detailtiefe und dem damit verbundenen Aufwand (möglichst gutes Verhältnis von Aufwand zu Nutzen)
- der Abstimmung der zu wählenden Detailtiefe mit der verfügbaren Informationsdichte bzw. -tiefe⁸

Eine Detailbetrachtung eines bedeutenden Erdölexporteurs unter Berücksichtigung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz existiert bisher nicht. Somit kann das mit dieser Arbeit vorliegende Set an Szenarien als erste detaillierte Szenariendarstellung zu den möglichen Energie-

⁸ Siehe hierzu Kap. 2.3 zur Verfügbarkeit von Daten.

verbräuchen eines Energieexporteurs im Zusammenhang mit Optionen und Potenzialen erneuerbarer Energien und Energieeffizienz bezeichnet werden.

Die **zeitliche Ausdehnung** der Szenarien der Arbeit erstreckt sich bis zum Jahr 2050. Dieser Zeitraum ist für Energieszenarien sinnvoll, denn er entspricht den üblichen Zyklen fossiler Kraftwerke. Ein kürzerer Betrachtungszeitraum wäre außerdem wenig aussagekräftig, da weit reichende Systemtransformationen als zeitintensive Prozesse nicht abgebildet werden können. Die Modellierung des Subventionsabbaus wird auf den Zeitraum bis zum Jahr 2025 beschränkt.

2.1 Allgemeine Szenariomethodik

In den vergangenen Jahrzehnten wurden für die Erstellung von Szenarien unterschiedlichste Modellansätze entwickelt, was eine vergleichende Analyse erschwert (vgl. Forum für Energiemodelle 2002, 2004). Nichtsdestotrotz lassen sich sämtliche Szenarien nach folgenden Kriterien charakterisieren:

- genereller Szenariotyp
- Modelltyp
- Weitere: Regionale, sektorale, temporale Ausdehnung; übergeordnete Parameter des Szenarios; Rahmenbedingungen und Annahmen von Variablen innerhalb des Szenarios

Die folgende Darstellung bezieht sich auf Energieszenarien, die durch ihre Komplexität – Energieversorgung und -nutzung durchzieht alle Bereiche des modernen Lebens – eine besondere Stellung innerhalb der Szenarienlandschaft einnehmen.

2.1.1 Szenariotyp

Ein Szenario baut grundlegend auf Wenn-Dann-Regeln auf. Anhand dieser Regeln soll eine mögliche Zukunft (oder mögliche Zukünfte) beschrieben werden. Die klassische Kategorisierung unterscheidet in normative und deskriptive Ansätze. *Normative Szenarien* nehmen einen (normativen) Zielzustand an und nähern sich dann gewissermaßen „von hinten“ der Gegenwart. Ein solches Ziel kann z. B. „regenerative Energieversorgung im Jahr 2050“ sein oder „Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 80 Prozent bis 2100“. Das klar formulierte Ziel dient als Startpunkt für einzuleitende Veränderungen vom Zeitpunkt der Szenarienerstellung bis zum Zielpunkt. *Deskriptive Szenarien*⁹ hingegen beschreiben mögliche Zukünfte innerhalb bestimmter Rahmenbedingungen, geschuldet der Frage: „Wie sieht die Zukunft in *n* Jahren aus, wenn die Maßnahme A (oder das Maßnahmenbündel AB) ergriffen wird?“ *Prognosen* sind spezielle Formen deskrip-

⁹ Die klassische Bewertung als normative und deskriptive Szenarien erscheint bei genauerer Betrachtung als irreführend. Der Begriff *normativ* beschreibt, dass ein entsprechendes Szenario mit Blick auf bestimmte Normen entwickelt wurde. Im scheinbaren Gegensatz dazu steht der Begriff *deskriptiv* als synonym zu *rein beschreibend*; normative Kriterien scheinen völlig ausgeklammert zu sein. Jedoch ist auch ein deskriptives Szenario letztendlich ein normatives: Beim normativen Szenario ist der *Zielzustand* auf Basis bestimmter Normen definiert, beim deskriptiven Szenario hingegen der *Weg* (also die Rahmenbedingungen).

tiver Szenarien. Sie nutzen die bereits existierenden Rahmenbedingungen und schreiben diese mehr oder weniger modifiziert in die Zukunft fort. Die generelle Unsicherheit deskriptiver Szenarien und im Besonderen von Prognosen ist zu betonen, da diese oft den Anschein erwecken, dass sie gerade wegen einer mehr oder weniger konsistenten Fortschreibung einer historischen Entwicklung besonders treffsicher die Zukunft beschreiben würden. Doch auch sie beschreiben nur eine von vielen Zukünften.

Zielvorstellungen können konkreter „punktueller“ Natur sein (z. B. Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 Prozent bis 2050) oder aber einen kontinuierlichen Prozess als Ziel setzen.

2.1.2 Modelltyp

Szenarien lassen sich in *qualitative* und *quantitative* Szenarien unterscheiden. Qualitative Szenarien sind von ihrer Entstehung her betrachtet eher „personengeneriert“. Im Vordergrund stehen Gruppen oder eine Gruppe von Individuen, die mit verschiedenen Methoden und Techniken, z. B. in Form von Zukunftswerkstätten, mögliche Zukünfte erarbeiten, und zwar im Diskurs mit unterschiedlichen Analysen, Interpretationen, mit Abwägungen nach Plausibilitäten und anderen Elementen. Ein mathematisch generierter Anteil ist in solchen Szenarien in der Regel nicht vorhanden. Im Vordergrund steht im qualitativen Szenario die Richtung, in die sich ein System bewegen kann. Einen Kontrast dazu bildet das quantitative Szenario, in dessen Vordergrund die mathematische Modellierung möglicher Zukünfte steht. Ziel sind quantitative Aussagen über zukünftige Systeme.

Allerdings täuschen solche quantitativen Aussagen oft über ein grundsätzliches Problem sämtlicher Szenarien hinweg: die Zukunft ist nicht vorhersehbar. Es kann nur versucht werden, eine unter bestimmten Grundannahmen „wahrscheinlichste Zukunft“ zu beschreiben. Diesen Sachverhalt umgeht auch der oft extrem hohe Komplexitätsgrad vieler Modelle nicht. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass mit steigender Komplexität der Modelle diese nicht zwangsläufig genauer werden. Der Modellierer eines quantitativen Modells steht somit vor der Aufgabe, sinnvolle Vereinfachungen zu treffen, die jedoch trotzdem noch die relevanten Wirkungszusammenhänge berücksichtigen.

Innerhalb quantitativer Szenarien ist eine Unterscheidung von *Top-down*- und *Bottom-up*-Modellen zu treffen (vgl. IPCC 2000, Johannsson et al. 1993, WEC 1998). *Bottom-up*-Modelle beleuchten Systeme „von unten her“: sie untersuchen die Beiträge, die von einzelnen Technologien geleistet werden können, sowohl auf Angebots-, als auch auf Nachfrageseite. Die Detailschärfe ist demnach hoch; mögliche Zukünfte werden aktivitätsorientiert abgebildet. Der *Top-down*-Ansatz kann mit „Blick von oben“ umschrieben werden: Der Untersuchungsraum auf makroökonomischer bzw. Sektoren spezifischer Ebene steht bei dieser Art der Modellierung im Vordergrund. Dies manifestiert sich in Form von generellen Aussagen über die Entwicklung ganzer Wirtschaftssektoren. Der Nachteil von *Top-down*-Ansätzen ist die grobe Rasterung, durch die Einzeltechnologien nicht erfasst werden können. Technologieorientierte Untersuchungen sind mit diesem Ansatz nicht durchführbar. Um bei *Top-down*-Modellen hinreichende

Detailschärfe zu erreichen, werden sie oft mit Bottom-up-Elementen kombiniert (vgl. WBGU 2003a).

2.2 Charakteristika der vorliegenden Szenarien und weiteres Vorgehen

Die Entwicklung der internationalen Energiepreise ist auch für die inneriranische Energiepolitik ein bestimmendes Moment. Daher werden auf Basis von Plausibilitätsbetrachtungen und Produktionsprognosen langfristige Preisentwicklungspfade angenommen (Kap. 3). Das Kapitel thematisiert ebenfalls die Produktionsmöglichkeiten von Erdöl und Erdgas in Iran selbst und entwickelt auf dieser Basis Produktionsprofile bis 2050.

Für die Seite der iranischen *Energienachfrage* werden drei Grundszenarien des Energieverbrauchs erstellt (Kap. 4):

- 1) das Referenzszenario *Business as Usual, BAU*. Die Grundannahme ist die weitgehende Beibehaltung des derzeitigen Energieeffizienzstandes
- 2) Szenario *Geringe Effizienz, GE*, mit geringen Energieeffizienzsteigerungen, die durch den Abbau der Energiesubventionen induziert werden
- 3) Szenario *Hohe Effizienz, HE*, mit ambitionierten Effizienzsteigerungen, die zu einer starken Senkung der Energieintensität führen. Unterstellt ist die Umsetzung entsprechender Effizienzvorgaben, die nicht nur einzeltechnische und -technologische Maßnahmen, sondern auch die Schaffung effizienterer Nutzungsstrukturen erfordert, z. B. im Bereich Verkehr (Einführung von ÖPNV (Öffentlicher Personennahverkehr)) und Industrie (ressourcen- und damit auch energieminimierte Produktionsstrukturen)

Angewandt wird für die Modellierung ein Mix aus Top-down- und Bottom-up-Ansätzen. Die Betrachtung erfolgt spezifisch nach Sektoren, wobei diesen die absoluten Verbräuche nach Energieträgern differenziert zugeordnet werden. Die Auflösung nach Energieträgern berücksichtigt in den drei Grundszenarien nur fossile Energieträger sowie Wasserkraft. Diese Vorgehensweise ist der Tendenz der iranischen energiepolitischen Debatte geschuldet, dass außer der Wasserkraft erneuerbare Energien bisher nur in marginalem Umfang beim Aufbau des zukünftigen Energiemix zum Zuge kommen.

Neben der Entwicklung der Energienachfrage erfolgt in allen Szenarien die Modellierung angebotsseitiger Effizienzsteigerungen: im Bereich Stromerzeugung werden unterschiedliche Steigerungen des Kraftwerkwirkungsgrades sowie Reduktionen der Stromtransport- und Stromleitungsverluste modelliert. Es soll gezeigt werden, welche Potenziale Energieeffizienz in einem „konventionellen“, also auf fossilen Energieträgern basierenden Energiemix entfalten kann.

Die Szenarien werden in Kap. 5 untersucht auf:

- die durch Effizienzsteigerungen erzielbaren Einsparwirkungen fossiler Energieträger
- daraus erzielbare Deviseneinnahmen

Der Abbau der iranischen Subventionspraxis im Energiebereich wird anschließend in Kap. 6 analysiert: hier steht die Quantifizierung der erzielbaren ökonomischen Gewinne durch Subventionsabbau im Vordergrund. Diese Daten werden für alle drei Verbrauchsszenarien berechnet.

In Kap. 7 wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien thematisiert: als Varianten zu den drei Grundszenerarien wird jeweils der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger, namentlich der Solarthermie, Wasserkraft und Geothermie modelliert. Die Annahme ist die *Beibehaltung der bisherigen Strukturen* des nationalen Kraftwerkparcs, also hauptsächlich großmaßstäbliche („zentrale“) Erzeugungseinheiten, jedoch mit geringeren Kraftwerksgrößen. Die Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien werden mit „-REG“, entsprechend *BAU-REG*, *GE-REG*, *HE-REG*, gekennzeichnet.

Die Quantifizierung und abschließende Diskussion der wirtschaftlichen Effekte von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien stehen in Kap. 8 im Vordergrund. Da die ambitionierten Effizienzsteigerungen in Szenario *Hohe Effizienz* nicht allein durch Subventionsabbau erreicht werden können, ist die Formulierung von Maßnahmenbündeln und Ausbaustrategien erforderlich. Die Prüfung verschiedener Maßnahmen auf ihre Anwendbarkeit in Iran erfolgt in Kap. 9.

Ein detaillierter Ausblick auf die mögliche Rolle erneuerbarer Energien im Strategieportfolio der OPEC wird in Kap. 10 gegeben, ebenso auf die Chancen von REG und REN in den Ländern der OPEC selbst. Eine kurze Darstellung von Forschungsfragen, die über die vorliegende Arbeit hinausgehen, findet sich in Kap. 11. Anschließend werden die Ergebnisse der Arbeit zusammenfassend dargestellt (Kap. 12).

Zielszenario HE-REG. Szenario *Hohe Effizienz und Einsatz erneuerbarer Energien (HE-REG)* kann als *Zielszenario* für die Umsetzung von Strukturen im Sinne nachhaltiger Entwicklung im Energiebereich bezeichnet werden. Bei der Stromerzeugung kommen maximale Anteile erneuerbarer Energieträger zum Einsatz (mit Verbleib nur eines geringen Anteils an Erdgaszufuhr), während im gesamten Energiesystem (gesamte Bereitstellungskette) ambitionierte Effizienzziele umgesetzt werden.

2.3 Datenverfügbarkeit

Für die Energieszenarien wird das Jahr 2001 als Basisjahr genutzt, da zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung keine aktuelleren Daten vorlagen. Maßgebend ist die *Energy Balance* des iranischen Energieministeriums, das Erhebungen nach Sektoren und Energieträgern getrennt erstellt (MoE 2004). Verlässliches Datenmaterial war während der Recherchen äußerst schwierig zu erhalten, da in Iran teils (noch) kein Datenerhebungssystem existiert, das in Detailtiefe und Struktur mit Systemen in anderen Ländern vergleichbar wäre, oder Daten nur in Farsi vorlagen. Aussagen über den beabsichtigten Ausbau der Erdöl- und Erdgasproduktion waren oft widersprüchlich. Es konnte durch Vergleich älterer Ausbaupläne mit tatsächlich realisierten Produktionszuwächsen eine Vorstellung darüber entwickelt werden, welche Produktionsmengen für die Zukunft als realistisch anzusehen sind.

3 Das fossile Energieregime: Produktions- und Preisannahmen global und für Iran bis 2050

In Kap. 3 werden produktionsrelevante Merkmale der Erdöl- und Erdgasproduktion dargestellt und Annahmen zu Reservengrößen von Erdöl diskutiert. Auf dieser Basis erfolgt die Entwicklung von Prognosen für die Erdöl- und Erdgasproduktion bis zum Jahr 2050 und anschließend eines Preispfads für Erdöl. Die Diskussion zweier Weltenergieszenarien verdeutlicht den Rahmen, in dem sich Iran als global bedeutender Energieproduzent befindet. Historische Daten sowie ausführliche Produktionsprognosen zur Erdöl- und Erdgasproduktion in Iran schließen das Kapitel ab.

3.1 *Gesamtvorkommen fossiler Energieträger: Ansätze zur Reservenbewertung*

Produktionscharakteristika. Der oft zitierte Parameter der Statischen Reichweite, der Quotient von Reservengröße und aktueller Jahresproduktion, macht Aussagen über die Gesamtmenge vorhandener Vorräte in der Form, wie lange die Ölvorräte bei der derzeitigen Produktionsrate noch „ausreichen“ bzw. „wann das Öl ausgeht“. Er hält dem Vergleich mit geologisch-physikalischen Eigenschaften von Öl- und Gasfeldern jedoch nicht stand. Denn die Annahme einer konstanten Produktion bis zur völligen Erschöpfung eines Feldes und einem anschließenden Absinken der Produktion auf Null entbehrt der technischen sowie geologischen Realisierbarkeit. Somit ist die rein mathematische Aussage über Reichweiten eine theoretische und ungeeignet, Angaben über die praktische Produzierbarkeit von Öl zu machen. Statt einer konstanten Produktion ergibt sich folgendes Bild: Der Produktionsverlauf eines jeden Ölfeldes zeigt die Form einer Glockenkurve und erreicht zwangsläufig den Punkt, an dem dessen förderbares Ölvolumen zur Hälfte entnommen ist. Dieser „Erschöpfungsmittelpunkt“ wird auch *Depletion Mid Point* (DMP) genannt. Bis etwa zu diesem Punkt kann die Produktionsrate gesteigert werden. Nach Überschreiten dieses Scheitelpunktes ist aufgrund des im Ölfeld stark sinkenden Drucks eine weitere Steigerung kaum möglich: Nur noch mit bedeutend höherem technischen und wirtschaftlichen Aufwand lässt sich die maximale Produktionsrate für kurze Zeit aufrechterhalten bzw. das Absinken vorübergehend verlangsamen: Tendenziell nimmt die Produktionsrate jedoch ab. Der Einsatz neuer Technologien bei der Ölproduktion, oft als „Joker“ für die Steigerung der Ausbeute angesehen, verspricht nicht per se den gewünschten Effekt einer absoluten Ausbeutesteigerung (also einer Steigerung der insgesamt entnehmbaren Menge, des Gesamtentölungsgrads).¹⁰

¹⁰ Vielmehr kann die Produktionsrate kurzfristig zwar gesteigert, der absolute Ausbeutungsgrad teils aber nicht erhöht werden. Wie der Einsatz z. B. der Horizontalbohrtechnik in einigen Feldern zeigt, kommt es sogar zur Reduzierung des Gesamtentölungsgrads (Gerth/Labaton 2004).

Der Begriff der Statischen Reichweite ist mathematisch korrekt. Er ist jedoch ungeeignet, um Aussagen über die Produzierbarkeit von Erdöl und Erdgas im Rahmen realer Nachfrageprofile zu treffen, und ist deshalb als Argument in der Diskussion über die tatsächliche Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas irreführend.

Reservendefinitionen und Produktionsmaximum von Erdöl und Erdgas. Eine weithin verbreitete Definition von Reserven verläuft entlang der Produktionskosten: mit heutigen Technologien bei heutigen Ölpreisen wirtschaftlich zu produzierende Ölvorkommen werden *Reserven* genannt, alle anderen Vorkommen *Ressourcen*. Diese Definition ist aus zwei Gründen problematisch:

- die Größe von Reserven müsste permanent den aktuellen Ölpreisen angepasst werden und würde deshalb stark fluktuieren
- die Zugrundelegung ökonomischer Kriterien entspricht nicht den geologisch-physikalischen Gegebenheiten.

Über diese klassische Definition von Reserven hinaus gibt es weitere Definitionen, die andere Konzepte verfolgen. Eine Zusammenfassung geben Schindler und Zittel (Schindler/Zittel 2000). Die Definition von Reserven nach ökonomischen Kriterien vermittelt den Eindruck, als wäre die Produzierbarkeit von Erdöl lediglich eine Frage der Investitionstätigkeit: je mehr investiert würde, umso mehr könne auch gefördert werden, und demnach wäre ein strukturelles Produktionsmaximum nicht existent. In dieser Logik ist ein globaler Produktionspeak von flüssigen Kohlenwasserstoffen irrelevant aufgrund der Substituierbarkeit durch andere Energieträger: die sinkende Produktion bestimmter (leichter zu fördernder) Öllarten könne bruchlos ausgeglichen werden durch die Bereitstellung anderer Treibstoffe z. B. aus verflüssigter Kohle (Coal-to-Liquids), gesteuert durch die Steigerung der Preise, die teurere Substitute wirtschaftlich mache. Die Steuerung von Substitution durch steigende Preise stößt jedoch rasch an Grenzen; die Dynamik von Substitutionsprozessen ist vielmehr als träger Prozess zu bezeichnen. Denn ökonomische Kriterien sind nur einige unter zahlreichen Einflussfaktoren, die auf Substitutionsprozesse einwirken. Zu diesen Faktoren zählen gesellschaftliche Akzeptanz, ökologische Verträglichkeit, genehmigungsrechtliche Anforderungen, Gesamtrelevanz für die Energieversorgung (mögliche Versorgungsbeiträge) und physisch mögliche Ausbaugeschwindigkeit sowie Markteinführungsdynamiken (vgl. Supersberger 2006).

Die Bewertung der Produzierbarkeit und Substituierbarkeit flüssiger Kohlenwasserstoffe nach rein ökonomischen Kriterien birgt also mehrere Schwächen. Für das Erreichen eines globalen Produktionsmaximums *aller* flüssigen Kohlenwasserstoffe sprechen mehrere Gründe (vgl. hierzu auch Fishedick/Supersberger 2006) in Ergänzung zu den oben zitierten Grenzen der Substituierbarkeit:

- Die Mengen neu entdeckter Reserven nehmen stark ab
- Unkonventionelles Öl (Definition s. Tab. 3-1) kann die sinkende Produktion konventioneller Öllarten nur teilweise kompensieren aufgrund der oben genannten Substitutionsdynamiken

— Technologische Fortschritte verändern die strukturelle Tendenz nicht

Die Frage, wann das globale Produktionsmaximum erreicht wird, ist offen. Zahlreiche Autoren halten einen eher frühen Zeitpunkt für wahrscheinlich (dazu gehört z. B. ASPO (*Association for the Study of Peak Oil and Gas*). Diese Einschätzung beruht unter anderem auf dem Sachverhalt, dass ein großer Teil der relevanten Öl produzierenden Länder sein Produktionsmaximum bereits überschritten hat (Skrebowski 2004). Außerdem liegt ihr die Berechnung eines glockenförmigen Produktionsprofils zugrunde.

Reservengrößen. Tab. 3-1 listet die noch förderbaren Ölreserven nach verschiedenen Literaturquellen auf. Die großen Unterschiede der jeweiligen Angaben resultieren einerseits aus den unterschiedlichen Ansätzen der Reservenbestimmung, andererseits aus dem Ausschluss bestimmter Ölarten. So schließt ASPO z. B. Schwer- und Schwerstöl aus der *Reservenberechnung* aus¹¹. Andere Quellen hingegen nennen sehr hohe Werte und können – trotz deren großer Akzeptanz in weiten Kreisen der Energieindustrie – als wenig verlässlich eingestuft werden. Eine Begründung für diese Einschätzung liefert unter anderem der Vergleich von prognostizierten und tatsächlich gefundenen Reserven. So lagen z. B. die vom *United States Geological Survey* (USGS) Mitte der 1990er Jahre prognostizierten Funde deutlich über den in den Folgejahren tatsächlich gefundenen Vorkommen, was ASPO zur Aussage veranlasst:

„The USGS claimed (as a Mean probability estimate) that 732 Gb would be found between 1995 and 2025, which means an average of 25 Gb a year. In fact, the average has been only 10 Gb during the first seven years of the study period, when discoveries should be above average as the larger fields are normally found first.“ (ASPO 2002a, S. 3 – 4)

Tab. 3-1. Estimated Ultimate Recovery (EUR) für Erdöl, verschiedene Angaben.

	in Gigabarrel	ASPO	IEA	BGR	BP
Verbleibende <i>konventionelle</i> Kohlenwasserstoffe		882	2600	1176	1150
Verbleibende Kohlenwasserstoffe		1326		1661	
Peak, alle Kohlenwasserstoffe		2010		2015/2025	

ASPO: *konventionelles Öl* ist nach ASPO Rohöl mit einer Dichte von $API \geq 17,5^\circ$, jedoch ohne Schweröl, NGL (natural gas liquids), Tiefseeöl und polares Öl; Ölarten mit einer Dichte unterhalb von $17,5^\circ API$ sind *unkonventionelle Öle* (Teersande, Schwerstöl). BP: Daten basieren weitgehend auf *Oil & Gas Journal*, ohne NGL außer in Kanada und USA. IEA: basierend auf USGS. Quellen: ASPO 2006a, BGR 2005, BP 2005a, IEA 2005a.

Die Bandbreite der angenommenen Erdgasreserven wird in Tab. 3-2 verdeutlicht.

¹¹ Diese Ölarten stellt ASPO zu den *Ressourcen*.

Tab. 3-2. Noch vorhandene konventionelle Erdgasreserven nach verschiedenen Autoren.

	BGR	BP	USGS	Laherrere
Welt [Bio. m ³]	176	176	240	EUR: 283

Laherrere gibt nur Estimated Ultimate Recovery (historisch + zukünftig) an. Quellen: BGR 2005, BP 2004, Laherrere 2004a; Daten von USGS aus Schindler/Zittel 2000.

3.2 Prognosen der weltweiten Erdöl- und Erdgasproduktion und Preisentwicklungen

Auf Basis der in Kap. 3.1 beschriebenen Charakteristika werden Prognosen der weltweiten Öl- und Gasproduktion erstellt und hieraus Preisentwicklungen abgeleitet.

3.2.1 Annahmen zu Ölproduktion und Ölpreis

Ölproduktion. Für den weiteren Verlauf der Arbeit wird aus den Daten von ASPO und Laherrere ein Mittelwert gebildet (ASPO 2005, Laherrere 2004a, b, c). Beide Quellen stützen ihre Angaben auf geologische Produktionsprofile mit Anpassung an die bereits erfolgte Produktion. Tab. 3-3 fasst die beschriebenen Prognosen zusammen.

Tab. 3-3. Prognosen der zukünftigen globalen Erdölförderung.

	in mb/d	2000	2010	2015	2020	2025	2050
Aspo		73	85	74	74	59	35
Laherrere		78	87	88	86	82	54
Mittel Aspo/Laherrere			86	81	75	71	44

Dargestellt sind Daten von ASPO und Laherrere sowie die Mittelung deren Daten bis 2050. Diese ergibt ein Produktionsmaximum im Jahr 2010. Quellen: ASPO 2005, Laherrere 2004c, eigene Berechnungen.

Die Mittelung zeigt folgende Ergebnisse:

- 1) Erreichen des globalen Produktionsmaximums für konventionelle und unkonventionelle Ölreserven im Jahr 2010
- 2) Maximal mögliche Produktion im Jahr 2010: 86 Millionen Barrel pro Tag (mb/d)

Ölpreis. Auf Basis dieser Ergebnisse wird eine Preiskurve für Rohöl entwickelt (Abb. 3-1). Der Ausgangspreis orientiert sich an den F.O.B.-Preisen für Rohöl aus dem Persischen Golf des Jahres 2005¹². Dieser lag bei 47 US\$ (EIA 2006).

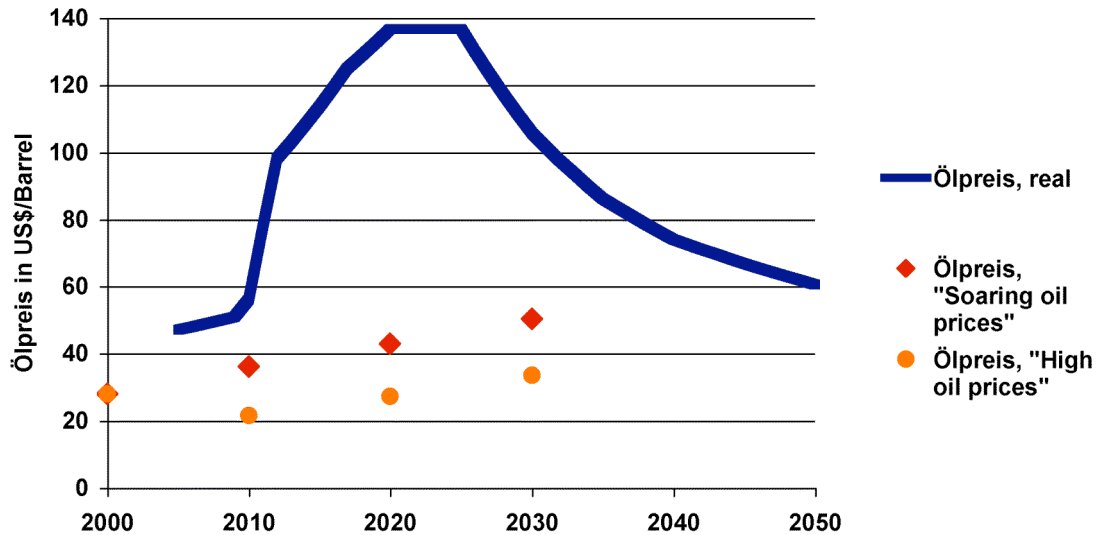


Abb. 3-1. Annahmen zum Ölpreisverlauf bis 2050.

Angaben in US\$/b (real). Die Ölpreise durchlaufen in Anlehnung an die mögliche Weltölproduktion verschiedene Phasen (siehe Text). Diese Entwicklung unterscheidet sich deutlich von sämtlichen Preisprognosen, wie sie in anderen Szenarien genutzt werden. Zum Vergleich sind Ölpreisprognosen der Szenariogruppe der Europäischen Union dargestellt (für die Szenarien *Soaring oil prices* (Karos) und *High oil prices* (Kreise)). Quellen: EU 2004, eigene Berechnungen.

Die zeitliche Entwicklung des Weltölpreises kann mit einer Reihe plausibler Annahmen erklärt werden:

- 1) Vor Erreichen des Peak: ein stetiger Anstieg des Ölpreises um fünf Prozent pro Jahr bis zum Jahr 2010 spiegelt die Einpreisung der Erschöpfbarkeit von Erdöl wider und trägt somit dem Ansatz von Hotelling Rechnung, wonach erschöpfbare Güter mit einer „Knappheitsrente“ (vgl. Massarrat 2007) zu bepreisen sind (Hotelling 1931). Eine Auseinandersetzung mit dem ökonomischen Regime erschöpfbarer Güter erfolgt im Exkurs *Preisbildung erschöpfbarer Güter* (siehe unten).
- 2) Erreichen des Peak: ein starker Anstieg des Ölpreises aufgrund der nicht zu befriedigenden Nachfrage.
- 3) Post-Peak-Phase:
 - a) Phase I: weiterhin steigt der Ölpreis, da eine Substitution des nun fehlenden Erdöls aufgrund der Systemträgheit nur sehr langsam anläuft

¹² F.O.B.: „Free on Board“ bezeichnet eine Handelsart für Rohöl. F.O.B.-Preise sind Preise für Öl vor der Verladung, somit muss der Käufer selbst für den Abtransport aufkommen. Eine anderer Modus sind C.I.F.-Preise (Cost, Insurance, Freight) oder „landed costs“, die sämtliche Transportkosten enthalten und dem Käufer das Öl bei Anlandung übergeben (MWV 2006).

- b) Phase II: der Ölpreis verharrt auf hohem Niveau, substanzielle Substitutionsprozesse kommen in Gang
- c) Phase III: der Ölpreis beginnt zu sinken und nähert sich langsam den Grenzkosten fossiler Substitute an, vorrangig den Grenzkosten der Kohleverflüssigung (durch so genannte Coal-to-liquid-Prozesse CTL). Erneuerbare Energien haben als Substitute ebenfalls Bedeutung

Diese Preiskurve bildet den Ausgangspunkt für die Berechnungen der Deviseneinnahmen Irans (in Kap. 8). Politische Faktoren bleiben aufgrund ihrer völligen Unvorhersehbarkeit unberücksichtigt. Nichtsdestotrotz könnten sie bei der Preisgestaltung Bedeutung erlangen: sowohl auf Produzenten- wie auch auf Konsumentenseite sind verstärkte Maßnahmen denkbar, um entweder das Absinken des Angebots zu verlangsamen oder die Substitution von Ölprodukten zu beschleunigen.

Es sei an dieser Stelle auf zwei Sachverhalte hingewiesen:

- 1) Die Annahmen zur Entwicklung von Ölpreisen in anderen Energieszenarien sind verglichen mit den tatsächlichen Preisen der vergangenen Jahre deutlich zu niedrig angesetzt, sie enthalten außerdem keine Einpreisung eines strukturellen globalen Produktionsmaximums bzw. der Erschöpfbarkeit fossiler Energieträger (EIA 2005, EU 2004, IEA 2004). Hieraus resultieren die starken Abweichungen der in der Arbeit angenommenen Ölpreisentwicklung von denen anderer Quellen. Die z. B. von der EU und der IEA getroffenen Preisannahmen sind als inkongruent mit den derzeitigen Gegebenheiten und der erwartbaren zukünftigen Entwicklung der Erdölproduktion zu bezeichnen. Die nur rudimentäre Einpreisung der Endlichkeit endlicher Energieträger (in Form nur langsam steigender Ölpreise) resultiert aus einer ökonomischen Perspektive, die eine bruchlose Substituierbarkeit von Energieträgern unterstellt. Dieser Aspekt wurde bereits in Kap. 3.1 ausführlich diskutiert.
- 2) Die linear oder stetig verlaufenden Preisentwicklungen der EU und der IEA beruhen ebenso auf Annahmen wie die in der Arbeit modellierte Preiskurve

Exkurs: Preisbildung erschöpfbarer Güter

Erdöl (und eingeschränkt auch Erdgas) besitzt aufgrund zweier Faktoren eine besondere Stellung im globalen Handel: es ist erstens auf kurze Frist unersetzbar und zweitens eine endliche Ressource. Beide Aspekte haben direkte Auswirkungen auf den Preis (vgl. Kap. 3.2.1) und werden hier einleitend diskutiert.

Elastizität der Nachfrage und Allokation erschöpfbarer Ressourcen. Bestimmende Marktfaktoren auf dem Ölmarkt sind, wie bei anderen Waren auch, Angebot und Nachfrage. Jedoch ist ein essentieller Sachverhalt beim Ölhandel auf der Nachfrageseite die kurzfristige Unentbehrlichkeit von Erdöl. Dies bedeutet, dass kurzfristig fast jeder Preis bezahlt werden muss, da keine Alternativen zur Verfügung stehen. Die Nachfrage nach Erdöl ist kurzfristig also inelastisch gegenüber Preisänderungen (geringe Preiselastizität der Nachfrage). Auf längere Frist jedoch existieren durchaus Substitutionsmöglichkeiten, deshalb ist die Nachfrage vor einem weiterreichenden Zeithorizont elastischer.

Die intertemporale Allokationsentscheidung, also die Entscheidung über die Verteilung des Rohstoffes im Zeitverlauf, ist eine zentrale in der Ökonomie erschöpfbarer Ressourcen. Anbieter von Erdöl müssen abwägen, wann sie ihr Öl verkaufen wollen: heute, um den Erlös zu investieren, oder später, wenn die Ware Rohöl im Wert gestiegen ist. Ein ökonomischer Bestimmungsfaktor ist die mit den Opportunitätskosten verbundene Abdiskontierungsrate, also der

geldwerte Vorteil ökonomischen Handelns im Jetzt gegenüber dem Handeln später (Ströbele 1996, Wacker/Blank 1999).

Die Investitionsfrage ist nur eine von mehreren, die zur Entscheidungsfindung beitragen. Denn neben möglichen Investitionen spielt die Größe der eigenen Ölreserven und die anderer Anbieter ebenso eine Rolle wie Aspekte des Geldmarkts, die sich im möglichen Zugang zu Kapitalmärkten manifestieren sowie in Fragen der Devisenverfügbarkeit. Nicht zuletzt sind Rohölsubstitute, so genannte Backstop-Technologien, ein Entscheidungsfaktor.

Öl als unbegrenzte oder begrenzte Ressource. Die Unterscheidung von Ressourcen in erschöpfbare und nicht erschöpfbare ist aus ressourcentheoretischer Sicht sinnvoll, da sich aus der beschränkten Verfügbarkeit von Gütern verschiedene Implikationen ergeben. Eine dieser Implikationen ist der Einfluss auf die Preisbildung.

Gedanken über die Erschöpfbarkeit von Ressourcen veranlassten den Ökonomen Harold Hotelling (1931), für erschöpfbare Güter eine grundlegend andere Preisentwicklung im Zeitverlauf zu postulieren als für nicht-erschöpfbare. Der Ansatz dieser Fragestellung war, den optimalen Preispfad dieser Güter zu finden. Die Antwort von Hotelling orientierte sich am Kapitalmarkt: der Preis sollte parallel zum Geldzins steigen, und zwar deshalb, weil der Eigentümer einer erschöpfbaren Ressource vor einem Optimierungsproblem steht. Er hat abzuwägen, ob er die Ressource heute ausbeuten und den Erlös auf dem Kapitalmarkt anlegen soll – zu dem gebotenen Zinssatz – oder ob er die Ressource heute ungenutzt lässt, um in der Zukunft einen höheren Preis dafür zu erzielen. Diese in Zukunft erzielbare Rente¹³ müsste höher liegen, als es der Zinssatz bei Anlegen der heute erzielbaren Rente ermöglicht (angenommen wird hier eine konstante Zinsrate). Die „Hotelling-Regel“ geht von mehreren Idealvorstellungen aus, die sich in der Realität so nicht darstellen. Sinkende Preise lassen sich damit nicht erklären, gegenseitige Einflussnahmen von Akteuren (Konkurrenz, Kartellbildung, politisch-strategische Verhaltensweisen etc.) bleiben ebenso unberücksichtigt wie die Unsicherheit der Kenntnis über Reserven und Substitutionskosten, Produktivitätskriterien und die große Bandbreite von Möglichkeiten generellen Marktversagens (Wacker/Blank 1999). Ein Beispiel für das Nichtzutreffen der Hotelling-Regel ist die historische Preisentwicklung des Rohöls. De facto zeigt die langfristige Preisentwicklung einen Verlauf, wie er gerade für unerschöpfliche Ressourcen typisch ist: statt kontinuierlich zu steigen, blieb der Ölpreis über Jahrzehnte stabil oder sank sogar. Nicht einmal die Inflationsrate fand ihren Niederschlag. Bis in die 1970er Jahre ist ein um einen niedrigen Wert pendelnder Preis zu erkennen. Dieser Sachverhalt veranlasste zahlreiche Autoren, Rohöl als unerschöpfliches Gut zu behandeln (Adelman 1993, Hensing et al. 1998, Ströbele 1996).

Betrachtet man Hotellings optimalen Preispfad als ökonomisch logisch, kann eine Interpretation der historischen Ölpreise mit Ausnahme der 1970er Jahre in Richtung eines Dumpingpreisansatzes erfolgen: die erzielten Erlöse und damit auch die Renten waren zu niedrig, um ein zeitabhängiges Element berücksichtigt zu haben. Es wurden also zu niedrige Preise bezahlt, die die Erschöpfbarkeit des Rohöls nicht in Rechnung stellten (Massarrat 2002). Über die heutigen Ölpreise herrschen unterschiedliche Meinungen vor. Eine Sichtweise bewertet die Knappheitsrente als bereits in die Preise eingerechnet; ohne Rente müsste der Ölpreis daher unter fünf US-Dollar pro Barrel liegen (Ströbele 1996). Die dem Dumpingpreisansatz geschuldete Bewertung hingegen betrachtet die niedrigen Ölpreise der Vergangenheit als Ausdruck der nicht in Rechnung gestellten intertemporalen Entscheidungskomponente; im Gegensatz dazu würden die hohen Ölpreise der zurückliegenden drei bis vier Jahre eine Hinwendung zur Einpreisung der Erschöpfbarkeit der Ressource Erdöl widerspiegeln (Massarrat 2007).

3.2.2 Annahmen zu Gasproduktion und Gaspreis

Gasproduktion. Das globale Produktionsmaximum von Erdgas wird deutlich später erreicht als von Erdöl, mehrere Quellen sprechen von einer Verzögerung von etwa zwanzig Jahren bis hin zu einem Peak erst gegen Ende des 21. Jahrhunderts (Laherrere 2004a, Darstellung verschiedener Angaben vgl. BGR 2002). Die Daten von Laherrere werden als für die Arbeit maßgeblich anerkannt (Laherrere 2004c): der Peak für Erdgas wird im Jahr 2030 erreicht. Tab. 3-4 listet entsprechende Produktionsdaten auf.

¹³ Die von Hotelling *net price* genannte Variable wird in der heutigen Literatur *Rente* bzw. *Knappheitsrente* genannt und entspricht der Differenz des erzielten Marktpreises und der Extraktionskosten (Erschließungs-, Förder- und Transportkosten).

Tab. 3-4. Mögliche globale Erdgasproduktion.

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Gasproduktion [mboe/d]	46	52	59	71	74	68,3	57

Quelle: Laherrere 2004c.

Gaspreis. Im Gegensatz zu Erdöl gibt es für Erdgas bisher keinen Weltmarkt. Dies liegt an der für Erdgas notwendigen Logistik (Pipelinetransport). Stattdessen existieren drei regionale Gasmärkte: Europa, Asien und Nordamerika mit jeweils eigenen Preisbildungssystemen und -dynamiken. Für Erdgas wird in Kap. 5.4.2 auf S. 77 eine von einem spezifischen Regionalmarkt unabhängige Preiskurve entwickelt, die sich auf die Preise an der iranischen Grenze bezieht (die so genannten Grenzübergangspreise).

3.3 Globalszenarien als Bezugsrahmen der iranischen Energieproduktion

Im globalen Energiesystem ist auch Iran als Anbieter von Erdöl eng eingebunden. Die Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs ist deshalb aus Gründen langfristiger Energieexportstrategien für Iran eine relevante Größe. An zwei unterschiedlichen Energieszenarien soll die mögliche Bandbreite dieser Entwicklung aufgezeigt werden, die eine „historisch fortgeschriebene“ (fossile Energieträger dominieren weiterhin) und eine alternative Weltenergieversorgung mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien repräsentieren:

- 1) *Reference Scenario* der IEA
- 2) SRES-Szenario *A1T-450* in Modifikation durch den *Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung* (WBGU)

Das *Reference Scenario* der IEA enthält Elemente der klassischen Projektion, also der Trendfortschreibung historischer Entwicklungen (IEA 2004). Es beschreibt einen stark steigenden Energieverbrauch fast aller Energieträger bis zum Jahr 2030. Lediglich die Menge an Kernenergie steigt nur noch bis zum Jahr 2010, um bis 2030 auf diesem Niveau zu verharren. Insgesamt nimmt der Energieverbrauch um 60 Prozent zu (bei einem jährlichen Wachstum von 1,7 Prozent). Hierbei dominieren fossile Energieträger den Energiemix, ihr Anteil nimmt bis 2030 sogar leicht zu (von 80 Prozent auf 82 Prozent). Öl stellt über den gesamten Betrachtungszeitraum den größten Anteil. Erdgas verzeichnet mit 2,3 Prozent das stärkste jährliche Wachstum, wodurch sich sein Verbrauch zwischen 2002 und 2030 fast verdoppelt. Die Nutzung von REG wächst je nach Typ unterschiedlich stark, jährlich zwischen 1,3 Prozent (*biomass and waste*) und 5,7 Prozent (REG außer Wasserkraft und Biomasse). Abb. 3-2 stellt dieses Verbrauchswachstum graphisch dar. Damit können Klimaschutzziele, wie sie in der Klimarahmenkonvention erarbeitet wurden, nicht erreicht werden. Außerdem nimmt der grenzüberschreitende Energiehandel deutlich zu, die Importabhängigkeiten der meisten Staaten steigen. Im gesamten Betrachtungszeitraum treten annahmengenmäßig keine Verfügbarkeitsengpässe auf.

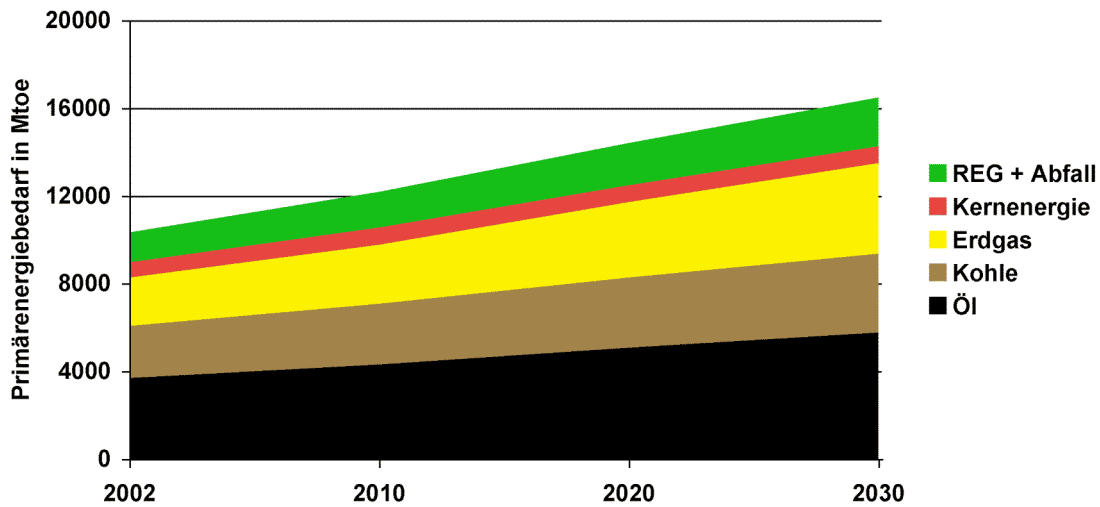


Abb. 3-2. Globaler Primärenergieverbrauch des *Reference Scenario* der IEA bis 2030.

Quelle: IEA 2004.

Das Szenario des WBGU stellt eine Modifikation der SRES-Szenarien des IPCC dar: Ausgangsszenario ist das Szenario *A1T-450*, das eine Stabilisierung der atmosphärischen CO₂-Konzentration bei 450 ppm annimmt (IPCC 2000, WBGU 2003a). Das modifizierte WBGU-Szenario zeichnet sich durch vier zentrale Elemente aus:

- 1) Reduzierung der Nutzung fossiler Energieträger und Einsatz von CCS¹⁴
- 2) Auslaufen der Kernenergie bis 2050
- 3) Starker Auf- und Ausbau von REG mit Betonung auf der Solarenergie
- 4) Moderate Senkung der Energieintensitäten über historische Raten hinaus

Der Gesamtenergieverbrauch steigt bis 2050 auf etwa das Dreifache (Jahr 2000: 10000 Mtoe; Jahr 2050: 28000 Mtoe). Obwohl die Energieintensitäten überdurchschnittlich gesenkt werden, übertrifft der Gesamtenergieverbrauch des WBGU-Szenarios den des IEA *Reference Scenario* im Jahr 2030 deutlich. Dies liegt an dem in der A1-Szenariogruppe unterstellten sehr hohen Wirtschaftswachstum. Erneuerbare Energieträger, die um den Faktor 12 wachsen (von 1270 Mtoe auf 14800 Mtoe), befriedigen über die Hälfte der Primärenergienachfrage. Der Verbrauch an Erdgas erhöht sich um das Doppelte (von knapp 2300 Mtoe auf 7300 Mtoe). Der Ölverbrauch steigt bis zum Jahr 2030 an und sinkt anschließend etwa auf den Wert des Jahres 2000 ab (vgl. Abb. 3-3).

¹⁴ CCS (*Carbon Capture and Storage*) bezeichnet die Abtrennung von CO₂ aus dem Abgasstrom von Kraftwerken (und anderen industriellen Anlagen, in denen konzentrierte CO₂-Ströme vorliegen) mit der anschließenden Verbringung in (geologische und andere) Strukturen, die einen dauerhaften Einschluss des Kohlendioxids gewährleisten sollen.

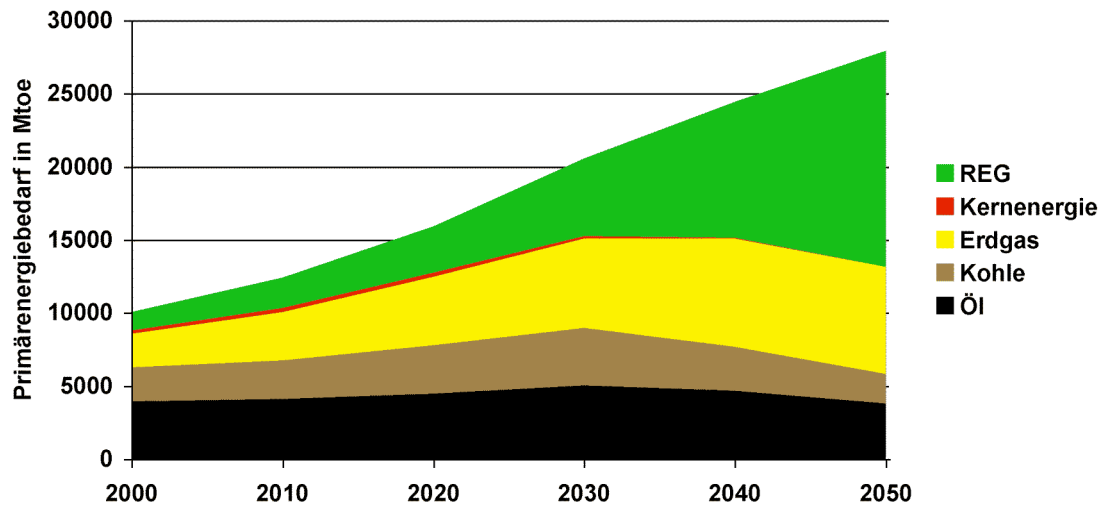


Abb. 3-3. Globaler Primärenergieverbrauch im WBGU-Szenario bis 2050.

Angaben in Mtoe. Quelle: WBGU 2003a.

Die Verbrauchsentwicklungen beider Szenarien führen zu einer stark steigenden Öl- und Erdgasimportabhängigkeit von immer weniger Produzenten, die hauptsächlich in der Region des Persischen Golfs und Russland zu suchen sind. Der Anteil von Erdgas am Gesamtenergiemix steigt in beiden Szenarien. Das bedeutet, dass auch in Szenarien, die eine starke Betonung auf erneuerbare Energien legen (wie also das WBGU-Szenario), Erdgas eine zentrale Rolle im Energiemix einnimmt, während je nach Grad der ökologischen Ausrichtung andere fossile Energieträger (Erdöl und Kohle) an Bedeutung verlieren. Ebenfalls ist beiden Szenarien gemein, dass Erdöl und Erdgas in Mengen verbraucht werden, die deutlich über den in der vorliegenden Arbeit projizierten verfügbaren Mengen liegen. Einen graphischen Eindruck dieser Diskrepanz zeigt Abb. 3-4, in der die kumulierten Mengen von Erdöl und Erdgas der IPCC-Szenarien mit Daten von Aleklett¹⁵ verglichen werden (Aleklett o. J.). Der Grund dieser Diskrepanz liegt in den bereits in vorigen Kapiteln diskutierten unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Verfügbarkeit fossiler Energieträger: Aleklett berechnet und stellt eine verfügbare Gesamtmenge an Erdöl und Erdgas dar, thematisiert also die Angebotsseite. Demgegenüber werden in den Szenarien des IPCC Energieverbräuche – also die Nachfrageseite – modelliert: zugleich wurde für diese die Annahme getroffen, dass die nachgefragte Energiemenge auch tatsächlich bereitgestellt werden kann; mögliche angebotsseitige Restriktionen werden damit also ausgeblendet.

Fazit: Für Iran ist von Bedeutung, wie es sich einerseits in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fossiler, andererseits in einem Energiesystem mit hohen Anteilen regenerativer Energieträger als Energieexporteur positionieren kann. Bezüglich des Verbrauchs an Erdöl kann festgehalten werden, dass für Iran (und auch für andere Erdölproduzenten bzw. -exporteure) nach Rechnungen der genannten Szenarien keine Situation entstehen wird, in der die Nachfrage nach

¹⁵ K. Aleklett ist Vorsitzender der *Association for the Study of Peak Oil and Gas* ASPO (Stand Januar 2007).

Erdöl auf lange Frist geringer als dessen Angebot ist. Selbst in einigen Szenarien, die die vom IPCC postulierte maximale CO₂-Konzentration in der Atmosphäre von 450 ppm einhalten, ist die Nachfrage nach Erdöl noch deutlich größer als das nach ASPO maximal mögliche Angebot. Eine solche Situation mit dauerhaft über dem Angebot liegender Nachfrage führt zu starken Ölpreisanstiegen, möglicherweise zu einer Abschwächung des globalen Wirtschaftswachstums und zur Induktion starker Substitutionseffekte, um das fehlende Rohöl bzw. die fehlenden Ölprodukte durch andere Energieträger zu ersetzen. Ein weiterer Aspekt ist für Iran relevant: Der stark steigende Erdgasverbrauch erlaubt den Schluss, dass keine Entwicklung eintreten wird, in der das Erdgasangebot strukturell über der Nachfrage liegen wird.

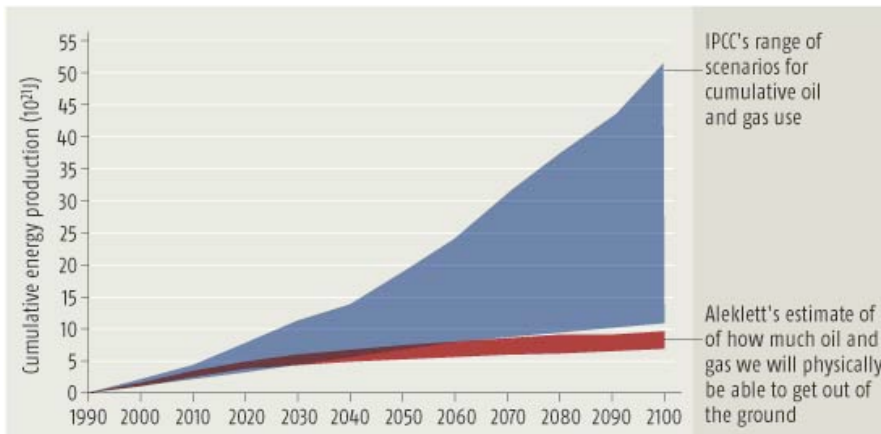


Abb. 3-4. Vergleich von kumulierter Produktion von Erdöl und Erdgas nach Alekklett und kumuliertem Verbrauch nach IPCC-Szenarien (IPCC 2001).

Quelle: Alekklett o. J.

3.4 Primärenergieproduktion in Iran: historische Entwicklung

Iran hat die älteste Öltradition der Staaten am Persischen Golf. Um die zukünftige Bedeutung des Öl- und Gassektors ermessen zu können, ist ein vertiefter Blick in die geologischen Gegebenheiten und Entwicklungen hilfreich. Abb. 3-5 gibt einen Überblick über die geographische Verteilung der Erdöl- und Erdgasvorkommen. Laut IEA verfügt Iran über die fünfgrößten Ölreserven der Welt. Größere Reserven besitzen nur Saudi-Arabien, der Irak, Kuwait und die Vereinigten Arabischen Emirate (IEA 2002). Die OPEC nennt sehr hohe Werte: für das Jahr 2004 werden 132 Gigabarrel (Gb) an Reserven ausgewiesen (OPEC 2005). Kritischere Quellen nennen von 60 bis 70 Gb. Ein großer Teil der Ölreserven Irans (siebzig Prozent) konzentriert sich auf 28 Ölfelder mit Gachseran als größtem Feld, das allein 15 Gb enthält, also ein Sechstel bis ein Viertel der gesamten Reserven Irans (ASPO 2003, 2002b, Campbell 2005).

Iran ist nicht nur reich an Erdöl, sondern besitzt auch große Mengen an Erdgas. Mit knapp fünfzehn Prozent an den weltweit nachgewiesenen Erdgasvorkommen wird Iran nur von Russland

(mit gut dreißig Prozent) übertroffen (BP 2002, Esso 2002, OPEC 2005). Die Angaben über die konkreten Erdgasmengen liegen in einer Bandbreite von 23,0 bis 26,6 Billionen m³. Sowohl die OPEC als auch Iran selbst nennen die größten Werte mit 26,6 Bio. m³, wogegen Esso, EIA und BP übereinstimmend von 23 Bio. m³ ausgehen (IIES 2004a, Weltbank 2004a, OPEC 2005).



Abb. 3-5. Erdöl- und Erdgasvorkommen in Iran sowie Upstream- und Downstream-Infrastruktur.

Quelle: Rempel 2005.

3.4.1 Historische Erdölproduktion

Die höchste in Iran erreichte Ölproduktionsquote betrug 6,0 Millionen Barrel pro Tag (mb/d) im Jahr 1974. Die weiteren politischen Entwicklungen (Islamische Revolution 1979 sowie Erster Golfkrieg 1980-88) führten dazu, dass die Produktion sehr stark absank und auf niedrigem Niveau verblieb (von ca. 1979 bis 1988). Der Tiefststand lag im Jahr 1981 bei 1,3 mb/d. Nach dem Ende des Ersten Golfkriegs konnten die hohen Förderquoten der 1970er Jahre nicht wieder er-

reicht werden. Laut OPEC wurden 2004 3,8 mb/d produziert (OPEC 2005). Abb. 3-6 zeigt die iranische Ölproduktion im Zeitverlauf.

Aufgrund der geologischen Formationen, die in Iran vorherrschen, gestaltet sich die Rohölproduktion generell als schwierig. Die Felder sind häufig von Wasser führenden Schichten umgeben oder durchsetzt, wodurch sich immer wieder Einbrüche ereignen und eine besondere Behandlung des Rohöls nach der Förderung erforderlich wird. Im Dezember 2006 lag die iranische Ölproduktion unter seiner OPEC-Förderquote (OPEC 2007a, 2007b).

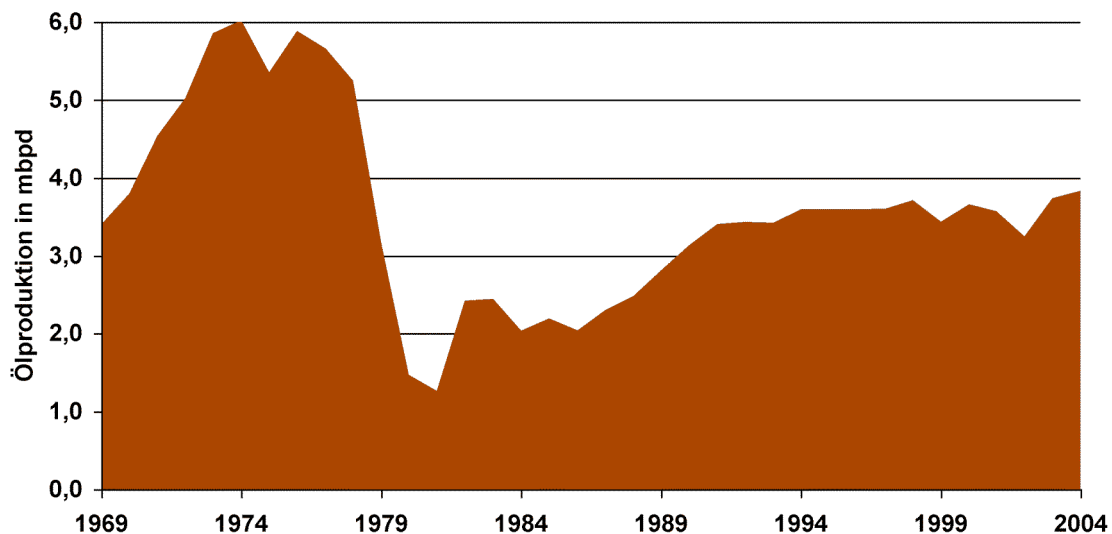


Abb. 3-6. Ölproduktion Irans 1969 – 2004.

Angaben in mb/d. Quellen: Werte 1969, 1970: eigene Berechnungen aus MoE 2004. Werte 1971 - 2004: OPEC 2005.

3.4.2 Historische Erdgasproduktion und Verwendungsarten

Grundsätzlich tritt Erdgas in drei geologischen Formationen auf: assoziiert mit Öl direkt in Öl führenden Schichten, als Gaskappen über Ölfeldern und in Gasfeldern ohne eine Verbindung zu Ölreservoirs (so genanntes nicht-assoziiertes Erdgas). In Iran sind über sechzig Prozent des Erdgases nicht-assoziiert (EIA 2004a). Dass der Schwerpunkt der iranischen Energieträgerproduktion bisher auf Erdöl lag, hat folgende Gründe:

- 1) Öl war über lange Zeit leichter zu produzieren
- 2) Erdgas stellt höhere Anforderungen an Transport und Verteilung
- 3) Sonstige Infrastruktur für Erdgas ist anspruchsvoller als für Erdöl

Im Zeitraum von 1997 bis 2002 wurde die iranische Gasproduktion um knapp fünfzig Prozent gesteigert, bis 2004 um etwa achtzig Prozent (OPEC 2005). Das geförderte Erdgas wird in Iran in den Wirtschaftssektoren verbraucht, exportiert und in Ölquellen eingepresst.

Eigenverbrauch. Der stark ansteigende Ölbedarf in Iran bindet große Mengen an Rohöl, die für den Export nicht mehr zur Verfügung stehen. Deshalb steht für Iran im Zentrum seiner Gasstra-

tegie die Ersetzung von Erdöl. Dies reflektieren die staatlich gelenkten Maßnahmen, die z. B. im Gebäudesektor in den letzten Jahren zu einer Steigerung des Erdgasanteils geführt haben, wogegen Öl in diesem Sektor eine rückläufige Tendenz zeigt (Abbaspour 2002, Massarrat 2004, MoE 2004).

Export. Geht bisher noch fast die gesamte Erdgasproduktion (die so genannte *marketed production* oder Nettoproduktion) in den heimischen Verbrauch, ist für die kommenden Jahre ein stetig steigender Anteil an Erdgas in den Exportplanungen des Ölministeriums enthalten. So soll sich die iranische Gasproduktion zu einem bedeutenden Faktor in der weltweiten Energieversorgung entwickeln. Dies ist nachvollziehbar: Iran besitzt knapp fünfzehn Prozent der globalen Gasreserven, hat aber einen Produktionsanteil von unter drei Prozent. Bereits heute exportiert Iran einen geringen Teil seiner Gasproduktion in die Türkei, ist allerdings durch Importe aus Turkmenistan noch ein Nettoimporteur.

Einpressung in Ölquellen. Erdgas kommt auch als „Arbeitsgas“ in der Ölproduktion zum Einsatz. Etwa ein Viertel des produzierten Erdgases wurde bisher in Ölquellen eingebracht (so genannte Sekundärgewinnungstechnik), um innerhalb der Lagerstätte den Druck zu erhöhen (zur Steigerung der Ölproduktion). Jährlich werden in Iran zwischen 30 und 35 Mrd. m³ Erdgas in Ölquellen eingepresst. Hinzu sollen in den nächsten Jahren nochmals fünfzig Milliarden Kubikmeter jährlich aus South Pars kommen, sofern sich die Planungen realisieren lassen (EeE 2005). South Pars ist das weltweit größte Erdgasfeld.

Sonstige Verwendungen. Oft wird Erdgas, wenn es als Begleitgas der Ölförderung anfällt, abgefackelt. Bis 2002 wurde der Anteil abgefackelten Gases deutlich reduziert, von 2001 auf 2002 um knapp zehn Prozent, seit 2000 sogar um fünfzig Prozent, allerdings steigt die Menge an Fackelgas seit 2003 wieder an. Auch Leitungsverluste bei Pipelines (Leckagen) spielen in der iranischen Gasproduktion und -logistik eine nicht geringe Rolle (OPEC 2005).

3.5 Primärenergieproduktion in Iran: Prognosen bis 2050

Einer auf langfristig maximale Ausbeute ausgerichteten Produktionsstrategie in den Bereichen Erdöl und Erdgas stehen in Iran mehrere Hemmnisse entgegen. Beide Bereiche betreffend sind hierfür hauptsächlich zwei Gründe verantwortlich:

- 1) der von der USA im Jahr 1996 verhängte ILSA (*Iran Libya Sanctions Act*)
- 2) das von Iran gewählte *Buy-Back*-Vertragsmodell zur Erschließung von Öl- und Gasvorkommen

Der unter dem damaligen US-Präsident Clinton verabschiedete ILSA (im Jahr 2006 umgewandelt in ISA, da die Sanktionen gegen Libyen aufgehoben wurden) behindert Iran in zweifacher Weise: erstens liegt die technologische Führerschaft der Erdöl- und Erdgasproduktion zu großen Teilen bei US-amerikanischen Unternehmen. Diese dürfen aber keine größeren Investitionen in

Iran tätigen, wodurch sich der Anbieterkreis deutlich einschränkt.¹⁶ Zweitens beugen sich auch andere Unternehmen dem US-amerikanischen Druck, so z. B. BP, das sich komplett aus Öl- und Gasgeschäften mit Iran zurückzog mit der Begründung, seine Geschäftstätigkeiten in den USA nicht gefährden zu wollen (BP 2005b).

Das von Iran gewählte Investitionsmodell des Buy-Back-Vertrages zur Erschließung und Inbetriebnahme von Öl- und Gasfeldern wird als Hemmnis einer optimalen (d. h. auf langfristige Ausbeutemaximierung angelegte) Produktion angesehen. Einerseits erlaubt das Buy-Back-Modell Iran die höchstmögliche Kontrolle über die eigenen Energierohstoffe, ist andererseits jedoch für ausländische Unternehmen aus verschiedenen Gründen wenig attraktiv: Nach Erreichen einer vereinbarten Produktionsrate werden die installierten Anlagen an die iranische Seite übergeben. Durch diese Vertragsstruktur hat der Vertragnehmer wenige Anreize, eine auf langfristige Ausbeutemaximierung ausgerichtete Produktionsstrategie zu wählen (Hosseini 2001). Ausländische Investoren bewerten dieses Modell als eher unattraktiv (Iran Focus 2006).

3.5.1 Erdölproduktion bis 2050

Die Ziele der iranischen Staatsführung und der staatlichen iranischen Ölgesellschaft sind hoch gesteckt: bis 2005 sollte die Ölproduktionskapazität auf 5 mb/d ausgeweitet werden, 2010 sollte sie demzufolge bei 5,5 mb/d liegen, 2015 bei 6 mb/d und 2020 bei 7,3 bis 8 mb/d (EeE 2004, EIA 2004a, Nejad-Hosseinian 2004). Im 4. Entwicklungsplan findet sich eine Prognose für die Ölproduktion in Höhe von 5,8 mb/d im Jahr 2010 (EeE 2006a). Das *10-year-Perspective-Document* geht von sieben Millionen Barrel Tagesproduktion aus (EeE 2005a). Die Internationale Energieagentur IEA prognostiziert für das Jahr 2030 eine Produktionskapazität von 6,8 mb/d. Andere Quellen nennen dagegen weniger optimistische Zahlen: Mazraati und Amirmoeini nehmen eine Produktionsleistung im Jahr 2010 von weniger als 3 mb/d an (Mazraati/Amirmoeini 2002). Selbst in offiziellen Stellen des iranischen Parlaments hält man das Erreichen von sieben Millionen Barrel Tagesproduktion für ein unmögliches Unterfangen (EeE 2005b). Wie realistisch die von der NIOC gesteckten Ziele möglicherweise sind, lässt sich am konkreten Beispiel des Jahres 2004 einschätzen: für dieses Jahr war eine Produktion von 4,5 mb/d geplant (Düwell 2003). Erreicht wurden aber nur etwa 4 mb/d. Eine signifikante Ausweitung der Ölproduktion im Sinne der offiziellen Ziele erscheint fraglich. Neben den oben genannten Gründen – schwierige geologische Förderbedingungen, ungünstige ökonomische Rahmenbedingungen durch ILSA und Buy-back-Verträge – sprechen gegen die von der NIOC prognostizierten Produktionssteigerungen ein sehr hoher Investitionsbedarf (Schätzungen zufolge bis zu fünf Mrd. US\$ pro Jahr). Derzeit geht die Förderkapazität der erschlossenen Felder um 200.000 – 300.000 bbl/d pro Jahr zurück (EIA 2004a, ASPO 2006b). Allein um die Produktionsmenge aufrecht zu erhalten, müssen massiv neue Felder erschlossen werden; außerdem wird – wie oben ausgeführt – Erdgas in Ölquellen eingepresst, um die Förderleistung zu erhöhen. Andere Autoren setzen eine mögliche Ausweitung der Produktion deutlich tiefer an. ASPO er-

¹⁶ Der ILSA/ISA verbietet es US-amerikanischen Unternehmen, in Iran Investitionen von mehr als zwanzig Millionen US\$ zu tätigen. Im Jahr 2006 wurden die US-amerikanischen Sanktionen gegen Iran verlängert (Nirmand 2006).

rechnet auf geologischer Basis ein Fördermaximum im Jahre 2010 von 4,75 mb/d (ASPO 2003), vgl. Tab. 3-5.

Tab. 3-5. Produktionsprognosen für Iran.

in mb/d	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2050
ASPO	3,7	4,0	4,75		3,6		1,6
NIOC lt. EIA		5	5,5		7,3		
IEA		4,1	4,5		5,5	6,8	
Nejad-Hosseinian ¹⁷				6			
Ardebili ¹⁸					8		
EIA			4,5		5,5		

Angaben in mb/d. Quellen: ASPO 2003, EeE 2004, EIA 2004a, IEA 2005a, Nejad-Hosseinian 2004.

Für die anschließenden Kalkulationen werden die Produktionsdaten von ASPO verwendet (ASPO 2003): Die von ASPO angegebenen Daten für die Jahre 2005, 2010, 2020 und 2050 werden interpoliert, um jahrespezifische Produktionsdaten zu generieren. Den Produktionsverlauf zeigt Abb. 3-7.

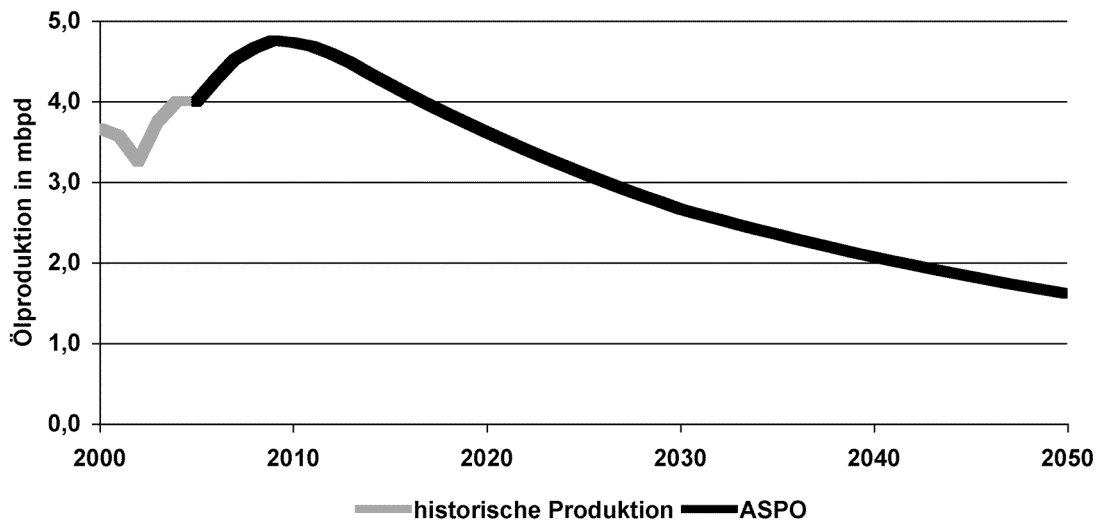


Abb. 3-7. Historische Erdölproduktion und Prognose der iranischen Ölproduktion bis 2050.

Angaben in mb/d. Quelle: historische Daten: OPEC 2005; Prognose: eigene Berechnungen nach ASPO 2003.

¹⁷ Hadi Hosseinian war zur Zeit dieser Aussage (Oktober 2004) Vizeminister des Ölministeriums.

¹⁸ Hossein Ardebili war zur Zeit dieser Aussage (Ende 2004) Berater des Ölministers

3.5.2 Erdgasproduktion bis 2050

Aufgrund der bisher wenig genutzten Gasfelder kann die Produktion in den kommenden Jahren erheblich gesteigert werden. Entsprechend optimistisch sind die Verlautbarungen des Ölministeriums, das eine Steigerung der Gasproduktion um 60 Prozent innerhalb von vier Jahren – bis 2007 – anstrebt (Zanganeh 2001). Die Langfristprognosen des Ölministeriums sehen eine Ausweitung der Produktion von gegenwärtig 130 – 150 Mrd. m³ auf 400 Mrd. m³ im Jahr 2025 vor (EeE 2004, Nejad-Hosseinian 2004, OPEC 2005), bereits im Jahr 2010 soll nach Plänen des Ministeriums die Produktion über 320 Mrd. m³ betragen (Atabi 2006a), vgl. Tab. 3-6. Die IEA hingegen nennt Pläne des Ölministeriums über einen Ausbau auf 292 Mrd. m³ im Jahr 2009. In ihren eigenen Prognosen errechnet sie eine Produktionssteigerung auf 240 Mrd. m³ im Jahr 2030, allerdings repräsentiert dies nicht die Gesamtproduktion, sondern lediglich die vermarktete Produktion; Angaben über eingepresste Gasanteile sowie über abgepackeltes Gas und Leitungsverluste unterbleiben (IEA 2005a).

Tab. 3-6. Geplante Ausweitung der iranischen Erdgasproduktion laut 4. Fünfjahresplan.

in Mrd. m ³	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produktion	154	180	222	243	248	324

Quelle: nach Atabi 2006a.

Die Produktionsprognose (vgl. Abb. 3-8) verbindet offizielle Prognosen der NIOC mit einem geologischen Produktionsprofil. Es erfolgt die Anlehnung an das Konzept des *Depletion Mid Point* als Richtwert für die maximale Produktionskapazität bzw. einen anschließenden Rückgang der Produktionsrate. Die Produktionsdynamik von Erdgas verläuft nach Annahme jedoch in anderer Weise als bei Erdöl. Während das Maximum bei Erdöl durch eine mehr oder weniger ausgeprägte und durch geologische Gegebenheiten geprägte Spitze charakterisiert ist, wird die Maximalproduktion unterhalb des geologisch möglichen Produktionsmaximums gehalten und dafür mehrere Jahre lang auf einem Plateau gehalten. Der für Iran angenommene Produktionsverlauf wurde durch eine Befragung von Experten, die mit der Geologie iranischer Gasfelder vertraut sind, abgesichert (Laherrere 2004c, Mazraati 2005a).

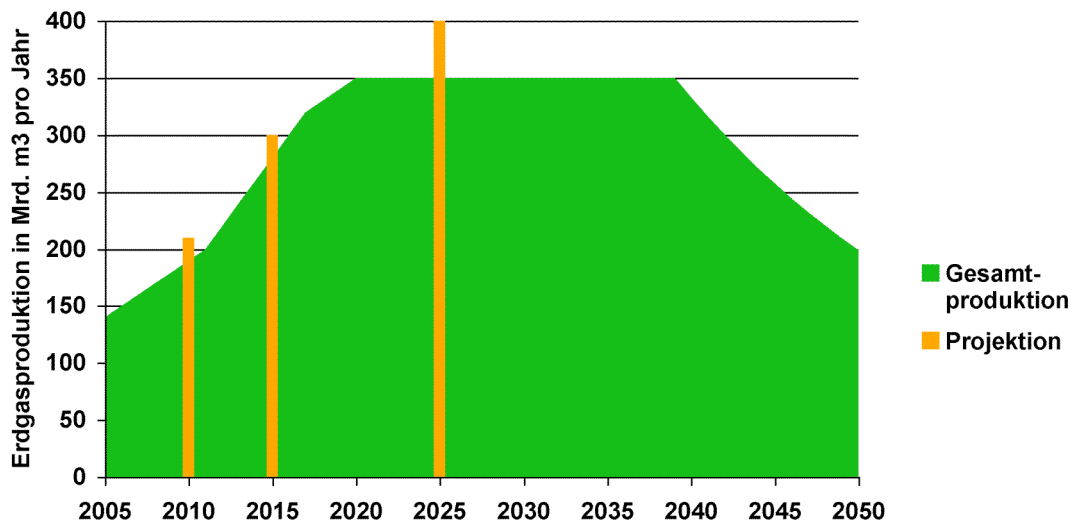


Abb. 3-8. Prognose der iranischen Erdgasproduktion bis 2050.

Angaben in Mrd. m³/a. Quelle: Daten 2005 und Projektionen: verschiedene Newsletter (Gasandoil 2005, 2006). Daten ab 2006: eigene Berechnungen.

3.6 Transportoptionen von Erdgas

Der Pipelinetransport ist die bisher dominierende Art der Erdgasverteilung: Erdgas wird gasförmig und unter hohem Druck teils über sehr große Entfernungen geleitet. Entsprechend den angelegten Drücken und Transportentfernungen sind Verdichterstationen in bestimmten Abständen entlang der Pipeline erforderlich. Überregionale Gaspipelines sind auf sehr große Gasvolumina ausgerichtet. Anschließend erfolgt die Verteilung über ein sich zunehmend verzweigendes Netz bis hin zu den Endverbrauchern.

Der große finanzielle Aufwand für den Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur ist einer der Gründe, weshalb in Ländern wie Iran, die sowohl Erdöl- als auch Erdgasvorräte besitzen, die Erdgasproduktion erst in den letzten zehn bis zwanzig Jahren in größerem Maßstab etabliert wurde. Davor wurde Erdgas meist nur als Nebenprodukt der Ölförderung abgefackelt. Inzwischen steigt der Gasverbrauch im weltweiten Maßstab schneller als der Verbrauch der anderen fossilen Energieträger. Dies ist seiner im Vergleich zu Kohle günstigen Emissionsbilanz gedankt, aber auch der aktiven Entscheidung vieler Staaten, Gas zu größeren Anteilen in den nationalen Energieträgermix zu integrieren. In den Produzentenländern wurde außerdem erkannt, dass Erdgas zu einer Einsparung von Erdöl im heimischen Verbrauch genutzt werden kann, um dieses auf die internationalen Energiemärkte zu bringen. Da der Transport über lange Distanzen per Pipeline ein kostenintensives Unterfangen ist und außerdem die Unterquerung größerer Wasserflächen ein technologisches Problem darstellt, gab es bisher eine undeutlich ausgeprägte Obergrenze von Pipelinelängen von etwa 5000 Kilometern (Cayrade 2004, Jensen 2002).

Die stark ansteigende und aus regionalen Quellen nicht mehr zu stillende Gasnachfrage führen dazu, dass die drei Regionalmärkte Europa, Asien und Nordamerika nicht mehr strikt voneinander getrennt bleiben. Inzwischen sind einerseits längere Pipelines wirtschaftlich zu realisieren (Fortschritte im Materialbau), andererseits eröffnet sich mit LNG (Flüssiggas, *liquefied natural gas*) eine weitere Option des Gastransports. Abb. 3-9 gibt einen Überblick über die Transportkosten verschiedener Energieträger im Vergleich mit Pipelinegas und Flüssiggas.

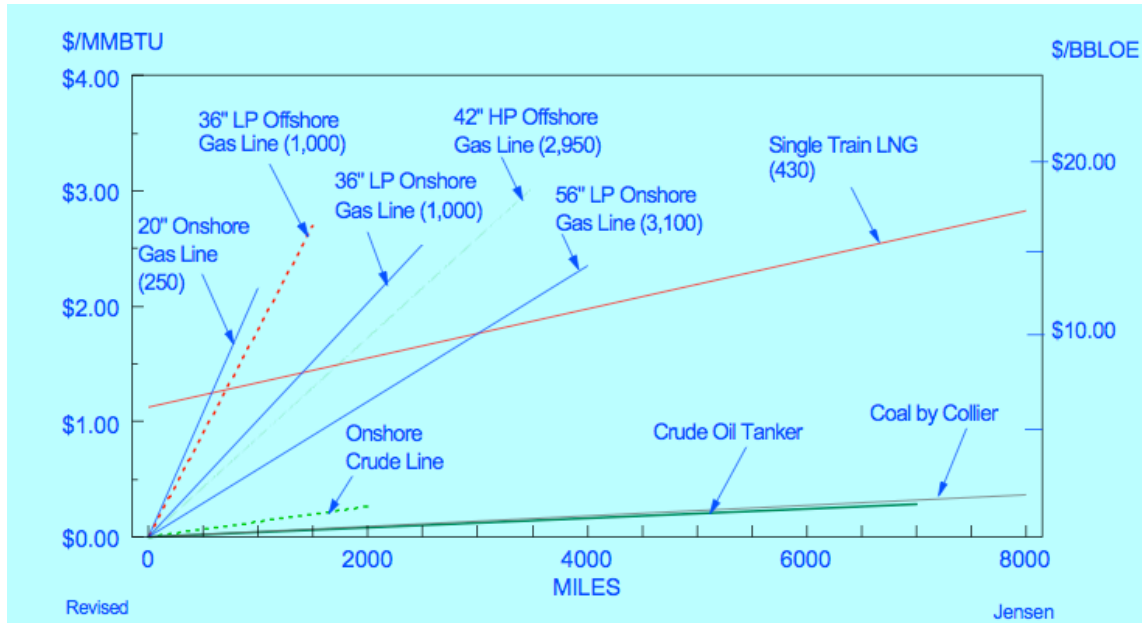


Abb. 3-9. Transportkosten von Erdgas, Erdöl und Kohle in Abhängigkeit von der Distanz.

Angaben in US\$/mBtu. Quelle: Jensen 2002.

Flüssiggas als Option leitungsunabhängiger Gaslogistik. LNG gewann in den vergangenen Jahren im Vergleich zu gasförmigem Erdgas stetig an Bedeutung, da die Entfernungen zwischen den Orten von Produktion und Verbrauch wachsen, gepaart mit den rasch steigenden Kosten längerer Pipelinetrassen (EIA 2004b, IELE 2003, Jensen 2004, 2002, OME 2004). Ein weiterer Aspekt macht LNG attraktiv: die Leitungsungebundenheit eröffnet Gasproduzenten neue Märkte. Damit wird Erdgas auf logistischer Ebene mit Erdöl vergleichbar: statt auf regionalen Märkten wie bisher kann Erdgas auf einem globalen Markt gehandelt werden; aufgrund der Flexibilität könnte sich ein dem Ölmarkt vergleichbarer Spotmarkt entwickeln. Bisher unterscheidet sich der Flüssiggashandel jedoch wenig vom als klassisch zu bezeichnenden Erdgashandel. Auch die LNG-Akteure bevorzugen (noch) aufgrund der großen Investitionen eher langfristige Lieferverträge, anstatt das Flüssiggas vorrangig auf Spotmärkten zu handeln. Die Kosten der LNG-Bereitstellungskette variieren je nach Größe der Verflüssigungsanlagen, den Tankergrößen und den Transportentfernungen. Als Anhaltspunkte können aber die in Abb. 3-10 aufgeführten Kosten angesehen werden. Diese entsprechen den heutzutage üblichen technischen Größenmaßstäben bezüglich Anlagen- und Tankergrößen und gelten für die Belieferung des nordamerikanischen Markts.

			
EXPLORATION & PRODUCTION \$0.5-\$1.0/MMBtu	LIQUEFACTION \$0.8 - \$1.20/MMBtu	SHIPPING \$0.4 - \$1.0/MMBtu	REGASIFICATION & STORAGE \$0.3-\$0.5/MMBtu

Abb. 3-10. Kosten der einzelnen Glieder der LNG-Kette.

Quelle: IELE 2003.

Einflussfaktoren hin zu einer verstärkten Nutzung von LNG sind (nach Cornot-Gandolphe et al. 2003):

- wachsende Entfernung zwischen Gasproduzenten und -konsumenten, auch durch das Auftreten neuer Verbraucherländer auf den internationalen Energiemärkten, z. B. Indien und China, sowie die Notwendigkeit einer Nutzbarmachung von *remote reserves* (entlegene Gasvorkommen)
- einige bedeutende Gasproduzenten, die per Pipeline exportieren, stoßen in den kommenden Jahren an ihr Exportmaximum oder befinden sich bereits in der Phase sinkender Produktion (Decline-Phase), wodurch der Anteil von Pipelinegas sinkt
- das Ziel der Diversifizierung der Lieferantenstrukturen legt Importeuren LNG als strategische Option nahe
- die Durchquerung zahlreicher Staaten beim Pipelinetransport erfordert teils langwierige Verhandlungen über Wegerechte, Transitzahlungen u. ä., wogegen sich beim LNG-Seeexport diese Fragen nicht stellen
- der Bau von küstennahen Gaskraftwerken kann mit dem Bau von LNG-Regasifizierungsanlagen verknüpft werden; mehrere solcher Projekte befinden sich derzeit in der Planungsphase
- die weltweit sichtbaren Liberalisierungstrends führen teils zu einem Aufbrechen traditioneller Produzent-Konsument-Strukturen, wodurch der Anteil von LNG steigen kann (trotzdem dominieren wie oben erwähnt bisher noch die langfristigen Lieferverträge)

Auch Iran sieht LNG als Option, seinen Gasexport zu diversifizieren, und befindet sich derzeit in Verhandlungen mit mehreren Staaten, um langfristige LNG-Lieferverträge abzuschließen (Gasandoil 2006, 2005). Indien hat Vorverträge mit Iran abgeschlossen, wonach jährlich fünf Millionen Tonnen LNG auf den Subkontinent verschifft werden sollen zuzüglich einer Option auf weitere 2,5 Millionen Jahrestonnen (ab 2009). China möchte sogar bis zu zehn Millionen Tonnen LNG jährlich von Iran beziehen, wobei jedoch nur etwa ein Drittel dieser Menge sicher vereinbart wurde. Auch Südkorea ist stark an iranischem Flüssiggas interessiert (Fesharaki 2005).

Trotz seiner logistischen Vorteile gegenüber Erdgaspipelines ist die Handhabung von LNG mit dem Einsatz anspruchsvoller und kostenintensiver Technologie verbunden. Deshalb ist LNG bisher nur auf langen Transportstecken mit Pipelines ökonomisch konkurrenzfähig. Der größte Kostenfaktor entlang der LNG-Kette ist die Verflüssigung durch Kühlung (so genannte kryogenische Flüssiggasherstellung). Abb. 3-11 stellt in vereinfachter Form diese Kette dar.

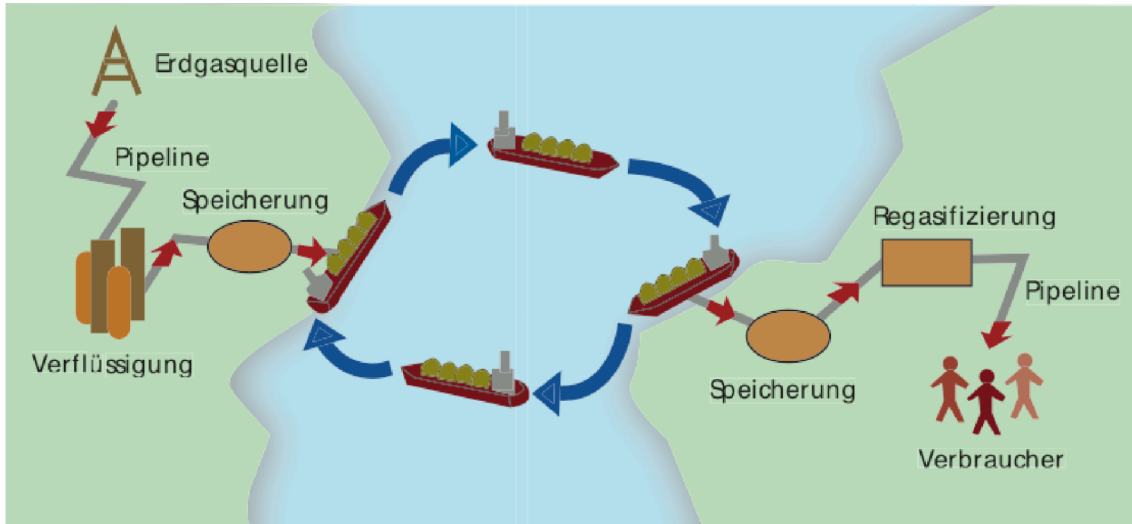


Abb. 3-11. LNG-Technologiekette.

Quelle: HVB 2006.

Die langfristigen Lieferverträge für LNG sind teils mit den Preisen für Pipelinegas korreliert: Bisher ist LNG aufgrund der gehandelten geringen Mengen ein Preisnehmer (engl. *price taker*) und folgt den Preisen für Pipelinegas. Dies ist vor allem im nordamerikanischen Markt ausgeprägt (Jensen 2004, Meritet/Baltierra 2004). Das Preisregime, das Iran und Indien für LNG-Lieferungen ab 2009 festgesetzt haben, führt für die iranische Seite zu einer *Gewinnlichkeit* zwischen Pipelinegas und LNG. Andere Berechnungen bewegen sich im selben Rahmen (Gasandoil 2005, EeE 2005c).

4 Energieverbräuche in Iran: historische Entwicklung und Szenarien bis 2050

Im ersten Teil des Kapitels wird nach einer Darstellung der Leitindikatoren Irans (Wirtschaft, Bevölkerung, Handel) kurz die historische Entwicklung des Energieverbrauchs diskutiert. Die Perspektive im zweiten Teil des Kapitels richtet sich auf die mögliche Entwicklung des iranischen Energieverbrauchs: ausführlich werden drei unterschiedliche Verbrauchspfade modelliert und dargestellt. Der Betrachtungshorizont erstreckt sich bis zum Jahr 2050.

Die wirtschaftliche Entwicklung Irans wird von der Seite der Regierung durch Fünfjahrespläne begleitet, in denen wirtschaftliche Entwicklungsziele festgehalten werden. Derzeit ist der vierte Plan in Kraft, der von 2005 bis 2010 reicht.¹⁹ Zentrale Bestandteile des Plans sind die Privatisierung und Entmonopolisierung von Staatsunternehmen, die Schaffung von Arbeitsplätzen, die Liberalisierung des Handels sowie die Reform des Finanzmarkts und eine generell an Stabilitätskriterien orientierte Wirtschaftspolitik. Schon im dritten Fünfjahresplan waren diese Ziele enthalten. (CEERS et al. 2006, IEA 2005a).

Die offizielle Arbeitslosenquote liegt bei ca. 13 Prozent. Allein um die nachwachsende Generation in den Wirtschaftsprozess zu integrieren, werden jährlich rund 800 000 neue Arbeitsplätze benötigt. Pro Jahr wandern außerdem etwa 150 000 qualifizierte Arbeitskräfte ins Ausland ab, womit der so genannte *Brain Drain* in Iran eine weitere Herausforderung darstellt (Pipeline Magazine 2006, Spiegel 2003, Zeit 2005).

Als hinderlich für Reformen wird die Existenz von Parallelstrukturen zur staatlichen Ordnung angesehen. Vor allem religiöse Stiftungen wirken sich in diesem Zusammenhang bremsend auf Reformen aus. Grundprobleme Irans in wirtschaftlicher Hinsicht sind Wettbewerbsverzerrungen, insbesondere induziert durch die umfangreiche Subventionspraxis. Allein die Subventionen im Energiebereich werden auf zwölf bis achtzehn Prozent des BIP geschätzt (Düwell 2002, 2003, Jensen/Tarr 2002). Eigene Berechnungen stützen diese Schätzungen.

Wirtschaftliche Indikatoren. Nach der Klassifizierung des UNDP (*United Nations Development Program*) gehört Iran zu den Ländern mit Wirtschaften mittleren Einkommens (UNDP 2001). Das Wachstum des BIP von durchschnittlich vier bis sechs Prozent pro Jahr liegt in einem für Entwicklungsländer typischen Bereich. Das BIP pro Kopf lag 2001 bei 1680 US\$. Absolut erreichte es im selben Jahr 112 Mrd. US\$ (eigene Berechnungen nach Weltbank 2004a, b).

Iran ist von seinen Exporten in starkem Maße wirtschaftlich abhängig. In den vergangenen Jahren konnten stets Handelsbilanzüberschüsse erzielt werden. Die Exporte betragen im Jahr 2001 insgesamt 28,35 Mrd. US\$, wovon der Erdölverkauf den größten Teil mit über achtzig Prozent bestritt. Insgesamt nahm Iran durch Erdölverkäufe 23,3 Mrd. US\$ ein (Spiegel 2003). Diese Angaben unterscheiden sich von Daten der OPEC, die Erdölverkäufe von 21,4 Mrd. US\$ sowie

¹⁹ Die Fünfjahrespläne richten sich nach den islamischen Jahren. Der 4. Fünfjahresplan erstreckt sich über die Jahre 1384 – 1388, was im Gregorianischen Kalender dem Zeitraum von März 2005 bis März 2010 entspricht.

Gesamtexporte von 23,9 Mrd. US\$ ausweisen (OPEC 2005). Andere Exportgüter sind industrielle Vorprodukte sowie Agrar- und traditionelle Produkte. Hauptabnehmer sind Großbritannien, Japan und Italien (Abbaspour 2002). Hauptimportgüter sind Maschinen und Transportausrüstung, industrielle Vorprodukte, Eisen und Stahl sowie Chemie und Arzneimittel. Diese Güter bezieht Iran hauptsächlich aus Deutschland, Italien und Japan (Düwell 2002). Eine Auflistung der wirtschaftlichen Indikatoren findet sich in Tab. 4-1.

Tab. 4-1. Wirtschaftliche Indikatoren für Iran, 2001.

Exporte: Öl- und Gasexporte [Mrd. US\$]	23,271
Andere Exporte [Mrd. US\$]	5,074
Exporte gesamt [Mrd. US\$]	28,345
Anteil Öl- und Gasexporte am Gesamtexport [%]	82,1
BIP [Mrd. US\$]	112
BIP/Kopf [US\$]	1760
Wachstum des BIP [%]	5,4
Arbeitslosenquote [%]	12,5
Inflationsrate [%]	11,7

Quellen: Spiegel 2003, eigene Berechnungen nach Weltbank 2004a, b.

4.1 Historische Primär- und Endenergieverbräuche der Wirtschaftssektoren

4.1.1 Primär- und Endenergieverbräuche nach Energieträgern und Sektoren

Für das weitergehende Verständnis sind die Begriffe *Primärenergieverbrauch* und *Endenergieverbrauch* relevant. Allgemeine Definitionen lauten:

„Der Primärenergieverbrauch ergibt sich aus der Summe der im Land gewonnen Primärenergieträger [erneuerbare Energien, Rohöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, die sämtlich noch keiner Umwandlung unterzogen wurden], den Bestandsveränderungen sowie dem Saldo aus Bezügen und Lieferungen und umfasst die für die Umwandlung und den Endverbrauch benötigte Energie ... Der Endenergieverbrauch gibt Auskunft über die Verwendung von Primär- und Sekundärenergieträgern in bestimmten Verbrauchergruppen, soweit sie unmittelbar der Erzeugung von Nutzenergie dienen. Energetisch und energieökonomisch handelt es sich jedoch noch nicht um die letzte Stufe der Energieverwendung. Es folgen noch die Nutzenergiestufe (z. B. Nutzung als Licht, Wärme) und die Energiedienstleistungen.“ (UGRdL 2007)

Iran erlebte in den vergangenen Jahrzehnten einen starken Schub in seiner Entwicklung. Im Vergleichszeitraum von 1971 bis 2001 wuchs die Bevölkerung Irans von 29,5 Millionen auf über 65 Millionen Menschen an. Dies ist sowohl Folge des Wachstums der iranischen Bevölkerung selbst als auch der starken Zuwanderung aus anderen Ländern der Region, hauptsächlich Afghanistan. Dem Leitparameter der Bevölkerungsentwicklung folgend und auch aufgrund der Steigerung des Lebensstandards stieg auch der Gesamtenergieverbrauch (Primärenergieverbrauch PEV im Inland) stark an: von 114 mboe (Millionen Barrel Öläquivalente) im Jahr 1971 auf über 930 mboe im Jahr 2001 (Abb. 4-1). Der Endenergieverbrauch (EEV) stieg im selben Zeitraum von 75 mboe auf gut 660 mboe (ohne nicht-energetischen Verbrauch an Energieträgern). Diese Steigerung findet sich abgeschwächt im Pro-Kopf-Verbrauch bezüglich Endenergie wieder: waren es 1971 noch 2,6 boe, lag der durchschnittliche Verbrauch im Jahr 2001 bei knapp 10,1 boe pro Kopf (ohne nicht-energetischen Verbrauch an Energieträgern). Die historischen Daten beruhen auf Analysen der Energiestatistik des iranischen Energieministeriums (MoE 2004).

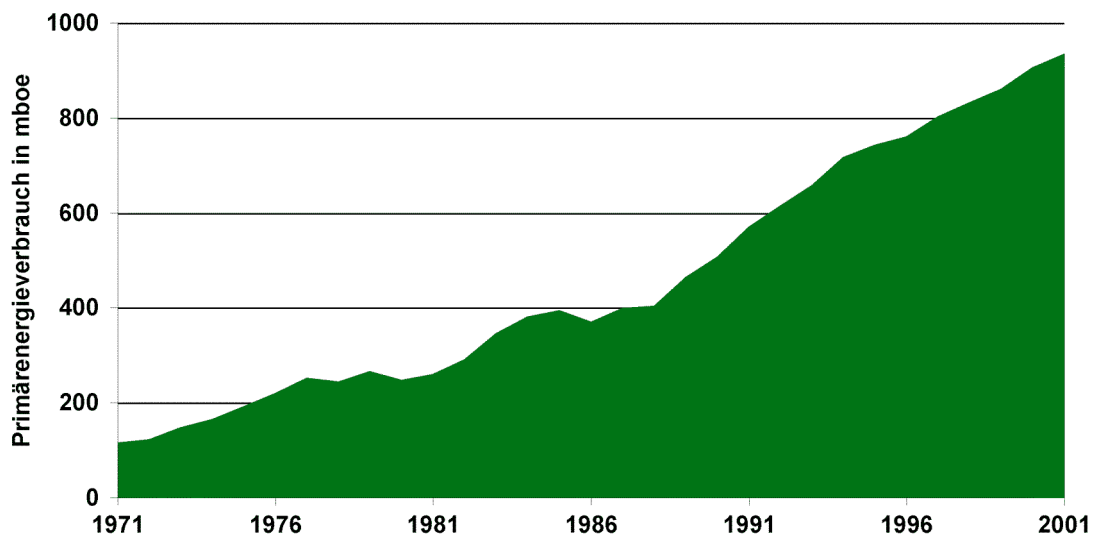


Abb. 4-1. Primärenergieverbrauch in Iran, 1971 – 2001.

Angaben in mboe/a. Quelle: MoE 2004.

Primärenergieverbrauch (PEV). Erdöl trug mit 52 Prozent den größten Teil zum inländischen Primärenergieverbrauch bei (2001: 485 mboe von insgesamt 933 mboe, enthält Eigenverbrauch des Energiesektors). Tendenziell sinkt der prozentuale Anteil von Rohöl. Feste Brennstoffe – hauptsächlich Biomasse – verloren an Bedeutung, sie haben heute nur noch marginalen Anteil an der Energieversorgung. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch steigt beständig, er lag 2001 bei 47 Prozent. Erneuerbare Energien in Form von Wasserkraft spielen eine unbedeutende Rolle. Von 1971 bis 2001 nahm der Anteil der Stromerzeugung stetig zu, der Anteil der Raffinerien ab (Abb. 4-2).

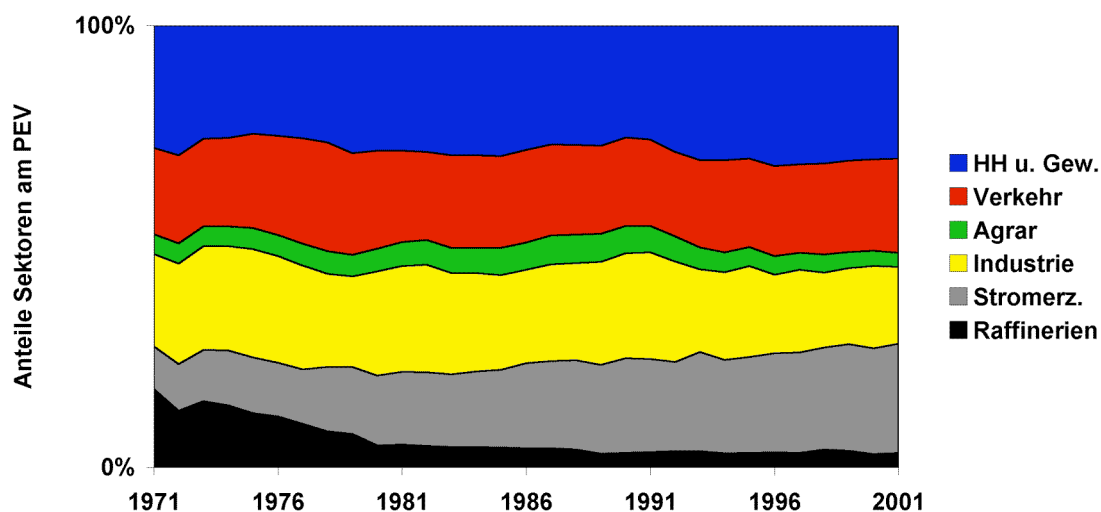


Abb. 4-2. Anteile verschiedener Sektoren am PEV in Iran, 1971 – 2001.

Angaben in Prozent. *HH u. Gew.*: Haushalte und Gewerbe; *Agrar*: Landwirtschaft; *Stromerz.*: Stromerzeugung.
Quelle: MoE 2004.

Endenergieverbrauch (EEV). Ähnliche Tendenzen zeigt auch der Endenergieverbrauch. Der Anteil von Öl und Ölprodukten, hauptsächlich in Form von Benzin, Diesel und Heizöl, lag bei 56 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs. Der Verbrauch an Öl und Ölprodukten endenergieseitig betrug 393 mboe im Jahr 2001, der gesamte Endenergieverbrauch erreichte mit 705 mboe einen Höchstwert im historischen Verlauf.

Der Anfang der 1970er Jahre hohe Anteil von Haushalten und Gewerbe am Endenergieverbrauch (ca. 40 Prozent) sank bis Ende der 1970er Jahre auf 31 Prozent, nimmt inzwischen aber wieder einen Anteil von knapp 40 Prozent ein. *Industrie* veränderte sich von 26 Prozent auf 23 Prozent (2001), und nur für die Sektoren *Verkehr* und *Sonstige* (enthalten *Landwirtschaft* und *Nicht-energetischer Verbrauch*) vergrößerte sich bis zum Jahr 2001 der Anteil am Gesamtverbrauch, von 23 Prozent auf 28 Prozent bzw. von 10 Prozent auf 11 Prozent (Ende der 1970er-Jahre, betrug der Anteil von *Sonstige* 16 Prozent).

Verkehr. Der Sektor *Verkehr* zeigt eine starke Wachstumsdynamik. Die Zahl der zugelassenen Fahrzeuge wächst stetig: Waren im Jahr 1990 erst 1,6 Millionen Fahrzeuge zugelassen, lag deren Zahl im Jahr 2000 bereits bei über drei Millionen. Die Anzahl der neu zugelassenen PKW stieg von 39.400 im Jahr 1986 auf 271.900 im Jahr 2001 (Massarrat 2004, SCI 2003). Diese Dynamik schlägt sich auch im Verbrauch an Primärenergieträgern nieder. Seit Beginn der 1990er Jahre stieg der Verbrauch um jährlich bis zu acht Prozent. Im Jahr 2001 wurden im Verkehrssektor insgesamt knapp 200 Millionen Barrel Ölprodukte verbraucht.

Haushalte und Gewerbe. Der im Jahr 1990 bei über 60 Prozent liegende Anteil von Öl sank bis 2001 auf 36 Prozent ab. Der Ölverbrauch erreichte 1994 ein Maximum mit 116 mb und nahm seither kontinuierlich ab. Von 1999 bis 2001 stagnierte der Ölverbrauch bei etwa 100 mb jährlich. Der Anteil von Erdgas, der zu Beginn dieses Zeitraums weniger als zwanzig Prozent

am EEV des Sektors betragen hatte, stieg bis 2001 auf über fünfzig Prozent. Die festen Energieträger Kohle und Biomasse spielen bereits seit Beginn der 1980er Jahre nur noch eine untergeordnete Rolle.

Industrie. In den Jahren seit 1990 lag der Ölverbrauch endenergieweise zwischen 46 mb (1995) und 72 mb (1992) und bewegt sich seit Mitte der 1990er Jahre um Werte von 50 mb bis 52 mb. Der Erdgasverbrauch hingegen wächst unregelmäßig, aber stetig. 1990 zehrte der Industriesektor 35 mboe Erdgas auf, elf Jahre später, 2001, lag der Verbrauch bereits bei 77 mboe mit einem Maximalwert bei 87 mboe (im Jahr 2000).

Landwirtschaft und Raffinerien. Der PEV des Sektors *Landwirtschaft* liegt mit gut 30 mboe jährlich knapp über dem Eigenverbrauch der Raffinerien. *Raffinerien* zeichnen sich durch sinkenden Öl- und steigenden Gasverbrauch aus. Der absolute Verbrauch liegt im Bereich von knapp unter 30 mboe pro Jahr, der im Jahr 2001 zu zwei Dritteln von Erdgas und zu einem Drittel von Erdöl bestritten wurde.

4.1.2 Stromerzeugung

Im Jahr 2001 wurden 225,7 mboe für die Stromerzeugung eingesetzt und damit 130 TWh Strom erzeugt. Die Effizienz der iranischen Stromerbereitstellung (Erzeugungskapazitäten und Netz) liegt bei 26,8 Prozent (eigene Berechnung nach MoE 2004). Abb. 4-3 zeigt die Anteile verschiedener Primärenergieträger an der iranischen Stromproduktion im Zeitverlauf.

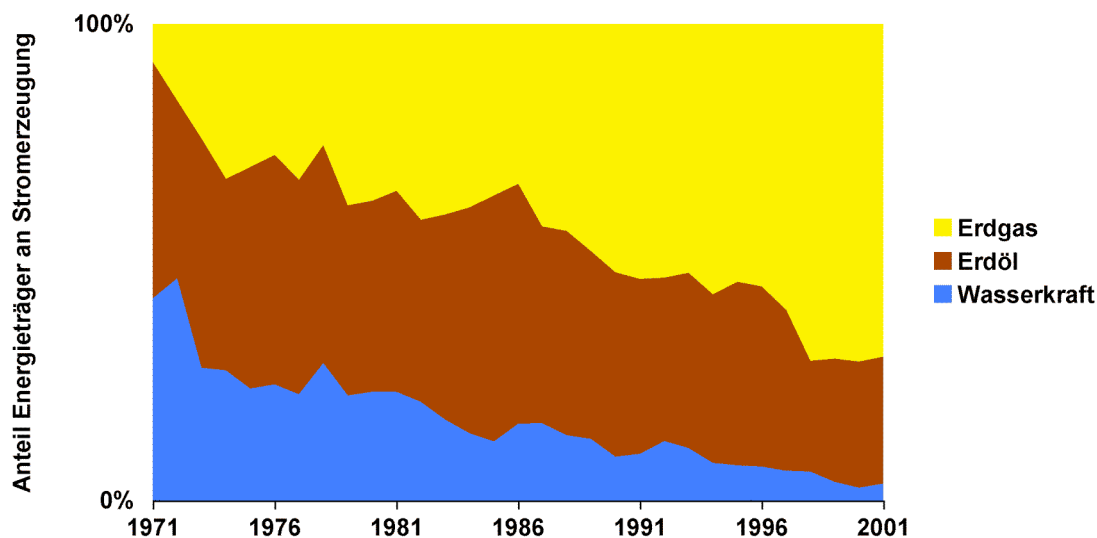


Abb. 4-3. Stromerzeugung, Anteile verschiedener Energieträger, 1971 – 2001.

Angaben in Prozent. Quelle: MoE 2004.

Der Stromsektor wuchs in den vergangenen Jahrzehnten sehr stark. Wurden im Jahr 1971 erst 8,1 TWh Strom produziert, waren es im Jahr 2001 bereits 130 TWh, was einer 16-fachen Steigerung entspricht (MoE 2004). Der relative Anteil von *Erdöl* sank in den vergangenen Jahren drastisch, da Erdöl rasch durch Erdgas ersetzt wird (eine von der iranischen Regierung und dem

Ölministerium mit Nachdruck verfolgte Strategie). Der Anteil von *Erdgas* hingegen nahm stark zu. Die Stromerzeugung aus *Wasserkraft* trug dieses starke Wachstum nicht mit (1990: 9,2 Prozent der Stromerzeugung, 2001: 3,5 Prozent). Somit entfällt der Hauptteil der Steigerung auf Erdgas mit einem Anstieg um knapp 140 Prozent bis 1998 und um 193 Prozent bis 2001 (im Vergleich zu 1990). *Kohle* kommt in der Stromproduktion nicht zum Einsatz, ebenso nicht *Kernenergie*. Im Zeitraum von 1990 bis 2001 stieg die Stromproduktion insgesamt um 120 Prozent.

4.2 Szenarien des Primär- und Endenergieverbrauchs bis 2050

Basierend auf den oben dargestellten Statistiken werden Szenarien des Energieverbrauchs in Iran bis zum Jahr 2050 erstellt. Diese Szenarien bilden die einzelnen Sektoren ab, parallel wird der Verbrauch nach Energieträgern modelliert. Die drei Energieszenarien unterscheiden sich nach den Energieeffizienzgewinnen. Sie werden bezeichnet mit:

- 1) Business as Usual, BAU
- 2) Geringe Effizienz, GE
- 3) Hohe Effizienz, HE

Im weiteren Verlauf des Kapitels erfolgt einleitend eine Erläuterung der für alle Szenarien geltenden Leitparameter und der Basisannahmen (Kap. 4.2.1), die zu den *Storylines* der einzelnen Szenarien gehören. Eine *Storyline* ist die Beschreibung von Annahmen, die als (weiche oder harte) treibende Faktoren im Szenario fungieren und zugleich den Handlungsrahmen verschiedener Akteure definieren. Einer Darstellung der einzelnen Szenarien (Kap. 4.3 bis 4.5) schließt sich deren Vergleich untereinander an (Kap. 4.6).

Leitparameter sind das Wirtschaftswachstum (nach Bruttoinlandsprodukt BIP) sowie das Bevölkerungswachstum. Das Energieverbrauchswachstum wurde nach Sektoren differenziert an diesen Leitparametern ausgerichtet.

Wirtschaftswachstum. Für alle Szenarien wird ein Entwicklungspfad mit anfangs starkem Wirtschaftswachstum modelliert, das sich im weiteren Verlauf dem (schwächeren) Wachstum von Industrieländern annähert (s. Tab. 4-2). Zwar liegt das Wirtschaftswachstum von Entwicklungsländern teils deutlich über dem Ausgangswert von 4,5 Prozent, jedoch kann dies nicht verallgemeinert werden.

Tab. 4-2. Wirtschaftswachstum als Leitparameter der Szenarien für alle Sektoren außer Haushalte und Gewerbe.

in %/a	2002 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2030	2031 – 2040	2041 – 2050
Wirtschaftswachstum	4,5	3,5	3,0	2,5	1,8

Quelle: eigene Annahmen.

Das Wirtschaftswachstum Irans betrug zwischen 1993 und 2003 durchschnittlich 3,7 Prozent pro Jahr mit überdurchschnittlichem Wachstum in den Jahren 2002 und 2003 (Weltbank 2004a). Die in ihrer Größe abnehmenden prozentualen Jahreswachstumswerte reflektieren die Entwicklung Irans in den kommenden Jahrzehnten vom Entwicklungsland zum Industrieland. Gestützt werden diese Annahmen durch die *Internationale Energieagentur* IEA, die in ihrem Szenario für Iran fast identische Werte annimmt: zwischen 2002 und 2010 liegt das BIP-Wachstum bei 4,5 Prozent jährlich, zwischen 2011 und 2020 bei 3,4 Prozent und zwischen 2020 und 2030 bei 3,0 Prozent (IEA 2005a). Eine solche Entwicklung nahm tendenziell auch Deutschland seit den 1950er Jahren (StatBA 2005). Dem angenommenen Wachstum entsprechend entwickelt sich das Bruttoinlandsprodukt in der in Tab. 4-3 dargestellten Weise: Es steigt zwischen 2001 und 2050 mit dem Faktor 4,5.

Tab. 4-3. Wachstum des BIP bis 2050 nach angenommenem Wirtschaftswachstum aus Tab. 4-2.

in Mrd. US\$	2001	2002	2010	2030	2050
BIP	112,0	117,3	166,8	331,8	507,7

Angaben in Mrd. US\$ (real). Der Betrachtungszeitraum beginnt im Jahr 2001. Der vorliegende Wert des Jahres 2002 wurde auf 2001 rückgerechnet, er stimmt mit den Angaben der OPEC überein (OPEC 2005). Quellen: Weltbank 2004b, eigene Berechnungen.

Die Bewertung der Wirtschaftsleistung anhand des BIP stößt in Ländern mit großen Ressourcenexportanteilen an Grenzen der Aussagefähigkeit. Steigen die internationalen Ressourcenpreise wie in den vergangenen Jahren, wächst das BIP stark. Sinken die Ressourcenpreise, sinkt oft auch das BIP entsprechend. Die OPEC-Staaten verzeichnen ein sehr unstetes Wirtschaftswachstum, an dem diese Problematik deutlich wird (OPEC 2005). Über die *nicht-energieexportbezogene* Wirtschaftsleistung jedoch wird mit dem Maß des absoluten BIP keine Aussage getroffen. Tatsächlich könnte das BIP steigen, obwohl die binnenbezogene Wirtschaftsleistung sinkt; in diesem Fall würde die Einnahmesteigerung durch Energieexporterlöse die sinkende nicht-energieexportbezogene Wirtschaftsleistung überkompensieren. Preisfluktuationen auf den internationalen Energiemärkten verfälschen in diesen Fällen also Angaben über das Wirtschaftswachstum. Die Berechnung des BIP erfolgt nur nach den angenommenen Werten für das Wirtschaftswachstum, wie in Tab. 4-2 angegeben; stark steigende Exporteinnahmen für Erdöl und Erdgas können nicht berücksichtigt werden. Da die *absoluten* BIP-Daten ansonsten keinen bestimmenden Einfluss auf die Szenarien nehmen, wird dieses Vorgehen als zulässig erachtet. Von größerer Bedeutung für die vorliegende Arbeit ist stattdessen das relative Wachstum der iranischen Wirtschaft, um dieses mit dem Wachstum der Energieverbräuche der einzelnen Sektoren vergleichen zu können.

Bevölkerungswachstum. Die iranische Bevölkerung wächst den Daten der *United Nations Population Division* (UNPD 2002, 2000) entsprechend bis zum Jahr 2050 auf etwa 105 Millionen Menschen an. Das Wachstum beträgt zwischen 1,5 Prozent (2010 – 2015) und 0,35 Prozent

(2045 – 2050). Für die Zeiträume 2006 – 2009, 2016 – 2019 und 2026 – 2044 liegen keine UNPD-Daten vor, deshalb wird für diese Jahre eine Mittelung vorgenommen (vgl. Tab. 4-4).

Tab. 4-4. Bevölkerungswachstum (in Prozent) als Leitparameter der Energieszenarien.

in %	Bevölkerungswachstum	+ Wohlfandsfaktor (0,75%)
2000 – 2005	1.24	1.99
2010 – 2015	1.5	2.25
2020 – 2025	0.94	1.69
2045 – 2050	0.35	1.1

Angaben in Prozent. Das Wachstum des Energieverbrauchs des Sektors *Haushalte und Gewerbe* wird mit einem Wohlfandsfaktor (vgl. Kap. 4.2.1) versehen am Bevölkerungswachstum orientiert. Quellen: UNPD 2002, 2000, eigene Berechnungen.

4.2.1 Basisannahmen der Szenarien

Das Wachstum der Sektoren *Verkehr, Industrie* (Wärme und Strom), *Landwirtschaft* (Wärme und Strom) und *Nicht-energetischer Verbrauch* orientiert sich am Wirtschaftswachstum. Der Sektor *Haushalte und Gewerbe* hingegen wächst parallel zur Bevölkerungsentwicklung, erweitert um den in Tab. 4-4 aufgelisteten Wohlfandsfaktor. Dieses Vorgehen entspricht gängiger Praxis bei der Szenarienerstellung und steht mit der real beobachtbaren Entwicklung in Einklang, dass hinsichtlich des Energieverbrauchs bei steigendem Wohlfandsniveau eine (sektorale) Entkopplung vom Wirtschaftswachstum stattfindet (Deutscher Bundestag 2002, Henricke 2004, 2005). Der Wohlfandsfaktor berücksichtigt hierbei den steigenden Pro-Kopf-Verbrauch an Energie im Sektor *Haushalte und Gewerbe*. Dieses Vorgehen wird durch die Parameter des *Reference Scenario* der IEA gestützt, in dem ebenfalls der Sektor *Haushalte und Gewerbe* weniger stark wächst als die anderen Sektoren (IEA 2005a).

In sämtlichen Sektoren wird eine Energieträger spezifische Modellierung vorgenommen. Am Beispiel Wärme sei dies verdeutlicht: Wärme wird sowohl im Sektor *Industrie* als auch im Sektor *Haushalte und Gewerbe* verbraucht. Da der Verbrauch des Sektors *Haushalte und Gewerbe* der Bevölkerungsentwicklung (plus Wohlfandsfaktor) folgt, der Verbrauch von *Industrie* aber dem Wirtschaftswachstum, ergeben sich für die jeweilige sektorale Wärmenachfrage (und damit für die hierfür eingesetzten Energieträger) unterschiedliche Steigerungen. Diese Unterscheidung ist außerdem relevant, weil innerhalb eines jeden Sektors für Strom und Wärme unterschiedliche Effizienzpotenziale angenommen wurden.

Indifferente Rumpffahre. Bis zum Jahr 2010 werden in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* sämtliche Sektoren indifferent zu Szenario *Business as Usual* modelliert, es erfolgt damit keine Entkopplung der Verbrauchswerte vom Wirtschaftswachstum und damit keine Effizienzsteigerung. Dies basiert auf einer Plausibilitätsannahme: sollte die derzeitige iranische

Regierung sich entscheiden, erneuerbare Energien stark auszubauen und vorhandene Energieeffizienzpotenziale zu nutzen, nimmt die Formulierung entsprechender Ziele und Politiken mehrere Jahre in Anspruch. Dieser Zeitraum zwischen der Entscheidung und den ersten Umsetzungsschritten wird durch die indifferenten Rumpffahre ausgedrückt. Somit weisen alle drei Szenarien bis einschließlich 2010 ein identisches Verbrauchswachstum auf. Ab 2011 divergieren die Entwicklungen.

Basisjahr. Das Ausgangsjahr der Szenarien ist 2001. Während der Erstellung der Szenarien waren diese Daten die aktuellsten, die für die iranischen Energieverbräuche vorlagen. Da Daten aus anderen Bereichen (Öl- und Gasproduktion, Öl- und Gaspreise, Investitionskosten etc.) für spätere Jahre zu erhalten waren, werden die Startjahre für diese Parameter entsprechend aktueller gewählt. Um Einheitlichkeit herzustellen und möglichst aktuelles Datenmaterial in die Berechnungen einzubeziehen, werden in den Verbrauchsszenarien zwar die Ausgangsdaten von 2001 aufgeführt, bestimmte Entwicklungstendenzen bis 2050 jedoch auf das Jahr 2005 bezogen. So beziehen sich sämtliche kumulierten Investitionskosten auf den Zeitraum von 2005 bis 2050.

Gesamtnutzungsgrad der iranischen Energieversorgung. Ausgehend von der Modellierung des Endenergieverbrauchs erfolgt die Berechnung des Primärenergieverbrauchs. Für alle Sektoren außer dem Stromerzeugungssektor liegt der Nutzungsgrad bei 91 Prozent (Wert aus dem Jahr 2001). Dieser hohe Nutzungsgrad resultiert aus den geringen Verlusten durch Eigenverbrauch der Raffinerien sowie der Transformation und dem Transport der Energieträger zu den Orten des Verbrauchs.

Effizienzsteigerung der Stromerzeugung. Der Gesamtwirkungsgrad des iranischen Stromsektors lag im Jahr 2001 bei 27 Prozent (gemessen am Verhältnis von Energieeinsatz am Kraftwerk und genutzter Energie in den Wirtschaftssektoren). Die Gründe hierfür finden sich entlang der gesamten Infrastruktur: der elektrische Wirkungsgrad der Kraftwerke ist im Vergleich zum Standard in Industrieländern gering, und das Transportnetz ist ebenso wie das Verteilnetz durch große Verluste sowie durch ein hohes Maß an Stromdiebstahl gekennzeichnet. Im Jahr 2001 wurden 130 TWh erzeugt, jedoch nur gut 100 TWh verbraucht.

Farbcodierung der Szenarien

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Szenarien in folgender Weise farblich codiert:

Szenario *Business as Usual* BAU: schwarze Linien in Abbildungen, graue Unterlegung in Tabellen.

Szenario *Geringe Effizienz* GE: dunkelrote Linien in Abbildungen, hellrote Unterlegung in Tabellen.

Szenario *Hohe Effizienz* HE: grüne Linien in Abbildungen, grüne Unterlegung in Tabellen.

In Szenario *Business as Usual* steigt der Gesamtwirkungsgrad der Strombereitstellung nur wenig von 27 Prozent auf 39 Prozent bis 2050. Diese Entwicklung folgt einer wenig ambitionierten Effizienzsteigerung im Kraftwerksbereich und wird durch die Reduzierung der Leitungsverluste unterstützt. Im Gegensatz dazu werden die Effizienzsteigerungen in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* mit höheren Werten modelliert: in Szenario *Geringe Effizienz* steigt der Gesamtwirkungsgrad (von der Primär- zur Endenergie) auf 45 Prozent, in Szenario *Hohe Effizienz* auf 50 Prozent (Abb. 4-4).

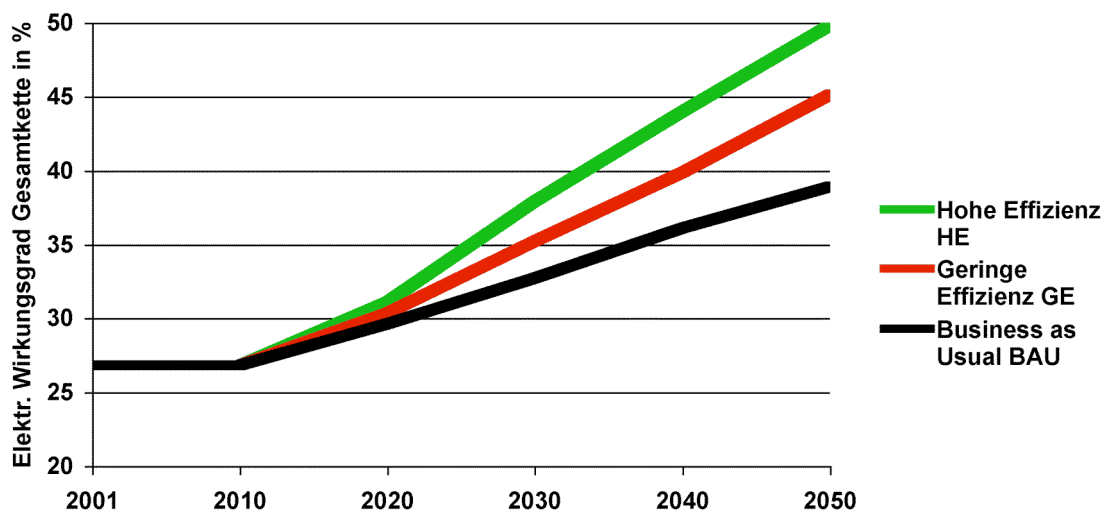


Abb. 4-4. Gesamtwirkungsgrade der iranischen Strombereitstellung in den Szenarien.

Die Strombereitstellungskette enthält neben der Erzeugung auch den Transport und die Verteilung.

Effizienzsteigerungen und Energieintensität. In Szenario *Business as Usual* werden keine nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen in den jeweiligen Sektoren modelliert. Allein in der Stromerzeugung erfolgt wie oben ausgeführt eine mäßige Steigerung der Effizienz in den Bereichen Erzeugung, Eigenverbrauch und Transport/Verteilung. Die Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* unterscheiden sich voneinander und von *Business as Usual* durch die unterschiedlichen Effizienzsteigerungen auch im Bereich der Nachfrage. Sie werden nach Sektoren und Energieträgern unterschiedlich modelliert.

In Entwicklungsländern steigt im Zeitverlauf die Energieintensität an, d. h. dass der Energieverbrauch pro produzierter Wirtschaftseinheit steigt. Bei weiter entwickelten Wirtschaften nähert sich die Energieintensität einem Maximalwert an, während sie in Industrieländern tendenziell sinkt (Eurostat 2002, WEC 2004). Exemplarisch deutlich wird dies beim Verlauf der Energieintensität Japans, die während der 1970er Jahre ein Maximalplateau durchlief und anschließend sank (Nomura 2004). Allerdings ist das beschriebene Muster nicht prinzipiell verallgemeinerbar. Iran befindet sich seit einigen Jahren in der Phase der nur noch gering steigenden bis stagnierenden Energieintensität (MoE 2005).

Preisannahmen. Die Entwicklung der Energieverbräuche der Szenarien wird *nicht* in Abhängigkeit von der Entwicklung der Erdöl- und Erdgaspreise modelliert, es handelt sich also nicht um preisgetriebene Szenarien. Ökonomische und preisliche Faktoren wie der Subventionsabbau werden als maßgebliche Faktoren für das Verbrauchswachstum qualitativ diskutiert. Der in Kap. 3 dargestellte Preispfad für Erdöl bildet jedoch die Basis für die Berechnung von Gewinnen durch den Export von Energieträgern.

Substitution von Erdöl und Erdölprodukten. In den Sektoren *Stromerzeugung*, *Haushalte und Gewerbe* und *Industrie und Landwirtschaft* wird der bisherigen Tendenz folgend der (sinkende) Anteil von Erdöl am Energieverbrauch der jeweiligen Sektoren extrapoliert bis auf die

völlige Ersetzung von Erdöl durch Erdgas. Diese Rückführung auf Null basiert auf einer linearen Regression beginnend im Jahr 1990 (also kurz nach Ende des Ersten Golfkrieges 1980 – 1988).

Ausschluss von Energieträgern im Bereich Stromerzeugung. Derzeit werden in Iran nur noch Gaskraftwerke und große Wasserkraftwerke errichtet, es sind jedoch weitere Optionen möglich: erstens Kohlekraftwerke, zweitens Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien außer Wasserkraft und drittens Kernkraftwerke.

Kohle wird von der Untersuchung ausgeschlossen, da Iran zwar Kohlevorkommen (420 Mt Steinkohle (Rempel 2005)) besitzt, aktuelle Planungen und konkrete Aussagen zum Einstieg in die Kohleverstromung jedoch fehlen. Erneuerbare Energieträger außer der Wasserkraft kommen in den konventionellen Stromerzeugungsszenarien nicht zum Einsatz, da die vorliegenden Ausbaupläne so geringe Ziele vorgeben, dass sie im Stromerzeugungsmix keine Rolle spielen (500 Megawatt Erzeugungleistung bis 2010 für Windkraft (CEERS et al. 2006)).

Die Kernenergie wird in den Szenarien als Stromerzeugungsoption ebenfalls ausgeschlossen, obwohl der iranische Staat sie als notwendigen Pfeiler der künftigen Stromversorgung erachtet: Eine Notwendigkeit speist sich aus dem Ziel der iranischen Staatsführung, möglichst große Mengen an Erdgas inländisch einzusparen, um die Exportmengen zu steigern. Die Ausbauplanungen des Energieministeriums liegen bei 6000 bis 7000 Megawatt nuklearer Erzeugungleistung bis 2020, und bereits im Jahr 2010 sollen 1000 MW an das iranische Stromnetz angeschlossen werden (CEERS et al. 2006, EIA 2004a). Planungen bzw. Prognosen zur Gesamterzeugungleistung nennen einen Bedarf von insgesamt 90000 Megawatt Stromerzeugungleistung bis 2020. Damit läge der Anteil der Kernenergie am Kraftwerkpark bei weniger als zehn Prozent. Die Nutzung der Kernenergie in Iran zu friedlichen Zwecken wird von der internationalen Staatengemeinschaft akzeptiert, jedoch hat sie sich aufgrund der Dual-Use-Möglichkeiten der einzusetzenden Technologien (Nutzung der Kernenergie zu friedlichen und militärischen Zwecken) und des Beharrens der iranischen Regierung auf der inländischen Anreicherung von Uran zu einem internationalen Konflikt ausgeweitet, dessen Folgen bezüglich der Realisierung der Ausbaupläne nicht absehbar sind. Bei einer weiteren Verzögerung der Beilegung des Atomkonflikts erscheint die Einhaltung des Zwischenziels von 1000 Megawatt im Jahr 2010 ebenso fraglich wie das Erreichen der anvisierten Ausbaustufe von 6000 bis 7000 Megawatt im Jahr 2020. Der Bau des ersten iranischen Atomkraftwerks begann bereits Ende der 1970er Jahre und wurde seither nicht fertig gestellt. Aus diesen Gründen wird die Kernenergie in den Szenarien nicht berücksichtigt. Sollte sie tatsächlich absehbar zum Einsatz kommen, wäre es zielführend, dies in weiterführenden Szenarienarbeiten zu modellieren.

4.2.2 Gesamteinsatz von Erdgas versus Erdgasverbrauch der Sektoren

Die modellierten *Erdgasverbräuche* der Sektoren sind nicht identisch mit dem *Gesamteinsatz* an Erdgas. Zum Gesamteinsatz gehören folgende Verbräuche:

- Verbrauch in den Sektoren (die so genannte *marketed production*)
- Einpressung in Ölreservoirs zur Steigerung der Ölproduktion

- Verluste: Abfackelungen, Verlustgas bei Produktion (mit Eigenverbrauch), Leitungsverluste

In den Sektoren werden ca. 70 Prozent der Gesamtproduktion verbraucht, die Einpressung nimmt ungefähr ein Viertel in Anspruch, der Rest geht auf verschiedene Arten verloren (wobei Abfackelungen hier den größten Anteil haben) (OPEC 2005). Derzeit werden jährlich ca. 30 bis 35 Mrd. m³ Erdgas zur Einpressung genutzt (entspricht rund einem Viertel der Gesamtfördermenge) (MoE 2004, 2005). Eine starke Steigerung dieser Menge ist für die kommenden Jahre projektiert. Nach Plänen der NIOC (*National Iranian Oil Company*) soll sie auf über 80 Mrd. m³ im Jahr 2010 steigen (EeE 2005d) (Tab. 4-5). In den Szenarien wird eine Erdgasmenge für die Einpressung unterstellt, die drei Vierteln dieses Wertes entspricht (gerundet). Dies stimmt mit den Differenzen zwischen den früheren Planungen und den tatsächlich realisierten Mengen überein (EeE 2005d). Ausgehend von ca. 30 Mrd. m³ pro Jahr erfolgt damit eine sukzessive Erhöhung auf 60 Mrd. m³ nach 2010, die dann über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt. Gleichzeitig wird eine Reduzierung der Menge abgefackelten Gases sowie der oben genannten verschiedenen Verlustquellen unterstellt.

Tab. 4-5. Im 4. Fünfjahresplan eingeplante Gasmengen für die Einpressung in Ölquellen zur Ausbeutesteigerung.

	2005/6	2006/7	2007/8	2008/9	2009/10
Einpressung [m ³ /d]	113	158	177	213	228
in Mrd. m ³ /a	41,3	57,7	66,6	77,8	83,2

Quellen: EeE 2005d, eigene Berechnungen.

4.3 Referenzszenario Business as Usual BAU

Die Ergebnisse der Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* werden entlang der folgenden Parameter dargestellt:

- Endenergieverbrauch
- Primärenergieverbrauch
- Stromerzeugung und -verbrauch
- Energieträgerverbräuche
- Pro-Kopf-Verbräuche

Endenergieverbrauch. Im *Business-as-Usual*-Szenario wächst der Endenergieverbrauch mit dem Faktor 3,8 zwischen 2001 und 2050. Allein durch das sektoral unterschiedliche Verbrauchswachstum sinkt die Endenergieintensität um 15 Prozent: der Sektor *Haushalte und Gewerbe* wächst zwischen 2001 und 2050 (parallel zur Bevölkerung plus Wohlstandsfaktor)

auf das 2,8-fache, die Sektoren *Industrie*, *Landwirtschaft* und *Verkehr* sowie der *nicht-energetische Verbrauch* wachsen auf das 4,5-fache parallel zum Wirtschaftswachstum. Tab. 4-6 listet das Wachstum des Endenergieverbrauchs der unterschiedlichen Sektoren differenziert nach Energiearten auf. Diese Darstellung erfolgt exemplarisch für *Business as Usual*. Für die Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* werden endenergieseitig nur die Sektoren aufgeführt, jedoch ohne Differenzierung nach Energiearten.

Tab. 4-6. Wachstum des EEV nach Sektoren und getrennt nach Verwendungsarten im BAU-Szenario bis 2050.

	in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Verkehr		195	232	289	428	575	736	880
Wärme: Industrie, Landwirtschaft		162	194	241	357	480	614	734
Wärme: Haushalte und Gewerbe		244	292	363	449	531	613	684
Strom: Haushalte und Gewerbe		33	40	50	61	72	84	93
Strom: Industrie, Landwirtschaft		27	32	40	60	80	103	123
Nicht-energetischer Verbrauch		44	52	65	96	129	165	198
EEV gesamt		705	841	1048	1451	1867	2315	2712

Quelle: eigene Berechnungen.

Primärenergieverbrauch. Im Jahr 2001 verbrauchten sämtliche Sektoren zusammen 933 mboe, bis zum Jahr 2050 steigt der PEV auf 3291 mboe (Faktor 3,5) (zum Vergleich: das BIP wächst um das 4,5-fache). Die Energieintensität primärenergieseitig sinkt von 1,13 toe/1000 US\$ auf 0,88 toe/1000 US\$ (vgl. Deutschland: 0,18 toe/1000 US\$ (IEA 2005b)) um 22 Prozent. Auch ohne nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen findet also eine Steigerung der Gesamteffizienz statt, allein durch das unterschiedliche Wachstum der verschiedenen Sektoren. Der Primärenergieverbrauch im Verkehrsbereich steigt von knapp 215 mboe auf über 960 mboe, wogegen die Wärmebereitstellung weit weniger stark ansteigt – aufgrund des oben erläuterten unterschiedlichen sektoralen Wachstums (s. Tab. 4-7).

Tab. 4-7. Szenario *Business as Usual*. Energetische Kenndaten.

	in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Primärenergieverbrauch gesamt	933	1112	1386	1867	2347	2850	3291
P	Wärme	446	532	663	884	1108	1346	1555
E	Verkehr	213	254	317	469	630	807	965
V	Strom	226	269	335	409	467	516	555
	Nicht-energet. Verbrauch	48	57	71	106	142	181	217
	Steigerung PEV, Index	100	119	149	200	252	306	353
	PE-Intensität [toe/1000 US\$]	1,134	1,134	1,134	1,031	0,965	0,915	0,884
	Endenergieverbrauch gesamt	705	841	1048	1451	1867	2315	2712
E	Haushalte und Gewerbe	278	331	413	510	603	697	777
E	Verkehr	195	232	289	428	575	736	880
V	Industrie + Landwirtschaft	190	226	282	417	560	717	857
	Nicht-energ. Verbrauch	44	52	65	96	129	165	198
	EE-Intensität [toe/1000 US\$]	0,857	0,857	0,857	0,802	0,768	0,744	0,729
E	Stromnachfrage [TWh]	101	120	150	202	255	311	361
L	Stromerzeugung [TWh]	130	155	193	252	307	360	410
E	Anteil Strom am PEV [%]	24,2	24,2	24,2	21,9	19,9	18,1	16,9
K	Anteil Strom am EEV [%]	8,6	8,6	8,6	8,3	8,2	8,1	8,0
Pro	EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	11,9	13,9	16,7	19,6	22,7	25,6
Kopf	PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	15,7	18,4	21,5	24,6	27,9	31,1
	Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1703	1985	2327	2675	3045	3409
	Gesamt-Umwandlungseffizienz [%]	75,6	75,6	75,6	77,7	79,6	81,2	82,4
		2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050

PE: Primärenergie; EE: Endenergie. Quelle: eigene Berechnungen.

Stromerzeugung und -verbrauch. Der Gesamtwirkungsgrad der iranischen Stromerzeugung im Jahr 2050 in Szenario *Business as Usual* liegt mit knapp 39 Prozent um etwa die Hälfte über der des Jahres 2001 (26,8 Prozent). Dieser Wert resultiert aus den immer noch hohen Leitungsverlusten sowie des hohen Eigenverbrauchs der Kraftwerke. Der Stromverbrauch endenergie-seitig steigt auf das 3,6-fache von 100 TWh auf über 360 TWh, die erzeugte Menge von 130 TWh auf 410 TWh (Faktor 3,2).

Energieträgerverbräuche. Die Verbräuche der Energieträger Erdöl und Erdgas sowie die Stromerzeugung aus Wasserkraft werden modelliert. Im Jahr 2003 wird erstmals mehr Erdgas als Erdöl in Iran verbraucht. Dies ist der raschen Substitution von Erdöl in sämtlichen Sektoren (außer *Verkehr* und *nicht-energetischer Verbrauch*) geschuldet. Erdgas wird zum dominierenden Energieträger (vgl. Abb. 4-5). Der Erdölverbrauch steigt von 485 mb im Jahr 2001 auf 1100 mb im Jahr 2050 (Faktor 2,3), der Erdgasverbrauch von 440 mboe auf 2130 mboe (Faktor 4,9). Der Ausbau der Wasserkraft steigt auf das Achtfache des Wertes von 2001 (von 8 mboe/a auf 62 mboe/a).

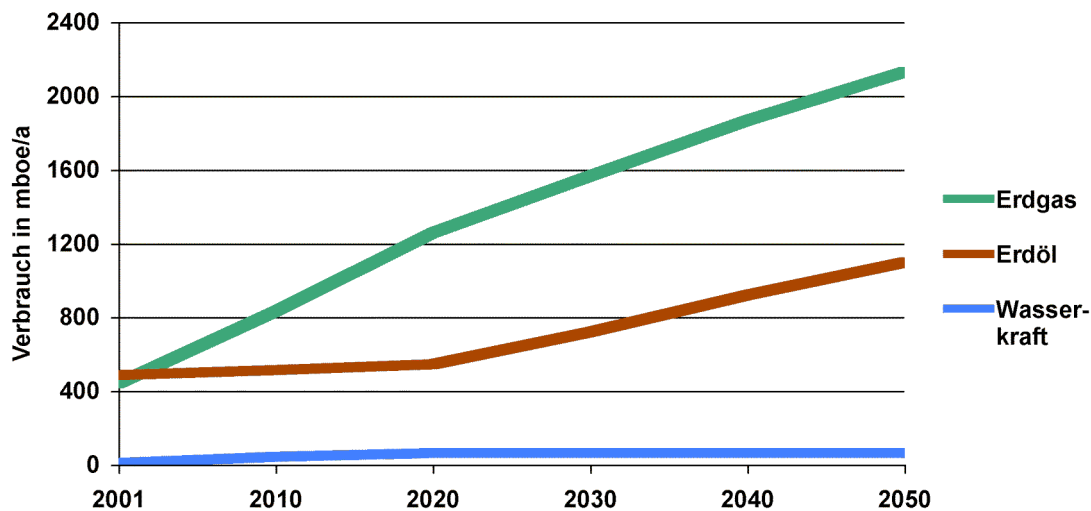


Abb. 4-5. Verbrauch an verschiedenen Energieträgern in Szenario *Business as Usual*.

Angaben in mboe/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Gesamtnutzungsgrad der iranischen Energieversorgung. Der energetische Gesamtnutzungsgrad (Verhältnis von EEV zu PEV) steigt von 76 Prozent (2001) auf 82 Prozent (2050).

Pro-Kopf-Verbräuche. Bedingt durch das Bevölkerungswachstum steigt der Energieverbrauch pro Einwohner weniger stark als der Gesamtenergieverbrauch. Aus dem Anstieg der Bevölkerungszahl von unter siebzig Millionen auf 105 Millionen Menschen errechnet sich eine Steigerung des EEV pro Kopf von 11 boe im Jahr 2001 auf 26 boe im Jahr 2050. Diese Tendenz zeigt sich auch beim Primärenergieverbrauch pro Kopf. Der bisher noch geringe und Entwicklungsländer typische jährliche Stromverbrauch pro Einwohner liegt bei 1500 kWh und erreicht 2050 einen Wert von 3409 kWh.

Fazit Szenario *Business as Usual*: Der Primärenergieverbrauch steigt bis 2050 auf das 3,5-fache stark an. Hierbei übernimmt Erdgas den größten Anteil der Energieversorgung. Die Primärenergieintensität sinkt leicht aufgrund des unterschiedlichen Wachstums der verschiedenen Sektoren.

4.4 Szenario Geringe Effizienz GE: mäßige Effizienzsteigerung

In Szenario *Geringe Effizienz GE* wird endenergieseitig eine geringe Effizienzsteigerung von 0,75 Prozent pro Jahr gegenüber *Business as Usual* über alle Sektoren angenommen. Das Wachstum des Sektors *Haushalte und Gewerbe* richtet sich nach dem Bevölkerungswachstum zuzüglich des Wohlstandsfaktors und abzüglich der Effizienzgewinne, wobei die letzteren beiden denselben Zahlenwert (mit anderen Vorzeichen) haben. Die Modellierung der Stromerzeugung erfolgt separat. Der Wert 0,75 Prozent resultiert aus dem Abgleich von Experteneinschätzungen und Plausibilitätsüberlegungen zur Energieeffizienz in Entwicklungsländern (Karbassi 2005, 2004) und liegt im Bereich der vom WEC (*World Energy Council, Weltenergieerat*) angegebenen Bandbreite im globalen Maßstab (WEC 2004).

Endenergieverbrauch. Der Endenergieverbrauch steigt zwischen 2001 und 2050 auf das 2,9-fache von 705 mboe auf 2021 mboe (vgl. Tab. 4-8). Wie in *BAU* wachsen die Sektoren *Industrie, Landwirtschaft, Verkehr* und *Nicht-energetischer Verbrauch* am stärksten. Wärme und Stromverbrauch wachsen deutlich weniger stark als *Verkehr*. Die Endenergieintensität sinkt um ein Drittel auf 0,543 toe/1000 US\$.

Tab. 4-8. Endenergieverbrauch in Szenario *Geringe Effizienz* nach Verwendungsarten.

in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	407	485	604	749	873	984	1056
Verkehr	195	232	289	398	497	591	656
Stromerzeugung	61	72	90	112	132	150	161
Nicht-energet. Verbrauch	44	52	65	89	112	133	148
EEV gesamt	705	841	1048	1349	1613	1858	2021

Angaben in mboe. Quelle: eigene Berechnungen.

Primärenergieverbrauch. Der PEV steigt um das 2,6-fache: wurden im Jahr 2001 gut 930 mboe verbraucht, sind es 2050 knapp 2400 mboe. Die Energieintensität primärenergieseitig sinkt um absolut 43 Prozent auf 0,64 toe/1000 US\$. Der Primärenergiebedarf für die Wärmebereitstellung steigt auf das 2,6-fache von etwa 445 mboe auf etwa 1160 mboe, womit dessen Wachstum zwischen dem des Verkehrssektors (3,4-facher Anstieg) und dem der Stromerzeugung (1,6-facher Anstieg) liegt. Die Daten sind in Tab. 4-9 zusammengefasst.

Tab. 4-9. Szenario *Geringe Effizienz*. Energetische Kenndaten.

		in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Primärenergieverbrauch gesamt		933	1112	1386	1726	1999	2249	2396
P	Wärme		446	532	663	821	957	1079	1158
E	Verkehr		213	254	317	436	545	648	720
V	Strom		226	269	335	371	374	375	357
	Nicht-energet. Verbrauch		48	57	71	98	123	146	162
	Steigerung PEV, Index		100	119	149	185	214	241	257
	PE-Intensität [toe/1000 US\$]		1,134	1,134	1,134	0,954	0,822	0,722	0,644
	Endenergieverbrauch gesamt		705	841	1048	1349	1613	1858	2021
E	Haushalte und Gewerbe		278	331	413	474	520	558	578
E	Verkehr		195	232	289	398	497	591	656
V	Industrie + Landwirtschaft		190	226	282	388	484	576	640
	Nicht-energ. Verbrauch		44	52	65	89	112	133	148
	EE-Intensität [toe/1000 US\$]		0,857	0,857	0,857	0,745	0,663	0,597	0,543
E	Stromnachfrage [TWh]		101	120	150	188	220	249	269
L	Stromerzeugung [TWh]		130	155	193	237	264	289	297
E	Anteil Strom am PEV [%]		24,2	24,2	24,2	21,5	18,7	16,7	14,9
K	Anteil Strom am EEV [%]		8,6	8,6	8,6	8,3	8,2	8,1	8,0
Pro	EEV pro Kopf [Barrel/cap]		10,5	11,9	13,9	15,6	16,9	18,2	19,1
Kopf	PEV pro Kopf [Barrel/cap]		13,9	15,7	18,4	19,9	21,0	22,0	22,7
	Stromverbrauch [kWh/cap]		1500	1703	1985	2163	2310	2443	2540
	Gesamt-Umwandlungseffizienz [%]		75,6	75,6	75,6	78,1	80,7	82,6	84,3
			2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050

PE: Primärenergie; EE: Endenergie. Quelle: eigene Berechnungen.

Stromerzeugung und -verbrauch. Der Stromverbrauch wächst mit dem Faktor 2,7 zwischen 2001 und 2050. Aufgrund der Effizienzsteigerungen entlang der gesamten Erzeugungs-, Transport- und Verteilungskette steigt der Primärenergiebedarf für den Stromsektor allerdings nur auf das 1,6-fache, von unter 230 mboe auf etwa 355 mboe. Die Gesamteffizienz der Strombereitstellung steigt sukzessive auf 45 Prozent. Der durchschnittliche Kraftwerkwirkungsgrad allein erreicht hierbei fünfzig Prozent. Im Jahr 2050 werden etwa 270 TWh verbraucht (2001: 101 TWh)

und etwa 300 TWh erzeugt (2001: 130 TWh). Der Anteil am PEV sinkt deutlich ab und liegt im Jahr 2050 bei unter 15 Prozent (vgl. Tab. 4-9).

Energieträgerverbräuche. Der Ölverbrauch steigt bis zum Ende des Betrachtungszeitraums mit dem Faktor 1,7, von 485 mb/a auf 820 mb/a, der Gasverbrauch um das 3,4-fache auf 1514 mboe/a (von 440 mboe/a). Der Ausbau der Wasserkraft steigt von Substitutionsvorgängen unberührt auf das Achtfache des Wertes von 2001 (von 8 mboe/a auf 62 mboe/a). Die Verbrauchsverläufe sind in Abb. 4-6 dargestellt.

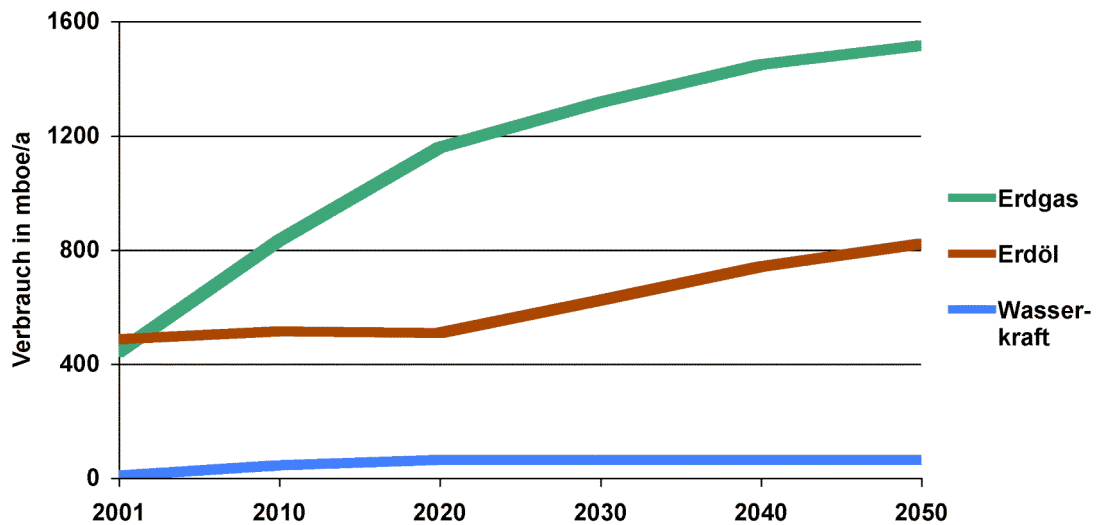


Abb. 4-6. Verbrauch an verschiedenen Energieträgern in Szenario *Geringe Effizienz*.

Angaben in mboe/a Quelle: eigene Berechnungen.

Gesamtnutzungsgrad der iranischen Energieversorgung. Der energetische Gesamtnutzungsgrad steigt auf 84 Prozent an, durch Effizienzsteigerungen im gesamten Energiesystem.

Pro-Kopf-Energieverbräuche. Der Endenergieverbrauch pro Einwohner steigt von 10,5 boe auf 19,1 boe, der PEV pro Kopf von 13,9 boe auf 22,7 boe. Der Stromverbrauch erreicht bei einem Wachstum mit dem Faktor 1,7 einen Wert von 2540 kWh pro Kopf.

Fazit Szenario *Geringe Effizienz*: Der Primärenergieverbrauch steigt im Zeitverlauf auf das 2,6-fache des Wertes von 2001 und bleibt damit deutlich unter dem PEV von Szenario *Business as Usual*. Die Primärenergieintensität im Jahr 2050 sinkt auf etwa die Hälfte des Wertes von 2001.

4.5 Szenario Hohe Effizienz HE: Ambitioniertes Effizienz- und Einsparscenario

Das Szenario *Hohe Effizienz HE* zeichnet sich durch ambitionierte angebots- und nachfrage-
seitige Effizienzsteigerungen aus, die innerhalb der Sektoren nach Endenergieträgern unter-
schiedlich modelliert wurden.²⁰

Effizienz im Bereich Verkehr. Der derzeitige Treibstoffverbrauch der iranischen PKW-Flotte liegt bei über 16 Litern pro 100 km (IFCO 2004). Daten über den Verbrauch der Gesamtflotte liegen nicht vor, nach Experteneinschätzungen sind aber die hohen Werte des PKW-Sektors tendenziell auf die Gesamtflotte übertragbar (Ashtari 2004). Eine Steigerung der Effizienz im Verkehrssektor um 75 Prozent bis 2050 erscheint möglich aus zwei Gründen:

- 1) im Vergleich zum Verbrauch der PKW-Flotte in Industrieländern verbrauchen die irani-
schen PKW rund doppelt so viel Treibstoff pro gefahrenem Kilometer, für eine fünfzig-
prozentige Steigerung der Effizienz sind also bereits heute die Voraussetzungen gegeben
- 2) im Verlauf fast eines halben Jahrhunderts sind durch neue Technologien sowie innova-
tive Mobilitätskonzepte weitere Effizienzsteigerungen möglich und zu erwarten

In Szenario *Hohe Effizienz* wird die Umsetzung dieser Effizienzpotenziale modelliert in Relati-
on zu *Business as Usual* (ohne Effizienzsteigerungen).

Effizienz im Bereich Wärme. Im Bereich der Wärmenutzung existieren in Iran große Effi-
zienzpotenziale (Majidzadeh 2004). Nach Experteneinschätzungen ist ein Einsparpotenzial von
75 Prozent verglichen mit der Entwicklung im Referenzfall *Business as Usual* möglich. Eine
Schätzung der iranischen Energieeffizienzorganisation SABA nennt als Einsparpotenzial etwa
50 Prozent des momentanen Energieverbrauchs, allerdings ohne Einführung von Passivhaus-
standards und anderen strukturellen Änderungen der herkömmlichen Bauweise (Karbassi 2005).

Effizienz im Bereich Stromerzeugung und -verbrauch. Angebotsseitig wird eine Steigerung
des Gesamtwirkungsgrads (Erzeugung, Leitung, Eigenverbrauch) von 26,8 Prozent auf ca. 50
Prozent modelliert. Der Wirkungsgrad des Kraftwerkparcs liegt dann bei 54 Prozent. Nachfra-
geseitig wird eine Effizienzsteigerung und somit eine Reduzierung der Nachfrage um 60 Pro-
zent bis 2050 im Vergleich zum Verbrauch in Szenario *Business as Usual* modelliert.

Effizienz im Bereich nicht-energetischer Verbrauch. Im Bereich des nicht-energetischen
Verbrauchs (Nutzung von Öl und Gas z. B. zur Düngemittel-, Plastik- und Medikamentenher-
stellung) sind weniger große Effizienzpotenziale zu realisieren, deshalb wird eine Steigerung
der Effizienz um 25 Prozent gegenüber *Business as Usual* bis 2050 angenommen.

Jährliche Effizienzsteigerungen. Im Zeitverlauf werden jährliche Effizienzgewinne model-
liert, die bis 2050 den oben genannten Gesamteffizienzgewinnen entsprechen. Die Gesamteffi-
zienzgewinne werden *im Vergleich zu Business as Usual* erzielt. Im Sektor *Verkehr* sowie im

²⁰ Dem *Energiesparen* wird in diesem Szenario große Bedeutung beigemessen.

Bereich *Wärme* beschreibt der Verlauf der jährlichen Effizienzwerte (prozentuale Effizienzsteigerungen) annähernd die Form einer Glockenkurve mit verschiedenen Phasen:

- 1) zu Beginn werden nur geringe Effizienzsteigerungen realisiert; entsprechende Maßnahmen laufen an, benötigen aber Zeit für die Marktdurchdringung (2011 – 2020)
- 2) die Folgephase ist geprägt von einer starken Steigerung der Effizienz; Maßnahmen greifen, von den verschiedenen Akteuren werden die Vorteile der Effizienzsteigerung erkannt und aktiv genutzt (2021 – 2040)
- 3) die letzte Phase zeigt eine Abnahme der jährlichen Effizienzsteigerungen; die größten Potenziale sind ausgeschöpft, Iran nähert sich in Struktur und Verbrauchsverhalten immer mehr einem Industrieland an (2041 – 2050)

Die Effizienzgewinne und Effekte durch Einsparen beim Stromverbrauch dagegen steigen von anfänglich 1,75 Prozent pro Jahr (bis 2020) auf konstant bleibende 2,5 Prozent pro Jahr an (2021 – 2050). Die Effizienzsteigerungen in der Bereitstellungskette (Gesamtnutzungsgrade) wurden bereits in Kap. 4.2.1 dargestellt. Der *nicht-energetische Verbrauch* erfährt eine gleich bleibende Effizienzsteigerung von 0,75 Prozent pro Jahr über den Betrachtungszeitraum. Abb. 4-7 verdeutlicht die unterschiedlichen Effizienzsteigerungen der einzelnen Sektoren.

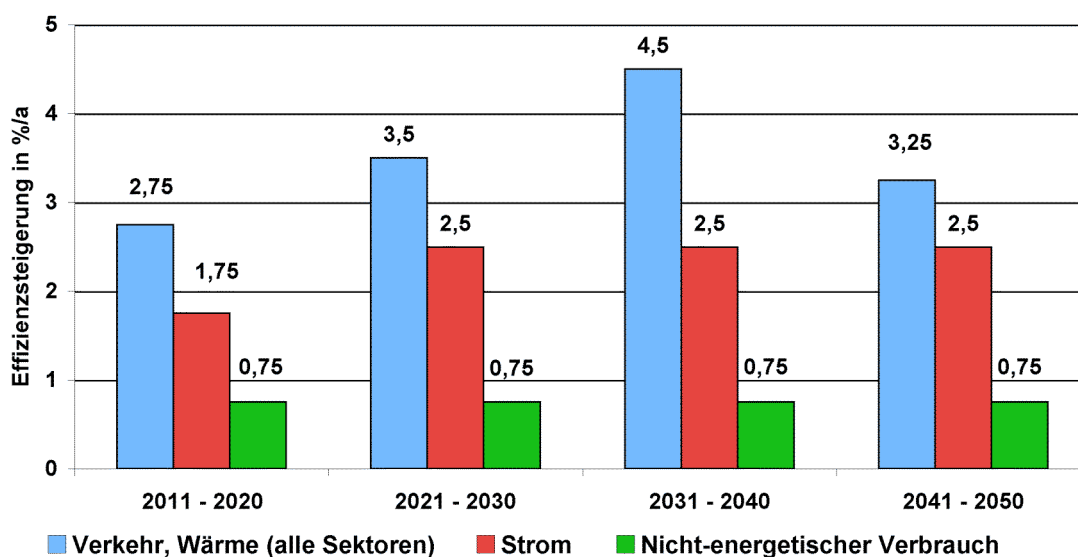


Abb. 4-7. Jährliche nachfrageseitige Effizienzsteigerungen in Szenario *Hohe Effizienz* gegenüber *Business as Usual*, nach Sektoren.

Angaben in Prozent.

Endenergieverbrauch. Der Endenergieverbrauch steigt in Szenario *Hohe Effizienz* um zehn Prozent (2001 – 2050). Das unterschiedliche sektorale Wachstum sowie die unterschiedlichen Effizienzsteigerungen führen zu einer starken Verschiebung der Anteile der Sektoren am EEV (Abb. 4-8): So nimmt der Anteil des Sektors *Nicht-energetischer Verbrauch* stark zu (von sechs auf 18 Prozent), wohingegen *Haushalte und Gewerbe* stark sinkt (von 39 auf 25 Prozent).

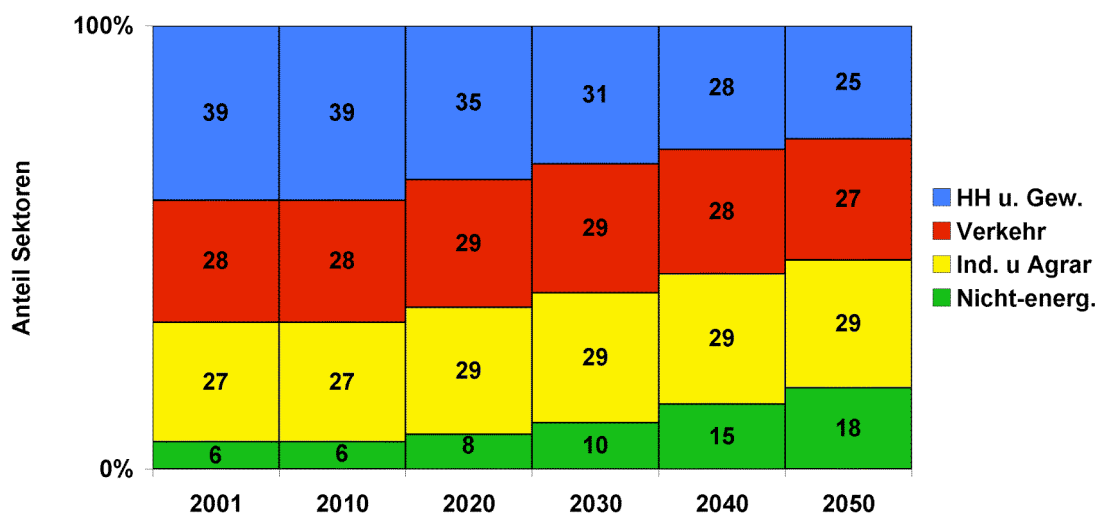


Abb. 4-8. Endenergieverbrauch in Szenario *Hohe Effizienz*: Anteile der Sektoren.

Angaben in Prozent. *Ind. u. Agrar*: Industrie und Landwirtschaft. Der Anteil des Sektors *Nicht-energetischer Verbrauch* (*Nicht-energ.*) nimmt stark zu, *Haushalte und Gewerbe* (*HH u. Gew.*) stark ab.

Während des Betrachtungszeitraums nimmt der EEV erst deutlich zu, und zwar so lange das Verbrauchswachstum noch stärker als die Effizienzgewinne sind, und nimmt ab etwa 2020 absolut ab (Tab. 4-10). Die Endenergieintensität sinkt von 0,86 auf 0,22 toe/1000 US\$ und damit um drei Viertel.

Tab. 4-10. Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Szenario *Hohe Effizienz*.

in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wärme	407	485	604	615	544	421	351
Verkehr	195	232	289	327	311	254	220
Stromverbrauch	61	72	90	102	101	96	87
Nicht-energ. Verbrauch	44	52	65	89	112	133	148
EEV gesamt	705	841	1048	1133	1068	904	806

Angaben in mboe/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Primärenergieverbrauch. Der PEV steigt er während des Betrachtungszeitraums vorübergehend stark an (Maximum von 1458 mboe im Jahr 2020), erreicht im Jahr 2050 aber fast wieder das Niveau von 2001 (Tab. 4-11). Die Energieintensität sinkt von 1,13 toe/1000 US\$ um drei Viertel auf 0,26 toe/1000 US\$. Der Primärenergieeinsatz für die Wärmebereitstellung sinkt um ca. fünfzehn Prozent, im Sektor *Verkehr* steigt er um gut zehn Prozent, wogegen der *nicht-energetische Verbrauch* um über zweihundert Prozent wächst.

Tab. 4-11. Szenario *Hohe Effizienz*. Energetische Kenndaten.

	in mboe/a	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Primärenergieverbrauch gesamt	933	1112	1386	1458	1326	1104	962
P	Wärme	446	532	663	674	597	462	385
E	Verkehr	213	254	317	359	341	279	241
V	Strom	226	269	335	328	265	218	174
	Nicht-energet. Verbrauch	48	57	71	98	122	146	162
	Steigerung PEV, Index	100	119	149	156	142	118	103
	PE-Intensität [toe/1000 US\$]	1,134	1,134	1,134	0,806	0,545	0,355	0,259
	Endenergieverbrauch gesamt	705	841	1048	1133	1068	904	806
E	Haushalte und Gewerbe	278	331	413	393	332	252	205
E	Verkehr	195	232	289	327	311	254	220
V	Industrie + Landwirtschaft	190	226	282	324	313	265	233
	Nicht-energ. Verbrauch	44	52	65	89	112	133	148
	EE-Intensität [toe/1000 US\$]	0,857	0,857	0,857	0,626	0,439	0,290	0,216
E	Stromnachfrage [TWh]	101	120	150	170	168	160	144
L	Stromerzeugung [TWh]	130	155	193	216	196	179	157
E	Anteil Strom am PEV [%]	24,2	24,2	24,2	22,5	20,0	19,7	18,1
K	Anteil Strom am EEV [%]	8,6	8,6	8,6	9,0	9,4	10,6	10,7
Pro	EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	11,9	13,9	13,1	11,2	8,9	7,6
Kopf	PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	15,7	18,4	16,8	13,9	10,8	9,1
	Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1703	1985	1960	1760	1564	1365
	Gesamt-Umwandlungseffizienz [%]	75,6	75,6	75,6	77,7	80,5	81,9	83,7
		2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050

PE: Primärenergie; EE: Endenergie. Quelle: eigene Berechnungen.

Stromerzeugung und –verbrauch. Der Stromverbrauch wächst um 40 Prozent zwischen 2001 und 2050 von 101 TWh (60,5 mboe) auf 144 TWh (86,5 mboe). Gegenläufig hierzu sinkt der Primärenergiebedarf für die Stromerzeugung deutlich von 226 mboe auf 174 mboe, obwohl auch die erzeugte Menge Strom deutlich ansteigt (auf 157 TWh im Jahr 2050). Dies ist den starken Effizienzsteigerungen entlang der gesamten Bereitstellungskette geschuldet. Der Gesamtwirkungsgrad erhöht sich auf ca. 50 Prozent, was fast einer Verdopplung im Vergleich zu

2001 entspricht (2001: 26,8 Prozent). Der Anteil der Stromerzeugung am PEV sinkt 18 Prozent (von 24 Prozent 2001).

Energieträgerverbräuche. Die starken Effizienzgewinne führen dazu, dass der jährliche Erdölverbrauch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf den 0,7-fachen Wert des Jahres 2001 sinkt, von 485 mb (2001) auf ca. 340 mb im Jahr 2050; der Erdgasverbrauch steigt hingegen von 440 mboe auf knapp 560 mboe und somit um 30 Prozent zwischen 2001 und 2050. Abb. 4-9 stellt diese unterschiedlichen Verläufe graphisch dar. Es ist jedoch zu beachten, dass in Szenario *Hohe Effizienz* der Erdgasverbrauch bis etwa zum Jahr 2020 noch stark steigt und dann das Maximum erreicht. Unter Zugrundlegung dieses Maximalwertes sinkt der absolute Erdgasverbrauch bis 2050 um ca. 40 Prozent.

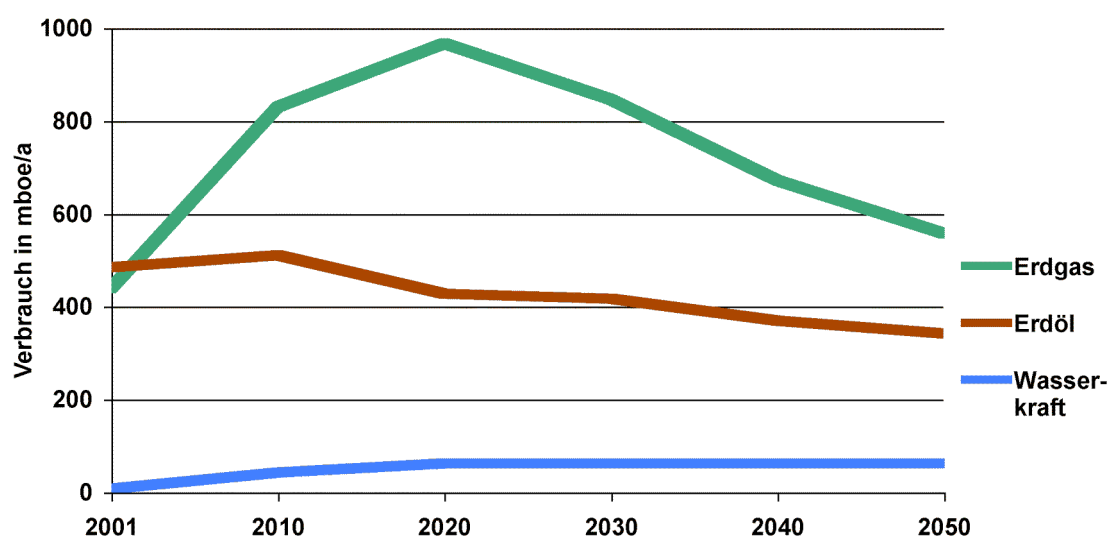


Abb. 4-9. Verbrauch verschiedener Energieträger in Szenario *Hohe Effizienz*.

Angaben in mboe/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Gesamtnutzungsgrad der iranischen Energieversorgung. Der energetische Gesamtnutzungsgrad steigt von 75,6 Prozent (2001) auf 83,7 Prozent im Jahr 2050.

Pro-Kopf-Verbräuche. Der Endenergieverbrauch pro Einwohner sinkt von 10,5 boe auf 7,6 boe, erreicht aber im Jahr 2010 ein Maximum in Höhe von 13,9 boe. Ausgehend von diesem Maximalwert wird im Szenario eine Senkung um ca. 45 Prozent bis zum Jahr 2050 erreicht. Der Primärenergieverbrauch sinkt von 13,9 boe (2005: 15,7 boe) auf 9,1 boe, das Maximum im Jahr 2010 liegt bei 18,4 boe. Im Vergleich zum Maximalwert beträgt der Verbrauch im Jahr 2050 nur noch 50 Prozent.

Vergleichbar sinkt der Bruttostromverbrauch pro Einwohner, allerdings nicht in solch ausgeprägter Weise: sind es 2001 noch 1500 kWh, liegt der Verbrauch im Jahr 2050 bei nur noch 1365 kWh pro Person. Bis zum Jahr 2015 steigen die Pro-Kopf-Verbräuche auch in Szenario *Hohe Effizienz* noch an. Unter Zugrundelegung dieses Maximalwertes in Höhe von 1988

kWh/cap sinkt der Pro-Kopf-Stromverbrauch bis 2050 um über 30 Prozent. Unter der eingangs getroffenen Annahme, dass Iran im Jahr 2050 mit einem Industrieland vergleichbar sein wird, können diese Verbrauchswerte verglichen werden. Der Bruttostromverbrauch pro Einwohner in Deutschland betrug im Jahr 2002 rund 6880 kWh und der Primärenergieverbrauch 30,3 boe (BMWi 2003).

Fazit Szenario Hohe Effizienz: Der Primärenergieverbrauch steigt bis zum Jahr 2020 an und sinkt anschließend auf ein Niveau, das in etwa dem des Jahres 2001 entspricht. Es kommt damit zu einer starken Entkopplung von Wirtschafts- und Energieverbrauchswachstum. Die hohen Effizienzsteigerungen (am höchsten im Verkehrssektor) führen zu einer deutlichen Senkung der Primärenergieintensität. Sämtliche Energieverbrauchswerte steigen mindestens bis zum Jahr 2010 deutlich an. Ausgehend von diesem Bezugsjahr sinken die Energieverbräuche prozentual bis 2050 deutlich stärker als zur Basis des Jahres 2001. Die ambitionierten Effizienzsteigerungen führen zu geringen Pro-Kopf-Verbrauchswerten.

4.6 Vergleichende Analyse der Szenarien BAU, GE und HE

Die Ergebnisse der Szenarien wurden in einem identischen Raster dargestellt. Nun erfolgt eine zusammenfassende Darstellung, um spezifische Unterschiede zu verdeutlichen.

4.6.1 Wachstum der Primärenergieverbräuche

Die Modellierung der Energieverbräuche erfolgte nicht in allen Sektoren parallel zum Wirtschaftswachstum. Deshalb unterscheidet sich auch im *Business-as-Usual*-Szenario das absolute Verbrauchswachstum vom Wirtschaftswachstum. Tab. 4-12 stellt Wirtschafts- und Primärenergieverbrauchswachstum indexiert vergleichend dar. Während über den Modellierungszeitraum der Index der wirtschaftlichen Gesamtleistung auf 453 steigt (das Basisjahr ist 2001), steigen die Indices der Primärenergieverbräuche der Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* auf 353, 257 bzw. 103. Der Maximalwert des Index' in Szenario *Hohe Effizienz* liegt (in 10-Jahres-Schritten) im Jahr 2020 bei 156.

Tab. 4-12. Wachstum der Primärenergieverbräuche der Szenarien BAU, GE und HE sowie wirtschaftliches Gesamtwachstum.

Index	2001	2005	2010	2020	2030	2040	2050
BIP	100	119	149	220	296	379	453
BAU	100	119	149	200	252	306	353
GE	100	119	149	185	214	241	257
HE	100	119	149	156	142	118	103

Darstellung mit Index. Quelle: eigene Berechnungen.

Die absoluten Verbräuche von Primärenergieträgern sind in Abb. 4-10 dargestellt. Deutlich wird auch in dieser Darstellung die starke Steigerung des Verbrauchs in Szenario *Business as Usual*. Der geringere Verbrauchsanstieg in Szenario *Hohe Effizienz* führt zu einem Maximalwert, im weiteren Verlauf sinkt der absolute Verbrauch unter den Wert des Jahres 2001.

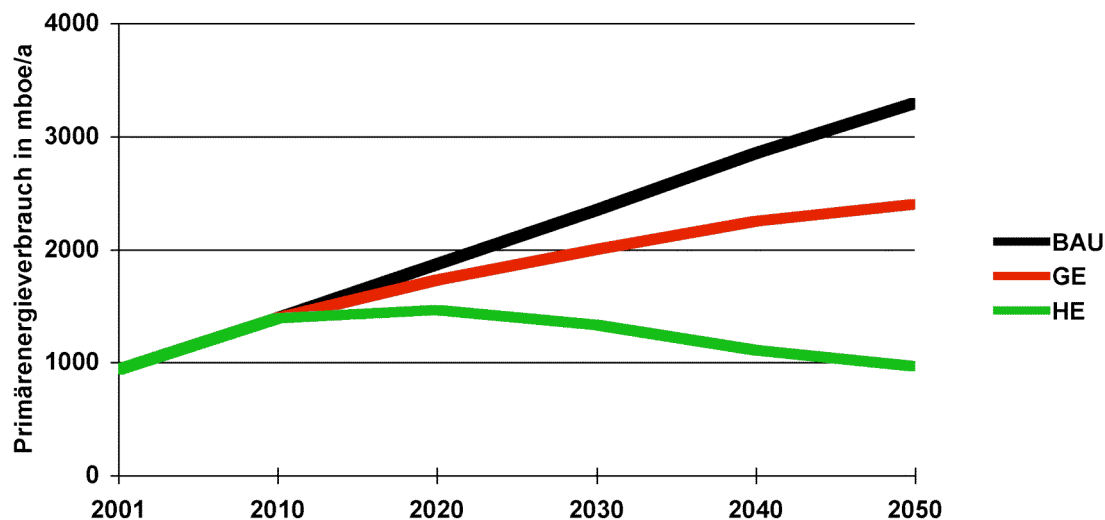


Abb. 4-10. Primärenergieverbräuche (absolut) in den Szenarien.

Angaben in mboe/a.

Wachstum der Erdölverbräuche. Die Erdölverbräuche entwickeln sich gemäß den allgemeinen Szenarioannahmen sehr unterschiedlich. Innerhalb des jeweiligen Szenarios folgen sie den sektoralen Wachstumsraten nicht synchron. Dies ist bedingt durch die angesprochenen Substitutionsdynamiken in den einzelnen Sektoren: Öl wird zunehmend durch Erdgas ersetzt. Dies führt zu einem unterproportionalen Anstieg des Ölverbrauchs (vgl. hierzu die Szenario spezifischen Darstellungen in den Kapiteln 4.3 – 4.5) und einem überproportionalen Anstieg des Erdgasverbrauchs im Vergleich zum Verbrauchswachstum der jeweiligen Sektoren. Abb. 4-11 stellt die Ölverbräuche vergleichend dar. Zwischen 2011 und 2014 geht der Ölverbrauch in Szenario *Geringe Effizienz* zurück. Dies resultiert daraus, dass die Substitutionsprozesse zu einer größeren Einsparung führen als das allgemeine Verbrauchswachstum an zusätzlichem Öl beansprucht.

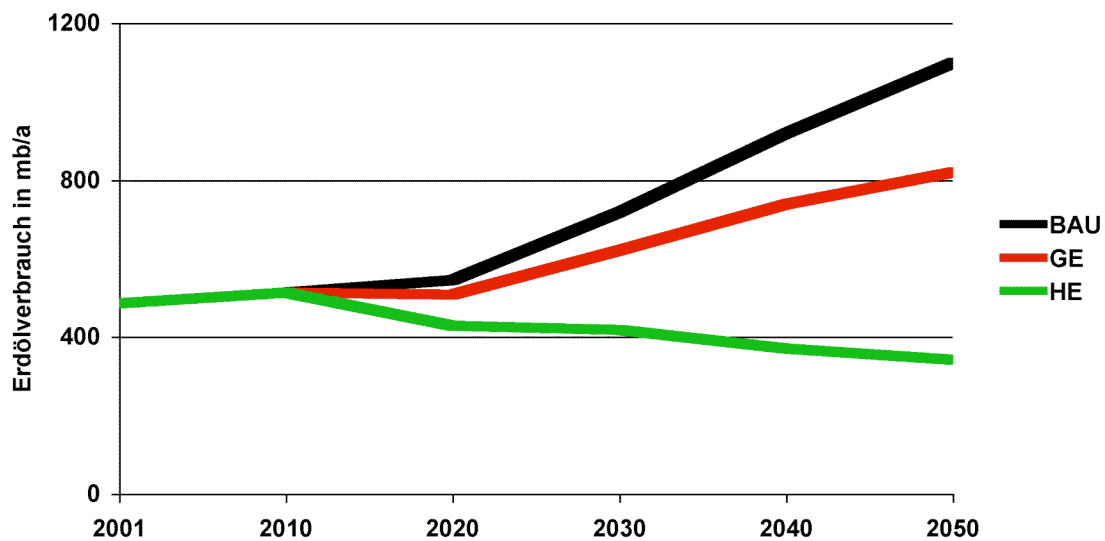


Abb. 4-11. Erdölverbräuche in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mb/a.

Wachstum der Erdgasverbräuche. Die Erdgasverbräuche sowie der Gesamteinsatz von Erdgas der jeweiligen Szenarien sind in Abb. 4-12 dargestellt. In allen drei Szenarien wächst der Bedarf an Erdgas stark, auch bedingt durch die Substitution von Erdöl durch Erdgas bei der Stromerzeugung sowie im Wärmebereich. Die Verluste durch Abfackelung und während des Transports und der Verteilung werden im Zeitverlauf deutlich reduziert, die eingepressten Mengen an Erdgas deutlich gesteigert (zur Steigerung der Ölproduktion bzw. um deren Absinken zu verlangsamen). Sowohl die Verluste als auch die Einpressungen sind in allen drei Szenarien gleich hoch.

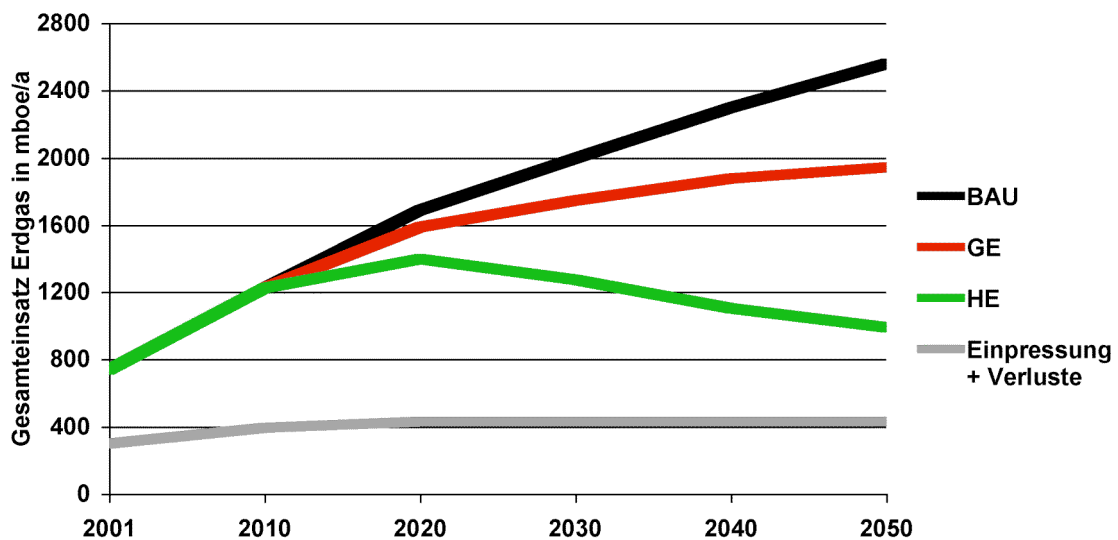


Abb. 4-12. Gesamteinsatz von Erdgas in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mboe/a. Dargestellt sind die Erdgasverbräuche der Szenarien sowie eingepresstes Erdgas + Verluste (in allen Szenarien identisch).

Senkung der Energieintensitäten. Die hohe Primärenergieintensität der iranischen Volkswirtschaft sinkt in allen drei Szenarien. Indexiert sinkt sie beginnend bei 100 (im Jahr 2001) in Szenario *Business as Usual BAU* auf 78, in Szenario *Geringe Effizienz* auf 57 und im Szenario *Hohe Effizienz* auf 23 bis 2050 (vgl. Tab. 4-13). Die gesamtwirtschaftliche Primärenergieintensität sinkt auch in Szenario *Business as Usual*, obwohl keine nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen angenommen wurden. Dies hat zwei Gründe: erstens steigt die Effizienz von Strom- und Erdgasbereitstellung, zweitens steigt der Energieverbrauch nicht aller Sektoren parallel zum Wirtschaftswachstum (sondern langsamer!); der Anteil derjenigen Sektoren steigt, die Energie effizienter nutzen, also *Verkehr* und *nicht-energetischer Verbrauch*.

Tab. 4-13. Primärenergieintensitäten in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Index	2001	2010	2020	2030	2040	2050
<i>BAU</i>	100	100	91	85	81	78
<i>GE</i>	100	100	84	72	64	57
<i>HE</i>	100	100	71	48	31	23

Darstellung mit Index. Quelle: eigene Berechnungen.

Pro-Kopf-Energieverbräuche. Die Energieverbräuche pro Einwohner entwickeln sich je nach Szenario sehr unterschiedlich. Während sie in Szenario *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* stark bzw. moderat wachsen, sinken sie in Szenario *Hohe Effizienz* nach dem Erreichen eines Maximalwerts (2015) ab. Unter Zugrundelegung des Maximalverbrauchs im Jahr 2015 in Szenario *Hohe Effizienz* sinkt der Bruttostromverbrauch um 30 Prozent.

Tab. 4-14. Zusammenfassende Darstellung der Energieverbräuche pro Kopf in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben pro Kopf	2001	2010	2020	2030	2040	2050
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	16,7	19,6	22,7	25,6
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	21,5	24,6	27,9	31,1
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	2327	2675	3045	3409
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	15,6	16,9	18,2	19,1
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	19,9	21,0	22,0	22,7
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	2163	2310	2443	2540
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	13,1	11,2	8,9	7,6
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	16,8	13,9	10,8	9,1
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	1960	1760	1564	1365

Quelle: eigene Berechnungen.

Energetische Gesamtnutzungsgrade der iranischen Volkswirtschaft. In sämtlichen Szenarien steigen die energetischen Gesamtnutzungsgrade (EGN, Verhältnis von EEV zu PEV) von ursprünglich 75,6 Prozent im Jahr 2001 deutlich an. Auf eine contra-intuitive Entwicklung sei eingegangen: Erwartungsgemäß hätte der EGN in Szenario *Hohe Effizienz* aufgrund der starken Effizienzsteigerungen den höchsten Wert. Dies ist jedoch nicht der Fall: er liegt bei 83,7 Prozent und damit *unter* dem EGN von Szenario *Geringe Effizienz*, der einen Wert von 84,3 Prozent erreicht. Die Erklärung leitet sich aus den unterschiedlichen Anteilen von Wärme- und Stromnachfrage ab: der Anteil von Strom am Gesamtenergieverbrauch ist in Szenario *Hohe Effizienz* höher als in Szenario *Geringe Effizienz*, und die Bereitstellung von Strom ist mit höheren Umwandlungsverlusten (von der Primärenergie zur Endenergie) als die Wärmebereitstellung behaftet.

4.6.2 Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch

Die Gesamteffizienz der Strombereitstellung steigt in allen Szenarien laut Annahmen (siehe Kap. 4.2.1). Durch die Senkung der Leitungs- und Verteilungsverluste sowie des Eigenverbrauchs der Kraftwerke wird die Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Strommenge kontinuierlich geringer (vgl. Abb. 4-13).

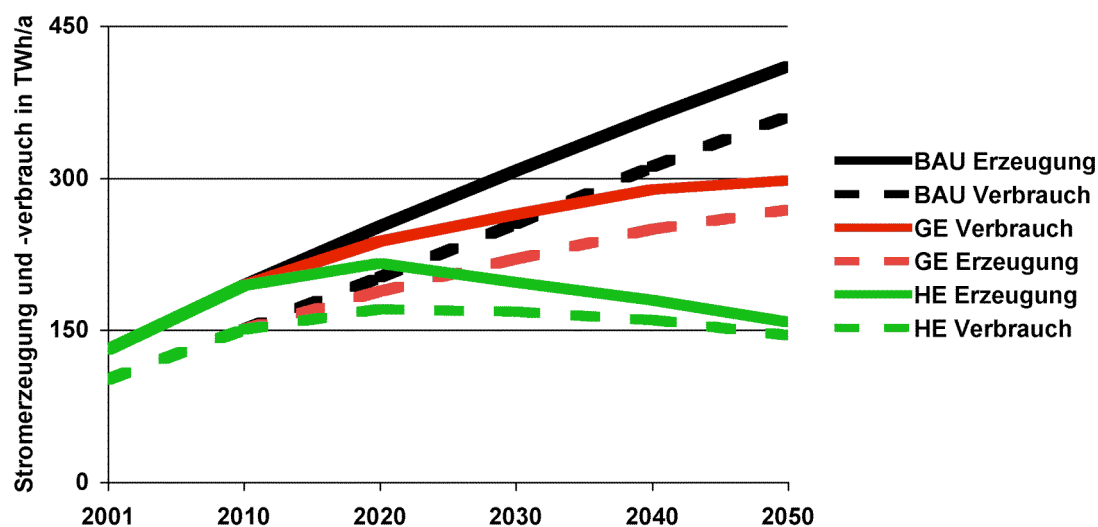


Abb. 4-13. Stromerzeugung und -verbrauch in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in TWh/a. Differenz der Werte von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der jeweiligen Szenarien: Verluste durch Eigenverbrauch der Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilungsverluste. Quelle: eigene Berechnungen.

Die Anteile der Stromerzeugung am Primärenergieverbrauch sind vergleichend in Abb. 4-14 dargestellt. Endenergieseitig ist der *relative* Anteil des Stromverbrauchs der Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* identisch, weil die Sektoren innerhalb dieser beiden Szenarien jeweils im selben Verhältnis zueinander wachsen. Der Unterschied zwischen *BAU* und *GE* ist lediglich, dass ein endenergieseitiger Effizienzgewinn von 0,75 Prozent in *GE* (gegenüber *BAU*)

angenommen wurde – und zwar wiederum in allen Sektoren in gleicher Weise. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Erzeugung bzw. die Gesamtnutzungsgrade der Strombereitstellung wirken sich nur auf den PEV aus, weswegen die Anteile am PEV auch zwischen *BAU* und *GE* differieren.

Während die Anteile der Stromerzeugung an den Primärenergieverbräuchen in allen Szenarien bedingt durch die zunehmenden Effizienzsteigerungen im Erzeugungsbereich sinken, zeigt sich beim Endenergieverbrauch in Szenario *Hohe Effizienz* eine entgegen gesetzte Tendenz: der Anteil am EEV steigt, weil die nachfrageseitig erzielten Effizienzgewinne geringer sind als in den anderen Sektoren bzw. bei den anderen Energieverwendungsarten (Wärme, Verkehr), vergleiche hierzu Kap. 4.5.

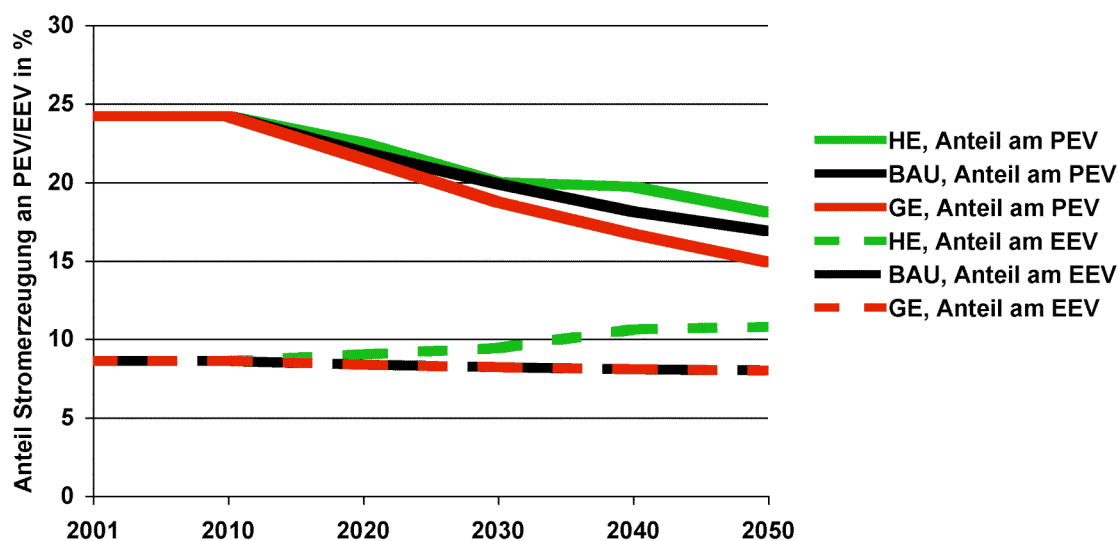


Abb. 4-14. Anteil der Strombereitstellung am Primär- und Endenergieverbrauch in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in Prozent.

4.6.3 Entwicklung der Stromerzeugungsleistung

Der wachsende Stromverbrauch in Iran muss durch den Zubau von Erzeugungskapazitäten gedeckt werden. Abhängig von den jeweiligen Verbrauchssteigerungen werden für jedes Szenario Erweiterungen des Kraftwerkparks modelliert. Von Bedeutung bei deren Berechnung sind die Volllaststunden (VLS) pro Jahr, also die Anzahl an Stunden, die ein Kraftwerk rein rechnerisch mit einhundert Prozent seiner Leistung pro Jahr betrieben wird. Dies ist relevant für die Einsatzart eines Kraftwerks, ob als Grund-, Mittel- oder Spitzenlastkraftwerk.²¹ Die VLS errechnen sich aus dem Quotienten der erzeugten Menge Strom und der installierten Gesamtkapazität des

²¹ Grundlast bezeichnet den konstanten elektrischen Leistungsbedarf über die gesamte Tageslänge, also rund um die Uhr. Mittellast ist der über die Grundlast hinausgehende unregelmäßige Leistungsbedarf im Tagesverlauf. Spitzenlast kennzeichnet kurzfristigen hohen Leistungsbedarf.

Kraftwerksparks. Für die Berechnungen werden die Daten für 2001 zugrunde gelegt: Aus der Größe des Kraftwerksparks von 28,9 Gigawatt und der erzeugten Menge Strom in Höhe von 130 TWh errechnen sich ca. 4500 VLS pro Jahr (MoE 2004). Dieser Wert liegt im Bereich der Angaben der IEA (4630 VLS im Jahr 2003, 4560 VLS im Jahr 2030) sowie den Daten von Tavanir (4370 VLS für das Jahr 2002) (IEA 2005a, Tavanir 2003). Die jährlichen VLS der Stromerzeugung aus Wasserkraft sind in Iran deutlich geringer als bei der fossil befeuerten.

Die Berechnung der erforderlichen Gesamterzeugungskapazität führt zu den in Abb. 4-15 gezeigten Ergebnissen. In Szenario *Business as Usual* werden für die Produktion von 410 TWh Strom im Jahr 2050 gut 90 Gigawatt an Erzeugungskapazitäten benötigt; in Szenario *Geringe Effizienz* müssen nur etwa 65 Gigawatt an Kapazitäten errichtet werden. Da in Szenario *Hohe Effizienz* am wenigsten Strom produziert wird, steigt der Bedarf an Erzeugungsleistung zwischenzeitlich zwar auf ca. 48 Gigawatt an (im Jahr 2020), sinkt bis 2050 jedoch auf 35 Gigawatt ab. Die Beschreitung eines Verbrauchspfades, der dem Szenario *Hohe Effizienz* entspricht, führt also zu einer erheblich geringeren Größe des Kraftwerksparks von nur gut einem Drittel der in Szenario *Business as Usual* benötigten Erzeugungsleistung.

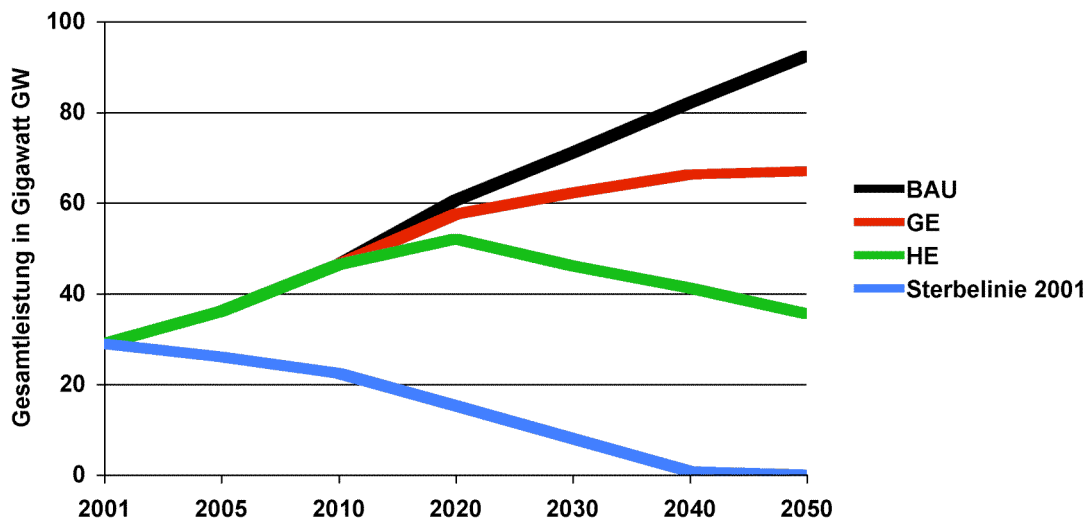


Abb. 4-15. Stromsektor: Sterbelinie und Gesamterzeugungsleistung, alle Szenarien.

Angaben in Gigawatt Erzeugungsleistung. Bei steigendem Strombedarf müssen nicht nur zusätzliche (also additive) Erzeugungskapazitäten errichtet, sondern auch von Netz gehende Kraftwerke ersetzt werden (also Aufbau substitutiver Kapazitäten). Quellen: eigene Berechnungen, Tavanir 2003, MoE 2004.

Kraftwerkzubau und Ersatzbedarf – Einführung einer Sterbelinie. Bei einer Vergrößerung des Kraftwerksparks müssen erstens Kraftwerke neu gebaut werden, um die steigende Stromnachfrage zu decken, zweitens die außer Betrieb genommenen Kapazitäten ersetzt werden. Daher gilt:

$$\text{Gesamtbedarf an Kraftwerken} = \text{Ersatzbedarf (substitutiv)} + \text{Erweiterungsbedarf (additiv)}$$

Der notwendige Ersatzbedarf kann mit Hilfe einer so genannten Kraftwerksterbelinie bestimmt werden. Eine Sterbelinie zeichnet den Verlauf von (sinkender) Kraftwerkskapazität ab einem bestimmten Bezugsjahr nach. Der Modellierung einer Sterbelinie für den iranischen Kraftwerkspark liegen wegen fehlender Datensätze folgende Annahmen zugrunde: die Lebensdauer von Kraftwerken beträgt vierzig Jahre, wie dies für entsprechende Kraftwerke üblich ist; der Aufbau von Erzeugungsleistung in Iran erfolgte in den vergangenen vierzig Jahren (bis 2001) annähernd linear. Die erste Annahme bedeutet, dass innerhalb von vierzig Jahren der Kraftwerkspark ein Mal komplett ausgetauscht wird. Beginnend im Jahr 2001 wird die in diesem Jahr vorhandene Gesamterzeugungskapazität innerhalb von vierzig Jahren auf Null reduziert wird: Spätestens im Jahr 2041 sind sämtliche Kraftwerke, die im Jahr 2001 in Betrieb waren, außer Betrieb und ersetzt. Zwischen 2041 und 2050 werden dann die zwischen 2001 und 2010 in Betrieb genommenen Kraftwerke durch neue ersetzt. Die Sterbelinie ist in Abb. 4-15 dargestellt.

Fazit Vergleich von BAU, GE und HE: Der direkte Vergleich verdeutlicht die großen Auswirkungen verschiedener Entkopplungsgrade von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. Nur in Szenario *Hohe Effizienz* kommt es zu einem Absinken des Primärenergieverbrauchs, die anderen beiden Szenarien hingegen zeichnen sich durch starkes (Szenario *GE*) bzw. sehr starkes (Szenario *BAU*) Verbrauchswachstum aus. Beim Stromverbrauch haben Effizienzsteigerungen im Nachfragebereich deutlich verringerten Kraftwerkerweiterungsbedarf zur Folge.

4.7 Reference Scenario der IEA: Vergleich mit Business as Usual

Die Internationale Energieagentur veröffentlichte im Jahr 2005 Szenarien für Länder der Region Persischer Golf (IEA 2005a). Das entsprechende *Reference Scenario* für Iran soll im Folgenden mit Szenario *Business as Usual* vergleichend analysiert werden, um die unterschiedlichen Szenarioannahmen von Referenzentwicklungen zu verdeutlichen.²²

Der Zeithorizont des IEA-Szenarios reicht bis 2030, das Basisjahr ist 2003. Die Annahmen zum Wirtschaftswachstum Irans ähneln denen in der vorliegenden Arbeit angenommenen: von 2003 bis 2010 wächst das BIP laut IEA um 4,5 Prozent pro Jahr, zwischen 2010 und 2020 um 3,4 Prozent und zwischen 2020 und 2030 um 3,0 Prozent. Vergleichsdaten zur Entwicklung des Energieverbrauchs sind in Tab. 4-15 dargestellt.

Das Wachstum des PEV bleibt mit jährlich 3,4 Prozent zwischen 2003 und 2010 hinter dem Wirtschaftswachstum zurück; es schwächt sich anschließend auf 2,7 Prozent ab. Im Jahr 2030 erreicht der PEV 1990 mboe. Das stärkste Wachstum findet in den Sektoren *Verkehr* und *Stromerzeugung* statt, weswegen diesen beiden verstärkt Aufmerksamkeit gewidmet wird. Der Primärenergiemix im IEA-Szenario enthält ab 2010 Atomenergie; erneuerbare Energieträger erlangen außer großer Wasserkraft nur geringe Bedeutung. Erneuerbare insgesamt tragen jedoch mehr zur Stromversorgung bei als Kernenergie.

²² Das Szenario der IEA entspricht bezüglich des Primärenergieverbrauchs jedoch mehr dem Szenario *Geringe Effizienz*, weswegen in Kap. 5.5.5 das Szenario *Geringe Effizienz* mit dem IEA-Szenario verglichen wird, um die ökonomischen Konsequenzen stark unterschiedlicher Versorgungsanteile von Erdöl und Erdgas in der zu quantifizieren.

Der deutlichste Unterschied zwischen dem *Reference Scenario* (IEA) und *Business as Usual* ist der höhere Primärenergieverbrauch in letzterem mit zugleich deutlich geringerem Anteil der Stromerzeugung. Die Erklärung speist sich aus einem höheren Ausgangswert der Stromerzeugung (im Jahr 2003) sowie dem stärkeren Wachstum des Stromsektors im *Reference Scenario*. Im Gegensatz dazu liegen die Verbrauchswerte im Sektor *Verkehr* deutlich unter dem Szenario *Business as Usual*.

Tab. 4-15. Energieverbräuche im Jahr 2030 in *Reference Scenario* (IEA) und im Szenario *Business as Usual*.

	in mboe	<i>Ref. Sc.</i>	<i>BAU</i>
PEV		1990	2346
EEV		1517	1867
Verkehr		476	630
Energieeinsatz Strom (bei IEA mit Wasserentsalzung)		484	467
Stromerzeugung [TWh]		359	307
Anteil Strom (bei IEA mit Wasserentsalzung) am PEV [%]		24,3	19,9
Gesamtnutzungsgrad (EEV zu PEV) [%]		76	79,6
Öleinsatz		814	718
Erdgasaufkommen		1092	1566

Quellen: IEA 2005a, eigene Berechnungen.

Stromerzeugung. Die Stromerzeugung im *Reference Scenario* beträgt 2003 gut 150 TWh, im Jahr 2030 dann 360 TWh und ist somit der am stärksten wachsende Sektor. Von anfänglich 4,9 Prozent Jahreswachstum (2003 – 2010) sinkt das Stromerzeugungswachstum bis 2030 so weit ab, dass über den gesamten Betrachtungszeitraum eine jährliche Steigerung von 3,2 Prozent resultiert. Der Anteil von Erdöl in der Stromerzeugung steigt leicht an. Im Gegensatz dazu wächst in Szenario *Business as Usual* die Stromerzeugung parallel zum BIP bis 2010 und erfährt sodann je nach Sektor unterschiedliche Wachstumsdynamiken, die in Summe unter dem Wachstum des *Reference Scenario* liegen. Der Anteil der Stromerzeugung am Primärenergieverbrauch liegt im *BAU*-Szenario erwartungsgemäß niedriger (vgl. Tab. 3-1).

Verkehr. Im Szenario der IEA wächst der Verkehrssektor über den Betrachtungszeitraum von 2003 bis 2030 um durchschnittlich 2,8 Prozent pro Jahr. Zu Beginn beträgt das Wachstum jährlich knapp sechs Prozent. In *BAU* hingegen gehört der Verkehrssektor zu den am stärksten wachsenden Bereichen der iranischen Wirtschaft.

Einsatz von Erdöl und Erdgas. Der Öleinsatz nimmt 2030 im IEA-Szenario größere Werte an, obwohl das Wachstum im Verkehrssektor geringer ist als in *Business as Usual*. Die Gründe sind in den anderen Sektoren zu finden, in denen sämtlich ansteigende Mengen an Erdöl verbraucht werden. In Szenario *BAU* hingegen wird dort eine Reduzierung des Erdöleinsatzes modelliert. Umgekehrt verlaufen die Entwicklungen beim Erdgaseinsatz: dieser liegt in Szenario *BAU* sehr weit über dem Wert des IEA-Szenarios, weil das eingesparte Erdöl durch Erdgas ersetzt wird und außerdem der absolute Verbrauch in *BAU* höher ist: der Erdgasverbrauch in *BAU* wächst zwischen 2003 und 2030 um jährlich 4,5 Prozent, im *Reference Scenario* um 3,0 Prozent über den selben Zeitraum.

Energetischer Gesamtnutzungsgrad. Das starke Wachstum des Stromsektors, der strukturbedingt große Umwandlungsverluste zeigt, führt im *Reference Scenario* zu einem geringeren Gesamtnutzungsgrad (76 Prozent) als in *Business as Usual* (80 Prozent).

Fazit: Der zentrale Antrieb der beschriebenen Verbrauchsentwicklung des IEA-Szenarios ist die vollständige Reduktion aller Energiesubventionen bis zum Jahr 2015. Ein ähnlicher Subventionsabbau wird auch in den Szenarien *Geringe Effizienz* (dort als Hauptinstrument) und *Hohe Effizienz* (dort als Instrument neben zahlreichen anderen) vorgenommen, jedoch über einen längeren Zeitraum (bis längstens 2023). Ein rascher Abbau aller Energiesubventionen ist unter den derzeitigen politischen Gegebenheiten als wenig wahrscheinlich einzustufen. Die Bestrebungen der iranischen Regierung, so viel Erdöl wie möglich aus dem heimischen Verbrauch zur Steigerung des Exportanteils zu lösen, ist im IEA-Szenario nur teilweise umgesetzt. Zwar sinkt der relative Anteil von Erdöl bzw. Erdölprodukten in den Sektoren endenergieseitig, absolut steigt er jedoch deutlich an, im Sektor *Industrie* um dreißig Prozent und in den Sektoren *Haushalte und Gewerbe* und *Landwirtschaft* um zwanzig Prozent. In der Stromerzeugung nimmt der Öleinsatz zu und liegt im Jahr 2030 etwa acht Prozent über dem Ausgangswert des Jahres 2003. Im Gegensatz dazu wird in der vorliegenden Arbeit in den genannten Sektoren die Substitution von Erdöl modelliert.

5 Ökonomische und technische Implikationen der Energieverbrauchsentwicklung

Nach der Darstellung der Szenarien zum Energieverbrauch in Kap. 4 widmet sich Kap. 5 den ökonomischen Konsequenzen, die aus den verschiedenen Energieverbrauchspfaden resultieren: Einleitend erfolgt eine Literaturanalyse zu Verbrauchsentwicklungen, die sodann mit den Szenarien der vorliegenden Arbeit verglichen werden. Der Schwerpunkt liegt auf der Darstellung des so genannten Äquivalenzpunktes, an dem die inländische Produktion von Erdöl und Erdgas gleich hoch ist wie der inländische Verbrauch, und nach dessen Durchschreiten Iran zum Nettoimporteur werden wird. Ausgehend von dieser Basis erfolgt die detaillierte Analyse folgender Aspekte:

- Quantifizierung der Einsparung von Erdöl und Erdgas in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* gegenüber *Business as Usual*
- Kostenstrukturen der Primärenergiebereitstellung
- Spezifische Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen (technische Optionen)
- Entwicklung von Deviseneinnahmen bzw. -gewinnen in den Verbrauchsszenarien drei Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*

Das Kapitel schließt mit der Absicherung der Ergebnisse durch die Formulierung robuster Entwicklungen.

5.1 Äquivalenzpunkte von Erdöl und Erdgas

Ein in Iran kontrovers diskutierter Aspekt ist die Entwicklung der Energieverbräuche in Relation zur möglichen heimischen Produktion fossiler Energieträger. Bedeutsam ist der Zeitpunkt, an dem heimische Energieproduktion und heimischer Energieverbrauch das gleiche Volumen erreichen, der *Äquivalenzpunkt*, ab dem Iran zum Netto-Importeur von Erdöl und Erdgas werden wird. Für das Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunkts liegen verschiedene Berechnungen vor: Laut *Energy Information Administration* (nach Karbassi 2005) erreicht Iran den Äquivalenzpunkt für Erdöl vor 2020 trotz der angenommenen drastischen Steigerung der Ölproduktion. Die Produktionsannahmen sind jedoch als wenig realistisch zu bewerten (siehe auch Kap. 3.5.1), ebenso das exponentielle Verbrauchswachstum (Abb. 5-1).

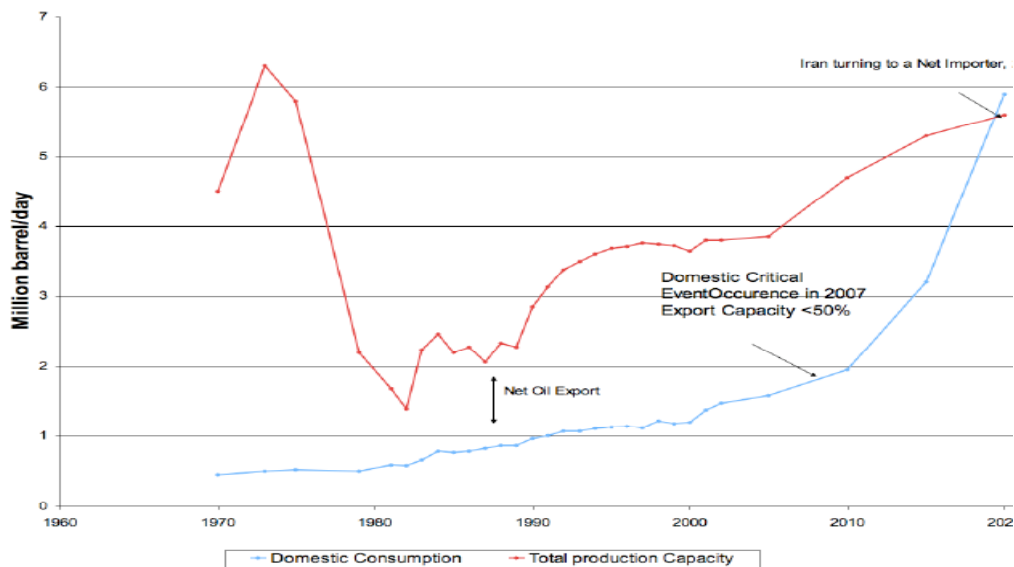


Abb. 5-1. Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunkts nach EIA.

Angaben in mb/d. Der inländische Verbrauch übersteigt die inländische Produktion vor 2020. Quelle: EIA, nach Karbassi 2005.

Mazraati und Amirmoeini sehen den Erdöl-Äquivalenzpunkt ebenfalls vor 2020 erreicht, allerdings bei stark sinkender Ölproduktion und gleichzeitig weniger starkem Verbrauchswachstum als EIA, siehe hierzu Abb. 5-2 (Mazraati/Amirmoeini 2002).

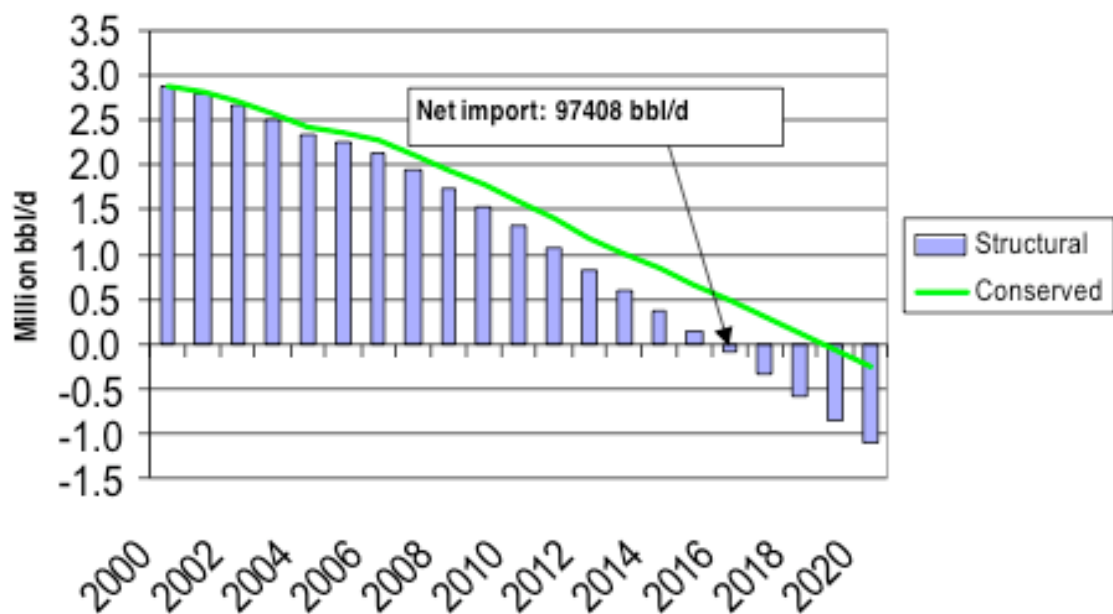


Abb. 5-2. Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunkts nach Mazraati und Amirmoeini.

Angaben in mb/d. Nach 2016 besteht in diesem Modell Importbedarf. Quelle: Mazraati/Amirmoeini 2002.

Die höher aufgelösten Szenarien der vorliegenden Arbeit zeigen im Vergleich zu den dargestellten Entwicklungen nach Mazraati und EIA deutlich in die Zukunft verschobene Äquivalenzpunkte für Erdöl (vgl. Abb. 5-3). Erwartungsgemäß wird dieser Punkt in Szenario *Business as Usual* am frühesten erreicht, im Jahr 2036. In Szenario *Geringe Effizienz* liegt er im Jahr 2041. Allein in Szenario *Hohe Effizienz* bleibt der Ölverbrauch auch im Jahr 2050 unterhalb der noch möglichen Produktion.

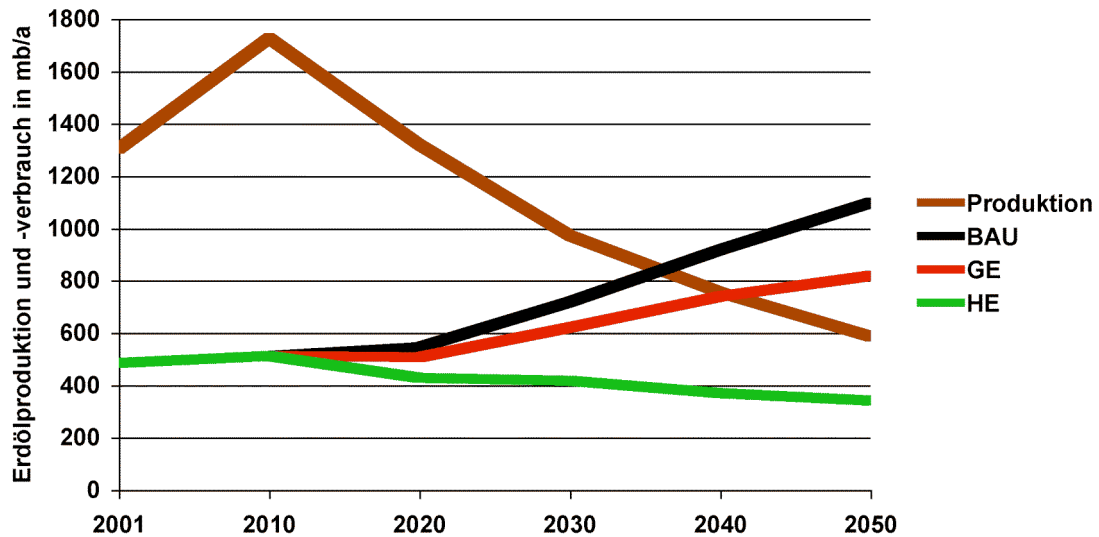


Abb. 5-3. Erreichen der Erdöl-Äquivalenzpunkte in den Szenarien *BAU*, *GE* und *HE*.

Angaben in mb/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Für Erdgas existieren bisher keine Abschätzungen eines Äquivalenzpunktes. In den Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* wird der Schnittpunkt von Produktions- und Verbrauchskurve bereits im Jahr 2040 bzw. 2043 erreicht, und zwar trotz einer Verdreifachung der Produktion (Abb. 5-4). In Szenario *Hohe Effizienz* sinkt der absolute Erdgasverbrauch langfristig, der Äquivalenzpunkt wird deshalb wesentlich später als 2050 eintreten.

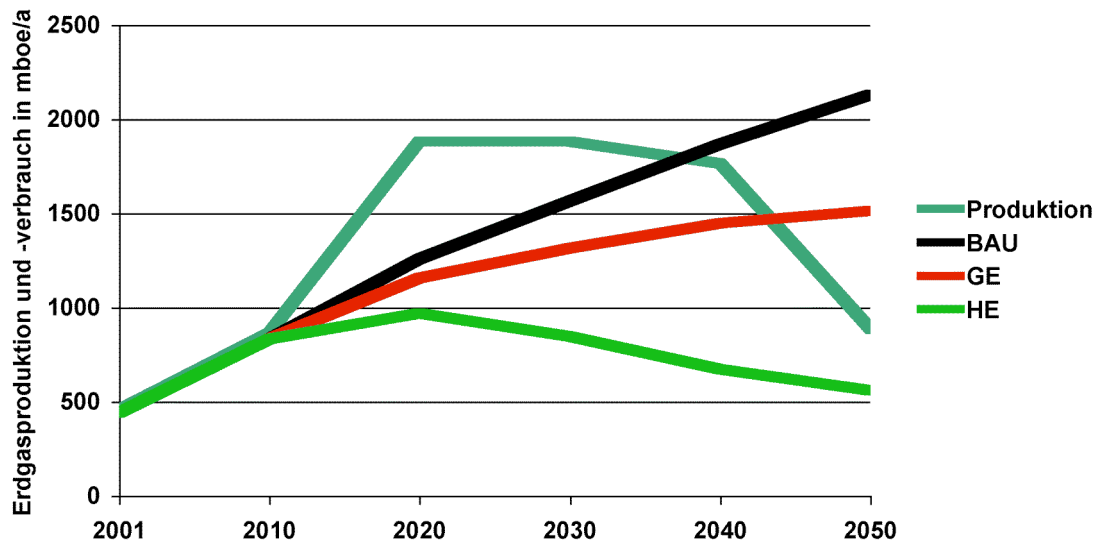


Abb. 5-4. Erreichen der Erdgas-Äquivalenzpunkte in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mboe/a. Dargestellt ist die Nettoproduktion (Gesamtproduktion abzüglich Verlusten und Einpressung), nicht der Gesamteinsatz. Quellen: Daten zu Produktion und Verbrauch im Jahr 2001: MoE 2004. Ab 2002: eigene Berechnungen.

Fazit: Iran gehört bisher zu den größten Ölproduzenten weltweit, wird auf einem Verbrauchspfad wie in *Business as Usual* aber noch vor dem Jahr 2040 zu einem Nettoimporteure von Rohöl werden. Eine mäßige gesamtwirtschaftliche Effizienzsteigerung (nach Szenario *Geringe Effizienz*) verlagert diesen Zeitpunkt nur um fünf Jahre in die Zukunft. Allein die Ausschöpfung der vorhandenen großen Effizienzpotenziale (wie in Verbrauchspfad *Hohe Effizienz*) kann diesen Erdöl-Äquivalenzpunkt deutlich auf einen Zeitpunkt jenseits des Jahres 2050 hinausschieben.

Bei Erdgas ist die Situation vergleichbar. Trotz der sehr großen Erdgasreserven und dem resultierenden Produktionspotenzial wird bei einem Hochverbrauchspfad wie *Business as Usual* schon vor 2040 die gesamte Produktion vom heimischen Verbrauch absorbiert werden. Nur in einem Verbrauchspfad, der sich durch ambitionierte Effizienzziele auszeichnet (wie in Szenario *Hohe Effizienz*), wird der Äquivalenzpunkt auf einen Zeitpunkt deutlich nach 2050 verlagert.

5.2 Einsparung von Energieträgern: Szenarienvergleiche

Die bereits diskutierten hohen Energieintensitäten eröffnen Optionen, große Mengen an Erdöl und Erdgas einzusparen und für den Export zur Verfügung zu stellen. Die hiermit korrelierenden Mengen an Erdöl und Erdgas sind in Abb. 5-5 dargestellt.

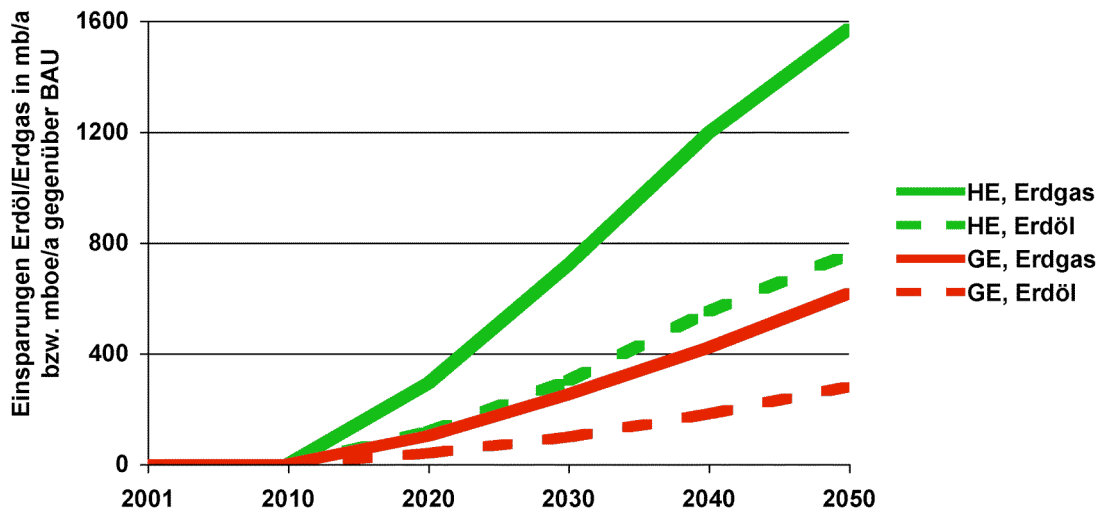


Abb. 5-5. Jährliche durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung mögliche Einsparungen von Erdöl und Erdgas in den Szenarien *GE* und *HE* gegenüber Szenario *BAU*.

Erdöl: in mb/a, Erdgas: in mboe/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Die allein im Jahr 2050 erzielte Einsparung an Erdöl in Szenario *Geringe Effizienz* beträgt mit ca. 280 mb Erdöl etwa ein Viertel des Gesamtölverbrauchs in Szenario *BAU*. Die eingesparte Menge an Erdgas liegt bei über 600 mboe (und damit deutlich über dem Erdgasverbrauch des Jahres 2001 von 440 mboe), vgl. Tab. 5-1. Deutlich größer sind die Einsparungen in Szenario *Hohe Effizienz* gegenüber *BAU*: im Jahr 2050 werden knapp 760 mb Erdöl und 1570 mboe Erdgas eingespart. Zum Vergleich: im Jahr 2001 lagen der Erdöl- und der Erdgasverbrauch bei jeweils unter 500 mb. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass diese Einsparungen nicht kumulativ über den Betrachtungszeitraum erzielt werden, sondern allein im Jahr 2050.

Tab. 5-1. Einsparungen von Erdöl/Erdgas pro Jahr in den Szenarien *GE* und *HE* gegenüber Szenario *BAU*.

		in mb/a bzw. mboe/a						
		2001	2010	2020	2030	2040	2050	
Erdöl	Verbrauch nach <i>BAU</i>	485	512	545	718	920	1099	
	<i>GE</i> : Einsparung gegenüber <i>BAU</i>	0	0	38	97	181	279	
	<i>HE</i> : Einsparung gegenüber <i>BAU</i>	0	0	117	301	550	758	
Erdgas	Verbrauch nach <i>BAU</i>	440	831	1259	1566	1868	2130	
	<i>GE</i> : Einsparung gegenüber <i>BAU</i>	0	0	102	251	421	616	
	<i>HE</i> : Einsparung gegenüber <i>BAU</i>	0	0	291	720	1196	1572	

Angaben in mb/a bzw. mboe/a. Erdgas: Daten für *BAU*: nur die Erdgasverbräuche der Sektoren, nicht den Gesamteinsatz, denn die anfallenden Mengen für Einpressung etc. sind in allen Szenarien identisch. Quelle: eigene Berechnungen.

Die in Iran einzusparenden Mengen an Erdöl sind von ihrem Betrag her und aufgrund der langsamen Freisetzung über mehrere Jahrzehnte hinweg nicht in der Lage, eine abrupte Vergrößerung des Angebots zu bewirken. Denn die globalen Produktionsrückgänge sind bedeutend größer als das zusätzlich auf die Märkte kommende iranische Erdöl. Sie beeinflussen deshalb die internationalen Ölpreise nicht. Ähnliches gilt auch für Erdgas.

Vergleich mit dem *Reference Scenario* der Internationalen Energieagentur. Das *Reference Scenario* ist in seiner Wachstumsdynamik teilweise mit dem Szenario *Geringe Effizienz* vergleichbar: die Primärenergieverbräuche liegen bei 1990 mboe bzw. 1999 mboe (fossile, erneuerbare und mineralische Energieträger). Die möglichen Einspareffekte zwischen IEA-Szenario und *Geringe Effizienz* sind in Tab. 5-2 dargestellt. Im IEA-Szenario wird deutlich mehr Erdöl und deutlich weniger Erdgas verbraucht. Szenario *Geringe Effizienz* entspricht damit mehr der Intention Irans, Erdöl durch Erdgas zu substituieren, um mehr Erdöl für den Export bereitstellen zu können.

Tab. 5-2. Verbrauch von Erdöl und Erdgas im *Reference Scenario* (IEA) und Vergleich mit Szenario *Geringe Effizienz*.

		in mb/a bzw. mboe/a	2010	2020	2030
Erdöl	Verbrauch <i>Reference Scenario</i>		579	704	813
	<i>GE</i> : Einsparung gegenüber <i>Reference Scenario</i>		67	197	192
Erdgas	Verbrauch <i>Reference Scenario</i>		645	880	1092
	<i>GE</i> : Einsparung gegenüber <i>Reference Scenario</i>		-186	-277	-223

Angaben in in mb/a bzw. mboe/a. Negative Einsparung von Erdgas: in Szenario *GE* wird mehr Erdgas verbraucht als in *Reference Scenario*. Quelle: IEA 2005a, eigene Berechnungen.

5.3 Vergleichbarkeit langfristiger Investitionsentscheidungen

Bei den anschließenden Berechnungen und Analysen von Gewinnen und Verlusten (Kosten) sowie der Subventionen wird der Barwertkostenansatz genutzt. Der Diskontierungsfaktor als zentraler Parameter der Barwertrechnung (also der Zinssatz bzw. die Rendite) misst das Wertwachstum einer heutigen Investition und setzt eine zukünftige Investition in Relation zu ihrem heutigen Wert. Generell gilt:

- zukünftige Investitionen sind bezogen auf den heutigen Zeitpunkt umso günstiger, je weiter entfernt in der Zukunft sie getätigt werden; entsprechend gilt, dass Einnahmen bezogen auf heute umso weniger Wert sind, je weiter entfernt in der Zukunft sie erwirtschaftet werden

- zukünftige Investitionen sind bezogen auf heute umso günstiger, je höher der anzuwendende Diskontierungsfaktor (also Zinssatz) ist; entsprechend gilt, dass zukünftige Einnahmen umso weniger wert sind, je höher der Zinssatz ist

Die Darstellung von Gewinnen und Verlusten (Kosten) erfolgt im weiteren Verlauf der Arbeit in Barwerten zum Basisjahr 2005. Zugrunde gelegt wird eine Abdiskontierung mit einem Zinssatz von fünf Prozent pro Jahr.

5.4 *Spezifische Gewinne und Verluste in den Szenarien*

Sämtliche Investitionen und Gewinne werden ab dem Jahr 2005 (nicht 2001) berechnet, da sämtlichen Preisannahmen der durchschnittliche Ölpreis des Jahres 2005 zugrunde liegt.

5.4.1 Berechnung der spezifischen Gewinne der Erdölbereitstellung

Die Ölproduktion in Iran würde ihrem natürlichen Verlauf folgend jedes Jahr um bis zu 300.000 Barrel Tagesproduktion sinken. Daher ist die Ölindustrie sowohl auf die Anwendung unterstützender Maßnahmen (Einpressen von Erdgas oder Wasser) als auch auf die Neuerschließung von Feldern angewiesen, um die Produktion zu halten bzw. weiter zu steigern (eine Darstellung und Diskussion dieses Sachverhalts erfolgte in Kap. 3.4). Hieraus resultiert eine stetige Steigerung des technischen Aufwands und somit der Produktionskosten.

Zu den Produktionskosten von Erdöl existieren unterschiedliche Einschätzungen: Die niedrigsten Angaben liegen bei 1 – 3,5 US\$ pro Barrel²³ (Gasandoil 2002); Mazraati nennt 2 – 3 US\$/b (Mazraati 2005b). In der vorliegenden Arbeit werden höhere Kosten angesetzt, die sich an Campbell und Rempel orientieren (Campbell 2005, Rempel 2005): Ausgehend von anfänglichen Produktionskosten in Höhe von 5 US\$/b steigen sie um ein Prozent pro Jahr. Dies führt zu Produktionskosten von 7,8 US\$/b im Jahr 2050.

Der Verlauf der Ölpreise orientiert sich an den F.O.B.-Preisen für Öl vom Persischen Golf (EIA 2006), was Preisen in einem iranischen Verladehafen entspricht (s. Kap. 3.2.1). Für einen Abnehmer kommen sämtliche Kosten ab dem Verladehafen noch hinzu. Die Differenz aus F.O.B.-Preisen und Produktionskosten (gesamte Upstream-Kosten) ergibt den Gewinn pro verkaufter Einheit Rohöl. Da die iranische Erdölindustrie verstaatlicht ist, fallen keine Steuern im Sinne privatwirtschaftlicher Besteuerungspraxen an.

5.4.2 Berechnung der spezifischen Gewinne der Erdgasbereitstellung

Die Leitungsgebundenheit sowie die feste vertragliche Aushandlung gelieferter Gasmengen bedingt eine andere Preisermittlung als für Erdöl. Als Standard werden Grenzübergangspreise angenommen, also Preise für Erdgas, das an die iranische Landesgrenze geliefert und von diesem Punkt an von anderen Akteuren übernommen wird. Grenzübergangspreise bilden sich jedoch nicht aus dem Abgleich von Angebot und Nachfrage (wie bei Erdöl auf den internationa-

²³ Die Kosten von Onshore-Vorkommen liegen nach diesen Angaben im Bereich von 2 – 3,5 US\$/b, die Offshore-Vorkommen bei 1 – 1,5 US\$/b.

len Märkten), sondern werden zwischen Lieferant und Abnehmer *direkt ausgehandelt* (mit einer bestimmten Laufzeit und anderen Vertragsspezifika).²⁴ Unter der Annahme einer steten Nachfrage nach Erdgas auch bei steigenden Preisen – unter Bezugnahme auf die Globalszenarien in Kap. 3.3 plausibel – wächst bei fortschreitender Verknappung und steigender Nachfrage die Verhandlungsmacht Irans als einem der weltweit größten Erdgasbesitzer. Dadurch kann Iran höhere Preise durchsetzen und höhere Gewinne erzielen. Die Modellierung der Grenzübergangspreise wird also von der Seite der Gewinnsteigerung vorgenommen. Die Vertragslaufzeit im Preismodell beträgt jeweils fünf Jahre, wodurch sich nur alle fünf Jahre das Gewinnniveau (und hierdurch auch der Grenzübergangspreis) verändert. Diese Dynamik folgt der in Kap. 3.2.2 dargestellten Verfügbarkeitskurve für Erdgas.

Aus dem Grenzübergangspreis von 80 US\$/1000 m³ an der türkischen Grenze und den Bereitstellungskosten von 45,1 US\$/1000 m³ (Wert gebildet aus Daten von van Groenendaal/Moghaddam 2005, Moghaddam 2003 und OME 2004) errechnet sich ein Gewinn von 34,9 US\$/1000 m³ (vgl. Tab. 5-3). Ausgehend von diesem Wert wird fünfjährlich die Gewinnsteigerung berechnet (Abb. 5-6).

Tab. 5-3. Annahmen für Erdgaspreise und Gewinne aus Erdgasexporten an der iranischen Grenze.

in US\$/1000 m ³	2005 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 3040	2041 - 2045	2046 - 2050
Bereitstellungskosten	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
Gewinnsteigerung [%/5 a]		25	25	25	25	100	0	0	0
Erzielter/ausgehandelter Gewinn	34,9	43,6	54,5	68,1	85,2	170,4	170,4	170,4	170,4
Hieraus resultierender Grenzübergangspreis	80	88,7	99,6	113,2	130,3	215,5	215,5	215,5	215,5

Angaben in US\$/1000 m³ (real). Zur Methodik der Gewinnberechnung von Erdgasexporten siehe Text. Ausgangswerte: Gewinn 34,9 US\$/1000 m³ bei Grenzübergangspreis von 80 US\$/1000 m³. Quellen: eigene Berechnungen nach van Groenendaal/Moghaddam 2005, Moghaddam 2003, OME 2004.

Wie sich anhand aktueller Daten für die in Zukunft aufzubauende LNG-Exportstrategie Irans zeigt, orientieren sich die Gewinne (nicht die Preise!) für Flüssiggas (LNG) an den Gewinnen für den Erdgasverkauf: sie liegen bei 1,0 US\$/mBtu²⁵ (Gasandoil 2005, 2006, EeE 2005). Daher ist eine Differenzierung nach Pipelinegas und LNG für die Berechnung von Exportgewinnen nicht erforderlich. Im Vergleich zu den Preisen für Erdgas aus Russland an der deutschen und

²⁴ Belege für direkte Verhandlungen zwischen Iran und möglichen Abnehmern sowie Turkmenistan finden sich in Fachmedien (Gasandoil 2005, 2006, 2006a, b). Bei Gasbezugsverträgen wird oft eine teilweise Bindung an die Entwicklung der Ölpreise vorgenommen.

²⁵ Die Einheit mBtu (million British thermal units) wird gewählt, um Erdgas und LNG vergleichbar zu machen.

der ukrainischen Grenze durchlaufen die unterstellten *Preise* nur eine moderate Aufwärtsentwicklung.²⁶ Die erzielbaren Gewinne werden also eher unterschätzt als überschätzt.

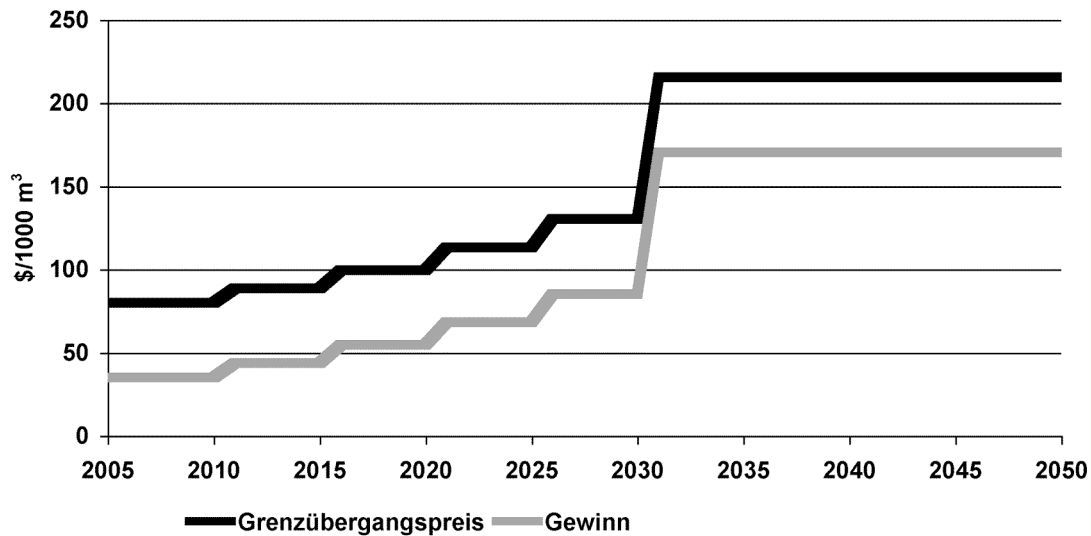


Abb. 5-6. Gewinn durch Erdgasexporte im Zeitverlauf und daraus errechnete Grenzübergangspreise, pro 1000 m³.

Angaben in US\$/1000 m³ (real). Datenbasis: s. Tab. 5-3. Quelle: eigene Berechnungen.

5.4.3 Effizienzkosten und -maßnahmen: einführende Bemerkungen zu Umsetzungshemmnissen

Energieeffizienzmaßnahmen können sowohl auf der Seite des Energieangebots, als auch der Energienachfrage ergriffen werden. Für beide Seiten gilt gleichermaßen, dass die Entscheidung für die jeweils energieeffizientere Lösung von zahlreichen infrastrukturellen, sozialen, psychologischen, rechtlichen und ökonomischen Faktoren bzw. Hemmnissen abhängt. Dies wurde durch zahlreiche Untersuchungen belegt und detailliert dargestellt (vgl. Deutscher Bundestag 2002, Weltbank 2006). Zu den Hemmnissen zählen:

- Subventionen verzerren Energiepreise und wirken dem effizienten Umgang mit Energie entgegen
- Verbraucher nehmen nur die Anschaffungskosten wahr, nicht die Kosten über die gesamte Lebensdauer
- Effizienztechnologien sind nicht überall auf den Märkten erhältlich

²⁶ Der Preis für russisches Erdgas an der deutschen Grenze lag im November 2006 bei 235 €/1000 m³ (BAFA 2007). Es ist in diesem Fall zu berücksichtigen, dass das gelieferte Erdgas bis zur deutschen Grenze mehrere tausend Kilometer transportiert werden muss, im Grenzübergangspreis ist also schon ein hoher Transportanteil enthalten (inklusive der Durchleitungsgebühren). Der Grenzübergangspreis an der ukrainischen Grenze für Gas aus Russland stieg im Jahr 2006 auf 95 US\$/1000 m³, seit Januar 2007 beträgt er 130 US\$/1000 m³ (Auswärtiges Amt 2007, BBC 2006).

- Energieeffizienzdienstleister (engl. *energy service companies* ESCOs) in Entwicklungsländern können oft keine finanziellen Risiken tragen
- Monitoringsysteme zur Überprüfung von Einsparungen fehlen
- Mangel an Informationen über die Einsparungs- und Gewinnmöglichkeiten von REN-Maßnahmen
- Fehlendes Bewusstsein für die Endlichkeit fossiler Ressourcen
- Mangel an qualifiziertem Personal zur Durchführung von REN-Maßnahmen sowohl auf organisatorischer wie technischer (ausführender) Ebene
- Fehlen von verpflichtenden Standards und übergeordneter gesetzlicher Rahmenbedingungen
- Finanzielle Restriktionen auf Verbraucherseite
- Gespaltene Anreizsysteme: Diskrepanz zwischen Investor und Profiteur (z. B. Vermieter und Mieter)

Die Wahl der jeweils effizienteren Technologie hängt also nicht nur von der Verfügbarkeit von Kapital ab. Sie ist dann ein Informationsproblem, wenn Kenntnis über die Verfügbarkeit kostengünstiger Effizienztechnologien fehlt; sie ist aber auch ein Strukturproblem, weil allein durch die Veränderung von Infrastrukturen in verschiedenen Bereichen (Finanzierung, Verwaltungsaufwand, Energiebereitstellung etc.) effiziente Technologien im Vergleich zu weniger effizienten *kostenneutral* eingeführt werden könnten (z. B. durch den Abbau von Subventionen). Von Bedeutung ist die Entscheidungssituation, dass in der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung *in jedem Fall* eine Investition getätigt werden muss (angebotsseitig bei der Erweiterung des Kraftwerkparcs, nachfrageseitig bei der Anschaffung von Geräten etc.) und diese Investition entweder in höher effiziente oder geringer effiziente Technologien getätigt wird. Damit entsprechen die Kosten von Effizienzmaßnahmen der Differenz zwischen höher und geringer effizienter Technologie und nicht den gesamten Anschaffungskosten der effizienteren Technologie.

5.4.4 Spezifische Investitionskosten der Strombereitstellung

Beim Ausbau und der Modernisierung der Stromversorgung sind drei Ebenen zu berücksichtigen:

- Erzeugung
- Leitung (Transmission)
- Verteilung (Distribution)

Energieeffiziente Technologien können einerseits höhere *spezifische* Investitionen (Investitionen pro errichteter Einheit) erfordern, andererseits entfallen Investitionen durch den reduzierten Bedarf an Infrastrukturausbau, sofern auch nachfrageseitig effizientere Technologien eingesetzt werden. Am Beispiel der Kosten des Stromnetzausbaus sei dies verdeutlicht: Ausbau und Modernisierung des Stromnetzes erfordern Investitionen. Werden hierbei effizientere Technolo-

gien als im Referenzfall eingesetzt (um z. B. die Leitungsverluste zu reduzieren), steigen die spezifischen Investitionskosten. Zugleich werden jedoch Kosten aufgrund der reduzierten Verluste eingespart. Einerseits steigen also die spezifischen Investitionskosten, andererseits sinkt der absolute Ausbaubedarf entlang der Bereitstellungskette.

Für die *Stromerzeugung* gilt: höher effiziente Kraftwerke kommen in den Szenarien *GE* und *HE* zum Einsatz, gleichzeitig sinkt die absolut verbrauchte Menge an Strom²⁷: Damit sind höhere spezifische Investitionskosten (US\$/kW) für die Kraftwerke notwendig, jedoch sinkt der absolute Bedarf an Erzeugungsleistung vor allem aufgrund der zeitgleich umgesetzten nachfrageseitigen Effizienzmaßnahmen.

In Szenario *Business as Usual* werden bis 2050 Erzeugungskapazitäten in Höhe von 92 Gigawatt benötigt samt der entsprechenden Netzinfrastruktur. Szenario *Geringe Effizienz* erfordert für die Erzeugung von 300 TWh Strom nur 69 Gigawatt an Kraftwerken und auch nur Netzinfrastrukturen in dieser Größenordnung. Entsprechend werden in Szenario *Hohe Effizienz* im Jahr 2050 mit 35 Gigawatt Leistung nur 160 TWh erzeugt (Maximalwert im Jahr 2020 bei 48 Gigawatt zur Erzeugung von 220 TWh): Die spezifischen Investitionen in Leitungs- und Kraftwerkinfrastruktur sind in Szenario *Hohe Effizienz* am höchsten, jedoch besteht in diesem Szenario auch der geringste absolute Ausbaubedarf.

Vorgehen bei den Kostenannahmen. Zur Berechnung des Kapitalbedarfs werden in einem ersten Arbeitsschritt Aussagen über spezifische Investitionskosten getroffen und diskutiert. Der zweite Arbeitsschritt besteht aus der Berechnung des Gesamtinvestitionsbedarfs der jeweiligen Szenarien, die im dritten Arbeitsschritt miteinander verglichen werden.

Annahmen zu den Ausbaurkosten von Erzeugungsleistung. Die staatliche iranische Stromgesellschaft Tavanir setzt für den Ausbau der Stromerzeugung spezifische Investitionskosten von 500 US\$/kW an (Atabi 2006b). Da in Iran die Wasserkraft, die deutlich höhere spezifische Investitionen als Gaskraftwerke erfordert, noch ausgebaut wird, erscheint diese Zahl als niedrig.²⁸

Eine von der IEA durchgeführte Auswertung von Daten über bereits gebaute *Gas- und Dampfkraftwerke* (GuD) in verschiedenen Ländern ergibt eine Bandbreite von 550 bis 600 US\$/kW (IEA 2005c). In Tab. 5-4 sind verschiedene Literaturangaben zusammengefasst.

²⁷ Diese beiden Aspekte stehen in keinem kausalen Zusammenhang, sondern sind den Szenario-Annahmen geschuldet. Höher effiziente Kraftwerke sind eine Annahme auf Seite des Angebots, der sinkende Bedarf an Strom ist eine Annahme auf Nachfrageseite. Beide Aspekte sind Teile einer Gesamtentwicklung des Energiesystems und werden in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* in unterschiedlichen Graden modelliert.

²⁸ Die IEA macht davon abweichende Angaben: sie gibt für die Erweiterung des iranischen Kraftwerksparks um 54 Gigawatt bis 2030 eine Gesamtsumme von 43 Mrd. US\$ an. Unklar ist, ob die Ersetzung von außer Betrieb gehender Erzeugungsleistung berücksichtigt wurde (IEA 2005a).

Tab. 5-4. Spezifische Investitionskosten verschiedener Kraftwerkstypen und des Erzeugungsmix⁹.

Quelle	Gesamter Erzeugungsmix [US\$/kW]	Wasserkraft [US\$/kW]	Fossil, GuD [US\$/kW]	Bemerkung
Atabi	500			Interne Annahme Tavanir, enthält Gas- und Wasserkraftwerke
IEA			550 - 600	Mittelung verschiedener Angaben zu Kraftwerken in der Türkei und in Griechenland
DLR		1800	550 - 500	Degression bei fossil befeuerten Kraftwerken

Angaben in US\$/kW Erzeugungsleistung (real). Quellen: Atabi 2006b, DLR 2006, IEA 2005c.

Angesichts des Ausbaus der Wasserkraft im iranischen Stromerzeugungsmix ist für das weitere Vorgehen eine Differenzierung der spezifischen Investitionskosten vorzunehmen: für Erdgas-GuD werden 500 US\$/kW, für Wasserkraftwerke 1800 US\$/kW als spezifische Investitionskosten angenommen (DLR 2006, Deutscher Bundestag 2002). Die Werte in den Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* sind identisch, obwohl in *GE* Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden zum Einsatz kommen: Der Bau effizienterer Kraftwerke ist bis zu einem gewissen Grad nicht zwangsläufig mit höheren Investitionskosten verbunden. Vielmehr hängt der Einsatz von höher effizienten Kraftwerken auch von Faktoren, wie der Erhältlichkeit von Technologien auf dem Markt und weiteren ab. Eine größere Steigerung der Wirkungsgrade kann nicht mehr nur über den kostenneutralen Abbau der angesprochenen Hemmnisse erreicht werden. Stattdessen sind höhere spezifische Investitionen für effizientere Technologien erforderlich: Angenommen werden in Szenario *Hohe Effizienz* für Erdgaskraftwerke um 20 Prozent höhere spezifische Investitionskosten (vgl. Tab. 5-5). Die Investitionskosten im Bereich Wasserkraft bleiben unverändert.

Annahmen zu Ausbaurkosten des Leitungsnetzes. Tavanir quantifiziert die spezifischen Netzausbaurkosten mit 400 US\$/kW (Atabi 2006b). Dieser Wert wird für die Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* als spezifische Netzinvestitionskosten pro Einheit Erzeugungsleistung verwandt, in Szenario *Hohe Effizienz* aufgrund der ambitionierten Effizienzsteigerungen ein um 20 Prozent höherer Wert (vgl. Tab. 5-5).²⁹

²⁹ Die IEA quantifiziert die Netzausbaurkosten in Iran bis 2030 mit 49 Mrd. US\$, wovon für die Übertragung (engl. *transmission*) 15 Mrd. US\$ und für die Verteilung (engl. *distribution*) 34 Mrd. US\$ zu veranschlagen sind. Es konnte nicht eruiert werden, welche Detailannahmen diesen Daten zugrunde liegen. Laut IEA liegen unter Berücksichtigung der genannten Datenunsicherheiten die spezifischen Netzinvestitionen pro Erzeugungsleistung bei 910 US\$/kW und damit deutlich über den Angaben von Tavanir (IEA 2005a).

Tab. 5-5. Annahmen zu spezifischen Investitionskosten für Erdgaskraftwerke und Leitungs- und Verteilungskapazitäten.

	Spezifische Investitions- kosten Erzeugung, \$/kW	Differenz zu <i>BAU</i>	Spezifische Investitionskosten Leitung und Verteilung, \$/kW	Differenz zu <i>BAU</i>
<i>BAU</i>	500	-	400	-
<i>GE</i>	500	0%	400	0%
<i>HE</i>	600	+ 20%	480	+ 20%

Daten bilden die Berechnungsgrundlage der Szenarien. Kosten für Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf Erdgaskraftwerke. Spezifische Investitionskosten für Wasserkraftwerke: 1800 US\$/kW (s. Text). Daten für die spezifischen Investitionskosten für Leitung und Verteilung werden von Atabi übernommen. Quelle: Atabi 2006b, DLR 2006, eigene Berechnungen.

5.4.5 Spezifische Investitionen in nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen

Die in Iran geführte Diskussion über die Einsparung von fossilen Energieträgern fokussiert sich in erster Linie auf die Ersetzung von Erdöl durch Erdgas und in zweiter Linie auf die Nutzung vorhandener Einspar- und Effizienzpotenziale. Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz im Industriesektor sind mit nur geringen finanziellen Mitteln ausgestattet und zeigen entsprechend nur punktuelle Wirkung:

5.4.5.1 Kostenneutrale Effizienzsteigerungen in den Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz*

Szenario *Business as Usual* stellt als Referenzszenario die Vergleichsentwicklung zu Geringe Effizienz und Hohe Effizienz dar. Die nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen in Szenario *Geringe Effizienz* werden sämtlich kostenneutral für den iranischen Staat verwirklicht, und zwar durch den Abbau der Energiesubventionen, der einen Anreiz für das Energiesparen schafft (vgl. hierzu Kap. 6). Flankierend können verschiedene Maßnahmen durchgeführt werden, z. B.:

- das Beheben von Informationsdefiziten durch eine Neuausrichtung bereits existierender Informationsstrukturen
- die Vorgabe moderater Verbrauchsstandards und der verstärkte Einsatz von Energie-labels, die einen nachweisbaren Einspareffekt auch in Iran zeigen (UNESCAP 2004) (vgl. Tab. 5-6)

Die Verwendung eingesparter Subventionszahlungen (bzw. realisierter Einnahmen aus vormals unter den internationalen Marktpreisen verkaufter Energieträger) zur Finanzierung dieser flankierenden Maßnahmen ist ein Modell, über das eventuell entstehende Kosten getragen werden könnten.

Tab. 5-6. Storylines für Effizienzsteigerungen der Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

	Kostenstrukturen	Flankierende Maßnahmen	Einnahmenstruktur
<i>GE</i>	Kostenneutral zu <i>BAU</i> Subventionsabbau	Energielabels Informationsangebote Keine strukturverändernden Maßnahmen	Zusätzliche Deviseneinnahmen (im Vgl. zu <i>BAU</i>) sind vollständig Devisengewinne nach Abzug der Bereitstellungskosten
<i>HE</i>	Subventionsabbau Kosten für Staat entstehen: Ausgleichsmaßnahmen erforderlich.	Tiefgreifender Strukturwandel Maßnahmen s. Tab. 5-7	Zusätzliche Deviseneinnahmen (im Vgl. zu <i>BAU</i>) abzüglich Bereitstellungskosten und Kosten für REN-Maßnahmen sind Gewinne

5.4.5.2 Kostenannahmen in Szenario *Hohe Effizienz*

Für Szenario *HE* ist eine erweiterte Storyline zu formulieren: Die Effizienzgewinne des Szenarios sind nicht allein durch den Abbau kostenneutraler Hemmnisse erreichbar, sondern erfordern darüber hinausgehende umfassende Politikansätze, die von einer stringenten Strategie geleitet auf sämtlichen Ebenen Potenziale von REN anspricht.³⁰ Damit verbunden ist ein umfassender Strukturwandel, der einzeltechnologischen Lösungen große Bedeutung beimisst, diese jedoch in einen veränderten Grundkontext stellt. Der Staat als leitender Akteur übernimmt grundsätzlich zwei Aufgaben: er schafft erstens die Rahmenbedingungen, um die Hemmnisse für Strukturwandelprozesse zu überwinden, und ist zweitens auf Ebene der Umsetzung der Initiator konkreter Strukturen, die koordinierende und steuernde Aufgaben übernehmen. Ein Energieeffizienzfonds (EEF) ist ein relevantes Instrument auf der Umsetzungsebene und schafft die übergreifende Strukturordnung. Dieser Fonds koordiniert und steuert sämtliche Aktivitäten zur Reduktion des Energieverbrauchs und stimmt diese aufeinander ab. Vor allem aber schafft er Investitionsvolumen für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. Eine solche Einrichtung ist von Relevanz, da zahlreiche Einsparpotenziale nur durch aufeinander abgestimmte Maßnahmen erreicht werden können. In der Storyline richtet die iranische Regierung einen solchen Energieeffizienzfonds ein. Die in Tab. 5-7 gelisteten Maßnahmen kommen in Szenario *Hohe Effizienz* zum Einsatz.

³⁰ Dies ist auch eine der Hauptannahmen in anderen Szenarien mit ambitionierten Effizienzgewinnen (vgl. Deutscher Bundestag 2002).

Tab. 5-7. Technische Optionen für Effizienzmaßnahmen in Iran und systemübergreifende Ansätze (Auswahl).

Wirkungsebene	Effizienzmaßnahme
Sektoren übergreifend	Effizienzfonds (Systemansatz)
im Verkehrssektor	Effiziente Antriebstechnik Einführung verkehrsvermindernder Strukturen in die städtebauliche Planung (Systemansatz) Erweiterung des öffentlichen Personennahverkehrs (Systemansatz)
im Gebäudebereich	Dämmung transparenter und nicht-transparenter Flächen wie Fenster und Wände/ Dächer/Böden Effiziente Beleuchtung, Raumheizung und -kühlung und Bereitstellung von Warmwasser Energieoptimierte Gerätetechnik (Weiße Ware und andere) Passivhäuser
im Industriesektor	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Abwärmenutzung Optimierte Prozessführung und -kontrolle Effiziente Antriebe Druckluftoptimierung Energieeinsparung durch materialeffiziente Produktionsweise (Systemansatz) Einrichtung eines Effizienzbeauftragten in Unternehmen (in Iran tlw. praktiziert) (Systemansatz)
auf kommunaler Ebene	KWK Effiziente Straßenbeleuchtung Effiziente Pumpsysteme im Bereich Wasserver- und -entsorgung
in der Landwirtschaft	Effiziente Bewässerungssysteme

Weiße Ware fasst große Haushaltsgeräte (Wäschetrockner, Spül- und Waschmaschinen, Herd, Kühlgeräte) zusammen.

Förderliche Rahmenbedingungen schafft der iranische Staat also zum einen durch ambitionierte Vorgaben, die auf sämtlichen Sektoren die stufenweise Steigerung der Energieeffizienz induzieren, zum anderen durch eine verstärkte Förderung von Bereichen, über die Effizienzpotenziale mittel- bis langfristig erschlossen werden können, so z. B. der Bereich Forschung und Entwicklung.

Energieeffizienz im Strombereich. Nachfrageseitige Energieeffizienzmaßnahmen im Strombereich können nach folgender Rechnung abgeschätzt werden, die auf Daten von SABA basiert (Karbassi 2006): Die zusätzlichen Anschaffungskosten eines Kühlschranks der Energieeffizienzklasse A gegenüber eines Kühlschranks der Klasse C betragen in Iran 15 US\$. Die jähr-

liche Einsparung liegt bei 220 kWh. Bei einer Betriebsdauer von fünfzehn Jahren werden demnach für Zusatzkosten von 15 US\$ insgesamt 3300 kWh Strom eingespart. Unter Zugrundelegung einer Amortisationskostenrechnung betragen die Effizienzkosten pro eingesparter Kilowattstunde Strom 0,0066 US\$, also deutlich weniger als 1 US-Cent/kWh.

Für die weiteren Berechnungen werden ab 2011 pro eingesparter Kilowattstunde Strom 0,01 US\$ angenommen. Aufgrund mangelnder Datenlage wird von Kühlschränken, die mit über 30 Prozent den größten Teil am Stromverbrauch im Sektor *Haushalte und Gewerbe* einnehmen (Karbassi 2003), auf die Gesamtheit der Strom verbrauchenden Geräte geschlossen. Erfahrungen aus anderen Ländern, z. B. Deutschland, zeigen die Zulässigkeit dieser Vorgehensweise. Eine Verallgemeinerung vom Sektor *Haushalte und Gewerbe* auf die anderen Sektoren – Industrie und Landwirtschaft – folgt derselben Argumentation. Effizienzmaßnahmen werden dort zuerst durchgeführt, wo sie am kosteneffizientesten sind. Entsprechend steigen im Zeitverlauf die spezifischen REN-Kosten. Um dieser Dynamik Rechnung zu tragen, werden steigende REN-Kosten unterstellt. Ab dem Jahr 2041 betragen sie 0,04 \$/kWh (vgl. Tab. 5-8). Die Darstellung der Gesamtkosten (in Mrd. US\$) und der Vergleich mit den durch REN-Maßnahmen zu erzielenden Gewinnen erfolgt in Kap. 5.5.

Tab. 5-8. Annahmen zu spezifischen Effizienzkosten in Szenario Hohe Effizienz.

		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Wärme	US\$/eingesparte kWh	0,015	0,02	0,025	0,030
	US\$/ eingespartes boe	24	32	40	48
Strom	US\$/ eingesparte kWh	0,01	0,02	0,03	0,04
	Verkehr US\$/ eingespartes bbl	20	25	30	35

Kosten pro eingesparter Einheit Energie in US\$ (real). Quelle: eigene Berechnungen.

Energieeffizienz im Wärmebereich. Bei der Abschätzung von Effizienzkosten im Bereich Wärme werden die Erfahrungen eines Förderprogramms der staatlichen Energieeffizienzorganisation SABA genutzt. Das 2004 verabschiedete Energieeinspargesetz projiziert die Einsparung von zwanzig Millionen Barrel Öl bis 2009. Über ein in diesem Rahmen aufgelegtes Finanzierungsprogramm vergibt SABA Kredite als finanzielle Anreize für Industrieunternehmen in Höhe der Zinsen, die während der Amortisationszeit der Investitionen anfallen. Das jährliche Budget beträgt 6,25 Mio. US\$, es werden damit 300 000 Barrel Öl pro Jahr eingespart (Karbassi 2004). Dies führt zu Kosten pro eingespartem Barrel Öl in Höhe von 20,8 US\$³¹, entsprechend 0,013 US\$/kWh. Davon ausgehend wird auf den höheren Wert 0,015 US\$/kWh gerundet (entspricht 24 US\$/b) und dieser als Berechnungsgrundlage verwendet. Dadurch wird eine Unter-

³¹ Ein weiteres Projekt führte im Rahmen eines Energie-Audit-Prozesses in 70 iranischen Unternehmen in einem Jahr zu Einsparungen von insgesamt 85000 Tonnen Erdöl (UNESCAP 2004). Die Kosten für diesen Prozess sind nicht bekannt.

schätzung der Kosten vermieden. Da auch bei der Wärmenutzung Effizienzmaßnahmen dort zuerst durchgeführt werden, wo sie am kosteneffizientesten zu erzielen sind, steigen im Zeitverlauf die Effizienzkosten an. Dies ist in den Kostenrechnungen berücksichtigt (vgl. Tab. 5-8).

Effizienz im Sektor Verkehr. Bereits durch Einführung wenig ambitionierter Effizienzmaßnahmen könnten in Iran große Einsparungen erzielt werden. Zu diesen zählen Verhaltensänderungen (flankiert z. B. durch den Ausbau des öffentlichen Personennahverkehrs) und die bewusste Wahl effizienter Fahrzeuge bzw. von staatlicherseits die Einführung von Verbrauchsobergrenzen in verschiedenen Fahrzeugklassen.³² Insofern führt die Steigerung der Effizienz im Verkehrsbereich nicht zwangsläufig zu positiven Kosten. Trotzdem werden im Verkehrssektor Treibstoffeffizienzkosten in Höhe von 20 US\$ pro eingespartem Barrel Rohöl unterstellt. Die Kosten sind als sehr hoch zu bewerten und werden so hoch gewählt, um eine Unterschätzung zu vermeiden. Daten zu Effizienzkosten im Verkehrsbereich liegen bisher nicht vor, lediglich das Programm *Note 11* von SABA und IFCO kann als Näherung herangezogen werden: *Note 11* verursachte Kosten von 13 Millionen US\$, es wurden 2,4 Millionen Barrel Öl eingespart. Die Effizienzkosten liegen damit bei 5,4 US\$ pro eingespartem Barrel Rohöl mit einer zeitlichen Wirkungsdauer von etwa zehn Jahren (Schätzung von CEERS et al. 2006). Ein großer Teil der Einsparungen resultiert aus dem Bau einer Metro-Linie in Teheran (SABA 2005, nach CEERS et al. 2006). Unklar ist, auf welcher Basis die Einsparungen durch den Bau der Metro-Linie quantifiziert wurden.

5.5 Gewinn- und Verlustrechnung von Exporten, Energieeffizienzmaßnahmen und des Kraftwerkparks

Auf Basis der oben dargelegten Kosten-Gewinn-Strukturen und der umsetzbaren Einsparungen beim Erdöl- und Erdgasverbrauch werden die erzielbaren Gewinne berechnet. Szenario *Business as Usual* gibt die Referenzentwicklung vor, mit der die in den anderen Szenarien erzielten zusätzlichen Erdöl- und Erdgaseinsparungen als Exportvolumina zu vergleichen sind. Da die Subventionen nur bis zum Jahr 2025 berechnet werden (vgl. Kap. 6), sind sie nicht in den Berechnungen zu den volkswirtschaftlichen Verlusten und Gewinnen berücksichtigt, die sich sämtlich auf den Betrachtungszeitraum bis 2050 beziehen.

Kosten von Export- und Infrastrukturen für Leitung und Verteilung von Erdöl und Erdgas. In Szenario *Business as Usual* fallen Kosten für den inländischen Ausbau der Erdöl- und Erdgasinfrastrukturen an. Im Vergleich dazu sind diese Infrastrukturkosten in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* geringer, weil geringere Mengen an Energieträgern inländisch transportiert und verteilt werden müssen (niedrigerer Energieverbrauch!). Da in *GE* und *HE* aber mehr Erdöl und Erdgas exportiert werden, sind im Vergleich zu *BAU* höhere Investitionen in die Exportinfrastrukturen erforderlich. Bezüglich der Kosten dieser Infrastrukturelemente werden folgende Annahmen getroffen:

³² Auf entsprechende Instrumente wird in Kap. 9 eingegangen.

- 1) in Szenario *Geringe Effizienz* sind im Vergleich zu *Business as Usual* die zusätzlichen Kosten für den Ausbau der Exportinfrastrukturen gleich hoch wie die (im Vergleich zu *BAU*) eingesparten Kosten für heimische Infrastrukturen
- 2) in Szenario *Hohe Effizienz* sind im Vergleich zu *Business as Usual* die zusätzlichen Kosten für den Ausbau der Exportinfrastrukturen gleich hoch wie die (im Vergleich zu *BAU*) eingesparten Kosten für heimische Infrastrukturen.

Zusätzliche Kosten und eingesparte Kosten sind also indifferent: sie gleichen sich gegenseitig aus. Durch diese Annahmen sind in den Szenarien keine separaten Kostenrechnungen für Export- und inländische Infrastrukturen erforderlich. Da die Investitionen in den heimischen Leitungsausbau eher höher sind als in Exportleitungen, werden die Differenzkosten für den verstärkten Erdgas- und Erdölexport der Szenarien *GE* und *HE* eher über- als unterschätzt; die Exportbilanzen weisen damit eher geringere Gewinne aus, eine Überschätzung der Gewinne wird dadurch verhindert.

5.5.1 Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario *Business as Usual*

Exportgewinne. Tab. 5-9 stellt die Exportgewinne Irans für Erdöl und Erdgas als Gesamtgewinne (Barwerte zur Basis des Jahres 2005) dar. Die kumulierten Exportgewinne sinken zum Ende des Betrachtungszeitraums hin, da Iran zum Nettoimporteur wird. Die Jahresbilanz 2050 weist den Gesamtkapitalbedarf von über 6 Mrd. US\$ für Erdöl- und Erdgasimporte aus (bereits auf das Jahr 2005 abgezinst). Unter Beibehaltung der heutigen Subventionspraxis würden diese Kosten fast gänzlich zu Lasten des iranischen Staates gehen. Hinzu kämen zu diesen Ausgaben für den iranischen Staat weiterhin die Ausgaben für die Subventionierung der heimisch produzierten Energieträger. In Szenario *BAU* betragen die kumulierten Gewinne zwischen 2005 und 2050 ca. 1176 Mrd. US\$.

Tab. 5-9. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten in Szenario *Business as Usual*, Barwert.

	in Mrd. US\$	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Erdöl und Erdgas, pro Jahr		40,2	48,8	51,8	9,2	-1,9	-6,2
Erdöl und Erdgas, kumuliert		40,2	270,5	937,1	1199,4	1225,6	1176,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Negative Werte resultieren aus dem Übergang Irans vom Nettoexporteur zum -importeur. Quelle: eigene Berechnungen.

Ausbau des Elektrizitätssektors. Die Gesamtinvestitionen in Erdgas- und Wasserkraftwerke sowie Leitungsinfrastrukturen werden anhand der in Tab. 5-5 angegebenen Werte errechnet. Deren Plausibilität im Vergleich zu den Daten der IEA wurde oben diskutiert. Sie kumulieren in Szenario *Business as Usual BAU* zwischen 2005 und 2050 zu 49 Mrd. US\$ (Barwerte zur Basis des Jahres 2005).

Fazit Gesamtbilanz *Business as Usual*: Für den Ausbau der iranischen Stromerzeugung sind im Zeitraum zwischen 2005 und 2050 49 Mrd. US\$ an Investitionen zu tätigen. Die Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten betragen ca. 1176 Mrd. US\$, die Gesamtbilanz damit ca. 1127 Mrd. US\$. (Detaillierte Daten finden sich in Tab. 5-10.) Dieser Wert ist ein Referenzwert für die Gesamtbilanzen der folgenden Szenarien.

Tab. 5-10. Gesamtbilanz Szenario *Business as Usual*, Barwert.

	in Mrd. US\$	Kosten	Gewinne
Erdöl- und Erdgasexport			1176,1
Effizienzkosten		0	
Ausbau Stromerzeugung und Netze		49,0	
Gesamtbilanz			1127,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Quelle: eigene Berechnungen.

5.5.2 Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario *Geringe Effizienz*

Exportgewinne. Die kumulierten Exportgewinne (Barwerte) betragen in Szenario *Geringe Effizienz* kumuliert 1310,6 Mrd. US\$ und liegen um 134,5 Mrd. US\$ über denen des Referenzszenarios *BAU*. Im Jahr 2050 werden 2,8 Mrd. US\$ für Energieimporte eingesetzt (in *BAU*: 6,3 Mrd. US\$); dies führt zu Minderausgaben von insgesamt 3,4 Mrd. US\$ allein im Jahr 2050 im Vergleich zu *BAU* (abgezinst auf das Jahr 2005). Detaillierte Daten im Zeitverlauf sind in Tab. 5-11 dargestellt.

Tab. 5-11. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten in Szenario *Geringe Effizienz*, Barwert.

	in Mrd. US\$	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Erdöl und Erdgas, pro Jahr		40,2	48,8	54,6	13,0	2,3	-2,8
Erdöl und Erdgas, kumuliert		40,2	270,5	952,6	1251,7	1322,5	1310,6
Differenz zu <i>BAU</i> , pro Jahr		0,0	0,0	2,8	3,8	4,2	3,4
Differenz zu <i>BAU</i> , kumuliert		0,0	0,0	15,5	52,3	96,9	134,5

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Negative Werte resultieren aus dem Übergang Irans vom Nettoexporteur zum -importeur. Quelle: eigene Berechnungen.

Investitionskosten im Bereich Strombereitstellung. Die Gesamtinvestitionen in Szenario *Geringe Effizienz* belaufen sich auf 42,7 Mrd. US\$ und sind damit um 6,3 Mrd. US\$ geringer als in Szenario *Business as Usual*. Es ist zu beachten, dass es sich um Barwertdaten zur Basis des Jahres 2005 handelt (Abdiskontierung mit einem Zinssatz von jährlich fünf Prozent). Dieser Diffe-

renzbetrag steht dem iranischen Staat als nutzbare Kapitalressource zur Verfügung, denn in Szenario *Geringe Effizienz* sind sämtliche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz kostenneutral umzusetzen.

Effizienzkosten. In Szenario *Geringe Effizienz* werden die Effizienzsteigerungen kostenneutral erreicht (Annahme des Hemmnis- und Subventionsabbaus).

Fazit Gesamtbilanz *Geringe Effizienz*: Die Realisierung auch nur geringer Effizienzsteigerungen, wie sie in Szenario *Geringe Effizienz* angenommen wurden, führen bis 2050 zu Mehreinnahmen gegenüber *Business as Usual* (Tab. 5-12) in Höhe von 140,8 Mrd. US\$ (Barwert zur Basis 2005). Den größten Anteil generiert der verstärkte Export von Erdöl und Erdgas, einen geringeren Anteil die eingesparten Ausbaurkosten des Stromerzeugungssektors. Einnahmen durch Subventionsabbau sind in der Bilanz nicht berücksichtigt. Entsprechende vermiedene Ausgaben in Form vermiedener Subventionszahlungen müssten also noch eingerechnet werden. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit Optionen des Subventionsabbaus und möglichen gesamtwirtschaftlichen Effekten erfolgt in Kap. 6.

Tab. 5-12. Gesamtbilanz Szenario *Geringe Effizienz* und Bilanzvergleich mit Szenario *Business as Usual*, Barwert.

	in Mrd. US\$	Kosten	Gewinne
Export von Erdöl und Erdgas			1310,6
Effizienzkosten		0	
Ausbau Stromerzeugung und Netze		42,7	
Positive Gesamtbilanz <i>Geringe Effizienz</i>		1267,9	
Differenz Bilanzen <i>GE</i> gegenüber <i>BAU</i>		Kosten	Gewinne
Mehrexport Erdöl und Erdgas <i>GE</i> ggü. <i>BAU</i>			134,5
Effizienzkosten		0	
Ausbau Stromsektor (vermiedene Kosten)			6,3
Ökonomischer Vorteil gegenüber <i>BAU</i>		140,8	

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Differenzkosten des Ausbaus des Stromsektors in Höhe von 6,3 Mrd. US\$ resultieren aus den Ausbaurkosten in *BAU* i. H. v. 49,0 Mrd. US\$ und in *GE* i. H. v. 42,7 Mrd. US\$. Quelle: eigene Berechnungen.

5.5.3 Gewinn- und Verlustrechnung in Szenario *Hohe Effizienz*

Exportgewinne. Durch die großen Effizienzsteigerungen in Szenario *Hohe Effizienz* bleibt Iran über den gesamten Betrachtungszeitraum Nettoexporteur von Erdöl und Erdgas. Im Jahr 2050 können noch 2,8 Mrd. US\$ an Exportgewinnen erzielt werden (Barwertbasis 2005). Die kumulierten Exportgewinne betragen 1575,3 Mrd. US\$. Damit liegen sie um 399,2 Mrd. US\$ über denen des Referenzfalls *BAU* (Tab. 5-13).

Tab. 5-13. Gewinne aus Erdöl- und Erdgasexporten durch Effizienzsteigerungen in Szenario *Hohe Effizienz*, Barwert.

in Mrd. US\$	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Erdöl und Erdgas, pro Jahr	40,2	48,8	60,3	20,7	10,4	2,7
Erdöl und Erdgas, kumuliert	40,2	270,5	984,8	1360,7	1520,6	1575,3
Differenz zu <i>BAU</i> , pro Jahr	0,0	0,0	8,5	11,6	12,3	9,0
Differenz zu <i>BAU</i> , kumuliert	0,0	0,0	47,7	161,3	295,0	399,2

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Quelle: eigene Berechnungen.

Investitionskosten im Bereich Strombereitstellung. Die Gesamtinvestitionen in die Strombereitstellung in Szenario *Hohe Effizienz* sind mit 36,8 Mrd. US\$ deutlich geringer als in den Szenarien *BAU* und *GE* (Barwertdaten zur Basis des Jahres 2005). Die kumulierten Einsparungen betragen zwischen 2005 und 2050 gegenüber *Business as Usual* 12,2 Mrd. US\$ – trotz deutlich höherer *spezifischer* Investitionskosten (vgl. Tab. 5-14).

Tab. 5-14. Ausbau der Strominfrastruktur: Investitionsaufwand, Szenario *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

in Mrd. US\$	Gesamtinvestitionen 2005 - 2050
<i>BAU</i> Kraftwerke + Netze	49,0
<i>GE</i> Kraftwerke + Netze	42,7
<i>HE</i> Kraftwerke + Netze	36,8
<i>GE</i> : Differenz zu <i>BAU</i>	-6,3
<i>HE</i> : Differenz zu <i>BAU</i>	-12,2
<i>HE</i> : Differenz zu <i>GE</i>	-5,9

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005, kumuliert. Quelle: eigene Berechnungen.

Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen. Wie bereits ausgeführt, können Effizienzsteigerungen in Szenario *Geringe Effizienz* kostenneutral erreicht werden. Entsprechend sind in Szenario *Hohe Effizienz* nur diese Effizienzsteigerungen kostenaufwändig, die sich aus der Differenz der Energieverbräuche der Szenarien *Hohe Effizienz* und *Geringe Effizienz* errechnen (Tab. 5-15).

Tab. 5-15. Effizienzkosten in Szenario *Hohe Effizienz*, Barwert.

	Wärme	Strom	Verkehr	Nicht-energet. Verbrauch
Barwert [Mrd. US\$]	7,3	0,8	3,4	0

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Die Werte stellen die kumulierten Investitionen im Zeitraum zwischen 2005 und 2050 dar. Quelle: eigene Berechnungen.

5.5.4 Gesamtbilanz von *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*

Der Vergleich der Gesamtbilanzen, ausgehend von Szenario *Hohe Effizienz*, erfolgt in Tab. 5-16. Deutlich werden die geringen Effizienzkosten und hohen Gewinne in Szenario *Hohe Effizienz*.

Tab. 5-16. Gesamtbilanz Szenario *Hohe Effizienz*, Bilanzvergleich mit Szenario *Business as Usual* und *Geringe Effizienz*, Barwert.

	in Mrd. US\$	Kosten	Gewinne
Export von Erdöl und Erdgas			1575,3
Effizienzkosten		11,5	
Ausbau Stromerzeugung und Netze		36,8	
Gesamtbilanz <i>Hohe Effizienz</i>			1527,0
Differenz Bilanzen <i>HE</i> gegenüber <i>GE</i>		Kosten	Gewinne
Mehrexport Erdöl und Erdgas <i>GE</i> ggü. <i>BAU</i>			264,7
Effizienzkosten <i>HE</i>		11,5	
Ausbau Stromsektor (vermiedene Kosten in <i>HE</i>)			5,9
Ökonomischer Vorteil <i>HE</i> gegenüber <i>GE</i>			259,1
Differenz Bilanzen <i>HE</i> gegenüber <i>BAU</i>		Kosten	Gewinne
Mehrexport Erdöl und Erdgas <i>HE</i> ggü. <i>BAU</i>			399,2
Effizienzkosten <i>HE</i>		11,5	
Ausbau Stromsektor (vermiedene Kosten in <i>HE</i>)			12,2
Ökonomischer Vorteil <i>HE</i> gegenüber <i>BAU</i>			399,9

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Differenzkosten des Ausbaus des Stromsektors von *HE* gegenüber *BAU* in Höhe von 12,2 Mrd. US\$ resultieren aus den Ausbaurückstellungen in *BAU* i. H. v. 49,0 Mrd. US\$ und in *HE* i. H. v. 36,8 Mrd. US\$. Quelle: eigene Berechnungen.

5.5.5 Ökonomischer Gesamtvergleich von *Reference Scenario* (IEA) und *Geringe Effizienz*

Die vergleichende Analyse der Szenarien *Reference Scenario* der IEA und *Geringe Effizienz* verdeutlicht die ökonomischen Vorteile einer starken Substitution von Erdöl durch Erdgas. Der Primärenergieverbrauch beider Szenarien im Jahr 2030 ist annähernd identisch. Allein die Substitution von Erdöl ist im IEA-Szenario weniger weit fortgeschritten (Tab. 5-17).

Tab. 5-17. Erdöl- und Erdgasverbräuche primärenergieseitig, *Reference Scenario* der IEA und *Geringe Effizienz*.

Verbrauch in mb bzw. mboe		2010	2020	2030
Erdöl	<i>Geringe Effizienz</i>	512	507	621
	IEA	569	704	813
Erdgas	<i>Geringe Effizienz</i>	831	1157	1315
	IEA	645	880	1092

Angaben in mb/a (Erdöl) und mboe/a (Erdgas). Quellen: IEA 2005a, eigene Berechnungen.

Der Verbrauch an Erdöl ist im *Reference Scenario* höher als in Szenario *Geringe Effizienz*, der Verbrauch an Erdgas geringer. Dadurch stehen unterschiedlich hohe Exportmengen von Erdöl und Erdgas zur Verfügung. Da für Erdöl höhere Preise zu erzielen sind, übersteigen die Deviseneinnahmen in Szenario *Geringe Effizienz* die Deviseneinnahmen des *Reference Scenario* bis 2030 um etwa 173 Mrd. US\$ (Barwert). Tab. 5-18 stellt diese Daten vergleichend dar.

Tab. 5-18. Jährliche und kumulierte Erdöl- und Erdgasexportgewinne im *Reference Scenario* der IEA und Differenz zu Szenario *Geringe Effizienz*, Barwert.

in Mrd. US\$	2010	2020	2030
IEA, Exportgewinne pro Jahr	46,8	43,3	8,2
IEA, Exportgewinne Erdöl und Erdgas kumuliert	265,4	859,7	1079,2
Differenz Exportgewinne Öl und Erdgas zu <i>GE</i> pro Jahr	-1,9	-11,3	-4,8
Differenz Exportgewinne Öl und Erdgas zu <i>GE</i> kumuliert	-5,1	-92,8	-172,5

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Negative Werte: geringere Einnahmen im *Reference Scenario*. Quelle: eigene Berechnungen nach IEA 2005a.

5.6 Sensitivitätsanalyse: alternative Entwicklungen

Abweichungen von den modellierten Entwicklungen werden im Folgenden sowohl quantitativ anhand alternativer Modellrechnungen als auch qualitativ diskutiert. Bezug wird hierbei sowohl auf Entwicklungen im Nachfrage-, als auch im Angebotsbereich genommen.

Geringere Erdöl- und Erdgasproduktion. Die in der Arbeit entwickelte Argumentation, dass Iran im Jahr 2010 sein zweites Öl-Produktionsmaximum bei 4,75 Millionen Barrel Tagesproduktion erreicht (nach dem ersten Maximum in der ersten Hälfte der 1970er Jahre) und anschließend die Produktion absinkt, legt deutlich niedrigere Werte zugrunde, als von offizieller iranischer Seite verlautbart werden. Die momentanen Schwierigkeiten, die Produktion in der prognostizierten Weise auszuweiten, rühren unter anderem daher, dass Iran nicht in der Lage zu sein scheint, in ausreichendem Maße ausländische Investitionen zu akquirieren. Bei einer Fortsetzung dieses Trends wäre wahrscheinlich auch eine Produktion von 4,75 mb/d nicht erreichbar. Entsprechend verlief dann die gesamte Produktionskurve auf niedrigerem Niveau. Eine niedrigere maximale Produktionsrate könnte jedoch etwas länger aufrechterhalten werden, wodurch eine Kurve mit einem Plateau entstünde. Der Erdöl-Äquivalenzpunkt würde früher erreicht, entsprechend würde die Ölexportbilanz zu einem früheren Zeitpunkt negativ. Durch eine geringere als die angenommene Produktion von Erdgas würde entsprechend der Erdgas-Äquivalenzpunkt früher erreicht.

Stärkere Steigerung der Energieverbräuche. Vergleichbar der geringeren Gesamtölproduktion hätte ein stärker steigender Ölverbrauch ein früheres Erreichen des Erdöl-Äquivalenzpunktes zur Folge, Iran würde also zu einem früheren Zeitpunkt Nettoimporteur. Dasselbe gilt für Erdgas.

Größere Effizienzsteigerungen im Kraftwerksbereich. Kommt es zu stärkeren Effizienzsteigerungen im Kraftwerksbereich, verläuft der Primärenergieverbrauch auf niedrigerem Niveau. Die Exporteinnahmen werden höher, als in den Szenarien berechnet.

Alternativer Entwicklungspfad von Rohöl- und Erdgaspreisen. Unter der Annahme von Erdöl- und Erdgaspreisen, die mit nur einem Prozent pro Jahr steigen, wie dies auch vom DLR unterstellt wird (DLR 2006), entwickeln sich die erzielbaren Gewinne aus dem Export fossiler Energieträger auf deutlich niedrigerem Niveau als bei den hier angenommenen Preisen (vgl. Tab. 5-19).

Tab. 5-19. Gesamtbilanz der Erdöl- und Erdgasgewinne in einem alternativen Preisregime, Vergleich zum maßgebenden Preisregime, Barwert.

in Mrd. US\$	BAU	GE	HE
Preissteigerung von 1%/a	649,6	728,4	882,7
Preisverlauf laut Szenarien	1176,2	1310,6	1575,3

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Quelle: eigene Berechnungen.

5.7 Zusammenfassung der zu erwartenden Entwicklung von Gewinnen und Verlusten

Mit abnehmenden Exportkapazitäten wird Iran über den Betrachtungszeitraum weniger (Devisen-) Einnahmen (und damit Gewinne) erzielen. Preisanstiege für Erdöl und Erdgas durch das Erreichen globaler Produktionsmaxima generieren vorübergehend zwar höhere Exporteinnahmen. Der steigende inländische Verbrauch jedoch führt dazu, dass Iran später in einem Regime hoher Energiepreise zum Nettoimporteur werden wird. Dieser Trend ist nur durch die starke Steigerung der Energieeffizienz abzumildern bzw. über den Betrachtungszeitraum von 2050 hinauszuschieben.

Die Einsparung von Erdöl und Erdgas, wie in Szenario *Hohe Effizienz* modelliert, ermöglicht Iran Zusatzgewinne durch zusätzliche Exporte gegenüber *Business as Usual* in Höhe von etwa 400 Mrd. US\$ (kumuliert von 2005 bis 2050, Barwert zur Basis 2005). Die Investitionen in Effizienzmaßnahmen, um diese hohen Einsparungen zu erreichen, sind im Vergleich dazu mit insgesamt 11,5 Mrd. US\$ als gering zu bezeichnen. Gegenüber Szenario *Geringe Effizienz* können in *Hohe Effizienz* Zusatzgewinne von ca. 260 Mrd. US\$ erzielt werden.

6 Subventionspraxis und Subventionsabbau in Iran

In Kap. 6 erfolgt die detaillierte Analyse der iranischen Subventionspraxis. Sie ist in folgende Arbeitsschritte aufgegliedert:

- Diskussion der verschiedenen Ansätze zur Subventionsberechnung und Darstellung der einzelnen Elemente der Subventionen
- Berechnung der Entwicklung der Einnahmensituation unter Beibehaltung der derzeitigen Subventionspraxis
- Quantifizierung der möglichen Einnahmen durch die schrittweise Anpassung der inländischen Energiepreise an die jeweiligen Weltmarktpreise

Dieses Vorgehen wird auf die Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* angewendet. Dadurch lässt sich der Einfluss von Effizienzsteigerungen auf Subventionszahlungen quantifizieren.

6.1 Aktuelle Subventionspraxis in Iran

Die Preise für Ölprodukte in Iran gehören zu den niedrigsten weltweit: im Jahr 2002 kostete ein Liter Dieselmotorkraftstoff 0,02 US\$ bei global durchschnittlichen Preisen (ohne Steuern) von 0,31 US\$ pro Liter (Metschies 2003). Die unter den Produktionskosten liegenden Ölproduktpreise sind in Iran Gegenstand kontroverser Diskussionen. Das in der politischen Debatte vertretene Argument, dem iranischen Volk sollten die eigenen Ölreserven so billig wie möglich zur Verfügung gestellt werden, steht der Bewertung der hohen Energiesubventionierung als volkswirtschaftlich kontraproduktives Instrument gegenüber. Als volkswirtschaftlich kontraproduktiv werden Energiesubventionen deshalb bezeichnet, weil sie zu Verlusten von Staatseinnahmen führen und dem iranischen Volk dadurch indirekt schaden würden. So stellen van Groenendaal und Moghaddam fest:

„... low prices lead to wasteful use. Wasteful in the sense that the low energy prices lead to lower income for the nation and thus for the Iranian people. The reason for this is ... that the difference between the domestic energy prices and the international energy prices results in a loss of GDP that is not compensated by the benefits resulting from extra use of energy domestically.“ (van Groenendaal/Moghaddam 2005, S. 26)

Die Subventionierung von Energie zieht weitere Effekte nach sich:

- hohe Energieintensität einer Volkswirtschaft
- dadurch starke Umweltverschmutzung durch Nutzung fossiler Energieträger
- geringere Staatseinnahmen aufgrund entgangener Einnahmen und/oder hohe Staatsausgaben aufgrund direkter Subventionsleistungen
- geringe Anreize für privatwirtschaftliche Investitionen in den Energiesektor

Bisher herrscht in Iran eine grundsätzliche Auseinandersetzung über die Definition und die Berechnung von Subventionen. Der *Produktionskostenansatz* definiert nur die Differenz zwischen Produktionskosten und unter diesen liegenden Endverbraucherpreisen als Subvention. Der *Grenzübergangsansatz* hingegen legt international erzielbare Marktpreise zugrunde und definiert Subventionen damit als entgangene Einnahmen, die beim Verkauf auf internationalen Märkten hätten erzielt werden können (IIES 2004b).

Das *Institute for International Energy Studies* (IIES) erkennt die grundsätzlichen Probleme der Subventionsberechnung auf Basis staatlicher Budgetierungsmethoden an und diskutiert das Fehlen eines transparenten Systems zur Berechnung der Grenzkosten iranischer Energieträger:

„Energy subsidies in Iran are not included in the government budget to make them transparent and explicit to give a quantitative indication for their opportunity cost.“ (IIES 2004b, S. 32)

Marktpreise, wie sie sich in einem weniger als derzeit regulierten iranischen Marktumfeld bilden würden, sind aufgrund der Monopolstrukturen der iranischen Energieindustrie unmöglich zu berechnen (Mazraati/Fathollahzadeh 2000). Eine Berechnung auf Grundlage entgangener Einnahmen (Grenzübergangsansatz) führt zu Energiesubventionen im Jahr 2003 von über 18 Mrd. US\$ (IIES 2004b).

Durch den Abbau von Energiesubventionen kann der iranische Staat erstens seine Deviseneinnahmen steigern. Denn durch Subventionsabbau (also höhere Preise) werden inländisch Spareffekte erzeugt, die zu einem Mehrexport fossiler Energieträger führen. Zweitens werden direkt bezahlte Subventionen eingespart (die Differenz zwischen dem inländischen Preis und den Bereitstellungskosten). Die erzielbaren Effekte des Subventionsabbaus betreffen darüber hinaus das gesamte Wirtschaftsleben Irans (vgl. Massarrat 2004):

- Die Senkung der Energieintensität der Wirtschaft reduziert die Umwelt- und Gesundheitsbelastung
- Höhere Preise als Energiesparanreiz können die Entstehung einer Industrie induzieren, die auf der Entwicklung und Herstellung energieeffizienter Produkte basiert
- Dadurch können Arbeitsplätze geschaffen werden, was wiederum einen Beitrag zur Reduzierung der Arbeitslosigkeit leisten würde
- Subventionsabbau ist die Voraussetzung für die kostendeckende Nutzung erneuerbarer Energien
- Die höheren Staatseinnahmen können dazu verwendet werden, armen Bevölkerungsteilen einen finanziellen Ausgleich für höhere Energiepreise zu schaffen. Bisher profitieren diejenigen Bevölkerungsteile von den Subventionen am meisten, die am meisten verbrauchen

6.2 Methode der Subventionsberechnung und Subventionsabbau im Zeitverlauf

Die Energiesubventionen setzen sich aus zwei Elementen zusammen:

- 1) direkte Verluste durch die Abgabe von Energieträgern unter den Bereitstellungskosten
- 2) entgangene Einnahmen aufgrund der Differenz zwischen inländischen Verbraucherpreisen und international erzielbaren Preisen

Die Subventionen für Erdöl(produkte), Erdgas und Strom werden separat und mit unterschiedlichen Methoden berechnet. Im Zeitraum zwischen 2011 bis spätestens 2023 werden sämtliche Subventionen schrittweise auf Null reduziert, um abrupte Preiserhöhungen zu vermeiden.

Subventionen für Erdöl(produkte). In einer Volkswirtschaft gelangen Produkte aus Erdöl zum Endverbraucher, nicht das Erdöl selbst. Da in der vorliegenden Arbeit jedoch keine ölproduktspezifische Modellierung durchgeführt wird, erfolgt die Berechnung über den Abgleich der Subventionen für Ölprodukte mit dem Gesamtverbrauch an Öl. Ein Rechenbeispiel verdeutlicht die Vorgehensweise:

Im Jahr 2003 entstanden für den Verbrauch von 496 Millionen Barrel Öl 11,6 Mrd. US\$ Subventionen (auf Basis der Grenzübergangspreise, IIES 2004b). Jedes Barrel Öl wurde also mit 23,6 US\$ subventioniert. Der F.O.B.-Preis für Erdöl betrug im selben Jahr 25,2 US\$. Hieraus errechnet sich der Verhältniswert von 93,6 Prozent: die Subventionen lagen bei 93,6 Prozent des international erzielbaren Ölpreises. Entsprechend wurden auch die Verhältniswerte für die Jahre 2000 bis 2002 errechnet (sie lagen zwischen 91,0 und 96,9 Prozent) und ein „Subventionswert“ gemittelt: er beträgt 94,1 Prozent und bildet das Ausgangsverhältnis für die weitere Betrachtung. Somit wird jedes in Iran verbrauchte Barrel Öl im Durchschnitt mit 94,1 Prozent des jeweiligen internationalen Ölpreises subventioniert. Der Subventionsabbau wird nach folgender Annahme berechnet: Der Subventionswert sinkt jährlich um zehn Prozentpunkte, beginnend im Jahr 2011. Im Jahr 2020 erreicht der Subventionsanteil am inländischen Preis null Prozent und entspricht damit internationalen Marktpreisen.

Subventionen für Erdgas. Am Beispiel von Erdgas kann das Verhältnis zwischen direkten Subventionen und indirekten Subventionen (durch entgangene Einnahmen) verdeutlicht werden (vgl. Abb. 6-1):

Bereitstellungskosten Erdgas an der iranischen Grenze (OME 2004):	0,045 US\$/m ³
Endverbraucherpreis Erdgas Inland (Moghaddam 2003):	0,007 US\$/m ³
Grenzübergangspreis Iran-Türkei (Moghaddam 2003):	0,080 US\$/m ³

Die Daten von OME unterscheiden sich nur gering von den Angaben von Moghaddam: dieser nennt Kosten von 0,042 US\$/m³ (Moghaddam 2003).³³ Die Subventionen betragen insgesamt 0,073 US\$/m³ (Grenzübergangspreis abzüglich Endverbraucherpreis): die direkten Kosten des iranischen Staates aufgrund der nicht kostendeckenden Bereitstellung tragen 0,038 US\$/m³ bei, die indirekten Subventionen durch entgangene Einnahmen 0,035 US\$/m³.³⁴ Der Subventionsabbau wird nach folgender Annahme modelliert: Der inländische Erdgaspreis wird ab dem Jahr 2011 um jährlich 25 Prozent gesteigert, bis das Niveau des Grenzübergangspreises erreicht ist. Dies ist im Jahr 2023 bei einem Gaspreis von 113 US\$/1000 m³ der Fall.

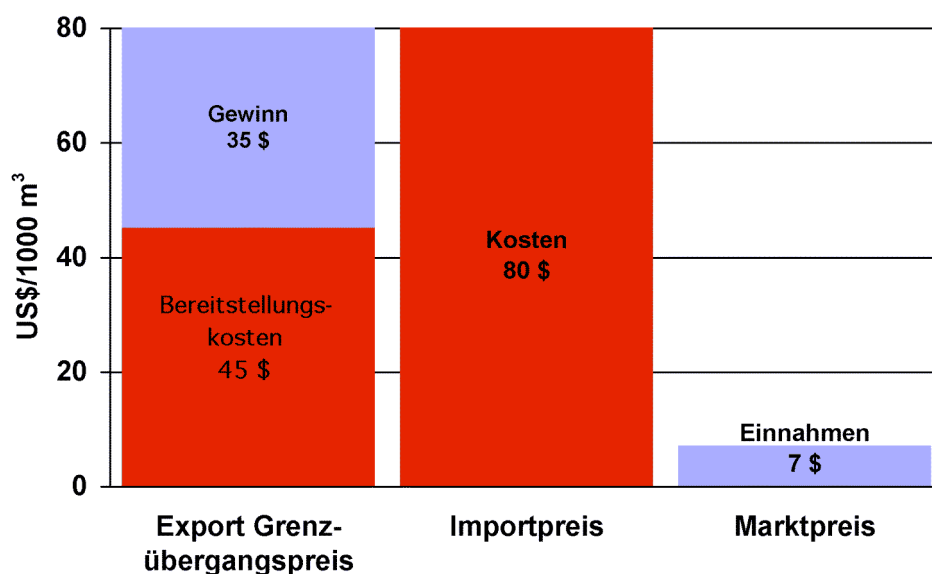


Abb. 6-1. Berechnungsgrundlage für Erdgassubventionen.

Angaben in US\$/1000 m³. Inländischer Gaspreis: 7 US\$/1000 m³; Grenzübergangspreise: 80 US\$/1000 m³, sowohl für iranischen Erdgasexport als auch -import (aus Turkmenistan). Quellen: Moghaddam 2003, OME 2004.

Subventionen für Strom. Auch im Strommarkt sind internationale Standards anzulegen. Die Verwendung „internationaler Strompreise“ als Referenz für Grenzübergangspreise ist jedoch mit Unsicherheiten behaftet, da Strom ist nicht wie Erdöl international handelbar ist. Stattdessen muss für Strom eine komplexe – ortsfeste – Leitungsstruktur aufgebaut werden; die freie Handelbarkeit ist dadurch stark eingeschränkt.

Der Strompreis für industrielle Abnehmer beträgt in Griechenland ca. 0,06 US\$/kWh, im OECD-Durchschnitt ca. 0,07 US\$/kWh (IEA 2005d). Iran tauscht mit Armenien Erdgas gegen Strom: gegen jährlich 2 Mrd. Kubikmeter Erdgas erhält Iran 6 TWh Strom (Ertan 2006). Fol-

³³ Die Verwendung der Daten von OME (statt von Moghaddam) verhindert die Unterschätzung der Bereitstellungskosten. Generell wird durch die Wahl der Bereitstellungskosten die absolute Höhe der Subventionen jedoch nicht beeinflusst. Es verändert sich lediglich das Verhältnis von direkt zu indirekten Subventionen.

³⁴ Auf Basis dieser Daten ergeben sich höhere Subventionswerte als bei IIES, da das IIES einen Grenzübergangspreis von 0,050 US\$/m³ zugrunde legt und einen inländischen Endabnehmerpreis von 0,008 US\$/m³ (IIES 2004b)

gende Überschlagsrechnung gilt für den Tausch: der Grenzübergangspreis von Erdgas beträgt 80 US\$/1000 m³ (siehe oben); für die (entgangenen) Einnahmen des Erdgasverkaufs erhält Iran im Gegenzug Strom, der dann mit einem Kostenäquivalent von 0,0267 US\$/kWh in Anrechnung zu bringen wäre (1 Kubikmeter Erdgas zum Preis von 0,08 US\$ wird getauscht mit 3 kWh Strom). Die Subventionen für Strom werden ausgehend von den Daten des *Iran Energy Report 2004* (IIES 2004b) modelliert: Der internationale Strompreis wird mit 0,04 US\$/kWh angegeben, der iranische mit 0,012 US\$/kWh. Demnach betragen die Subventionen pro *verbrauchter* Kilowattstunde Strom 0,028 US\$. Die IEA nennt in ihrem Iran-Szenario fast identische Gesamtsubventionen im Strombereich und etwas höhere Strompreise (0,013 US\$/kWh) als IIES, bei einer etwas höheren Stromproduktion (IEA 2005a). Der von IIES angenommene Wert von 0,04 US\$ pro Kilowattstunde Strom als „internationaler“ Referenzwert liegt zwischen den OECD-Durchschnittspreisen laut IEA und dem niedrigeren Wert des iranisch-armenischen Austauschs. Der Subventionsabbau wird nach folgender Annahme modelliert: Der heimische Strompreis wird – angelehnt an die Daten von IIES – ab 2011 um 15 Prozent pro Jahr angehoben und ist im Jahr 2019 vollständig an die „internationalen“ Strompreise angeglichen.

6.3 Monetäre Auswirkungen des Subventionsabbaus

Aufgrund der zu erwartenden stark steigenden Energiepreise (vgl. Kap. 3.2) steigen die Kosten einer Nicht-Anpassung heimischer Energiepreise an das Weltmarktniveau ebenfalls stark. Tab. 6-1 stellt diese Entwicklung für die verschiedenen Szenarien dar.

Tab. 6-1. Subventionen in den Szenarien BAU, GE und HE sowie Einnahmeneffekte des Subventionsabbaus.

in Mrd. US\$/a	2005	2010	2015	2020	2025
<i>BAU</i> , ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	44,2	44,9	41,0
<i>BAU</i> , Subventionsabbau	32,1	31,6	24,2	3,2	0,0
Differenz	0,0	0,0	19,9	41,8	41,0
<i>GE</i> , ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	42,5	41,7	36,6
<i>GE</i> , Subventionsabbau	32,1	31,6	23,3	2,9	0,0
Differenz	0,0	0,0	19,2	38,8	36,6
<i>HE</i> , ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	39,2	35,3	27,5
<i>HE</i> , Subventionsabbau	32,1	31,6	21,5	2,4	0,0
Differenz	0,0	0,0	17,7	32,9	27,5

Angaben in Mrd. US\$ pro Jahr, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Die Barwertberechnung führt zu sinkenden jährlichen Subventionen, in realen Werten jedoch steigen sie stark an, siehe Text. Subventionen für Erdöl, Erdgas und Strom sind zusammengefasst. Quelle: eigene Berechnung.

Die entgangenen Einnahmen aufgrund steigender Kosten für Subventionen sind in Bezug zu den sinkenden Produktionsmöglichkeiten von Erdöl zu setzen. Die Berechnung der Subventionen erfolgt nur bis zum Jahr 2025: Aufgrund der nachgewiesenen Belastungen von Budget und Volkswirtschaft erscheint plausibel, dass spätestens bis zum Jahr 2025 ein Auslaufen der Subventionen unterstellt werden kann. Die Subventionen sind deshalb nicht in den Gesamtrechnungen der Verluste und Gewinne des iranischen Energiesystems berücksichtigt, da sich diese sämtlich auf den Betrachtungszeitraum bis 2050 beziehen.

Auf eine Besonderheit der Darstellung ist hinzuweisen: Die jährlichen Subventionen in der Tabelle sinken im Zeitverlauf. Der Grund liegt in der Barwertberechnung zur Basis des Jahres 2005: es werden für jedes Jahr die Subventionen in realen Werten berechnet und anschließend auf das Bezugsjahr 2005 abgezinst. Die Abzinsung in Höhe von jährlich fünf Prozent entwertet die Subventionen rascher, als sie unabgezinst steigen. Zum Vergleich: Die Subventionen in realen Werten betragen allein im Jahr 2025 in Szenario *Business as Usual* ohne Subventionsabbau 108 Mrd. US\$. Der sukzessive Subventionsabbau (bis längstens ins Jahr 2023) in Szenario *BAU* verursacht immer noch kumulierte Subventionen von 408 Mrd. US\$ (Barwert) für den iranischen Staat.

Ein Teil der Subventionen besteht aus direkten Kosten für den iranischen Staat, nämlich in Höhe der Differenz von Bereitstellungskosten und Endverbraucherpreisen. Dieser Kostenanteil erzeugt auf staatlicher Seite den Handlungs“druck“, die Ausgaben zu reduzieren. Der andere Teil der Subventionen (indirekte Subventionen) jedoch besteht aus entgangenen Einnahmen, die keinen direkten Handlungsdruck hervorrufen (im Sinne eines dadurch wachsenden Haushaltsdefizits mit steigender Staatsverschuldung). Der Subventionsabbau führt aber zu steigenden Einnahmen des Staates, erzeugt also einen Anreiz, die Subventionen zu reduzieren. Damit kann der Subventionsabbau sowohl aus direktem Handlungsdruck zur Kostenreduzierung als auch mit Anreizen einer Einnahmensteigerung rechtfertigt werden.

Die Anhebung der iranischen Energiepreise auf Weltmarktniveau würde die indirekten Subventionen – also die entgangenen Einnahmen, die in keiner Bilanz verzeichnet werden – sukzessive zu realen Einnahmen transformieren. Deshalb sind die in Tab. 6-1 aufgeführten Differenzen zwischen Subventionsbeibehaltung und –abbau echte Einnahmen, von denen lediglich die jeweiligen Produktionskosten und sonstige Bereitstellungskosten in Abzug zu bringen sind.

Kompensation für steigende Energiepreise. Die ärmeren Bevölkerungsschichten wären vom Subventionsabbau stärker betroffen als reichere, da jene einen höheren Anteil ihres Einkommens für Energie aufwenden. Die Weltbank schlägt einen dreistufigen Kompensationsplan vor, der im Zeitrahmen von fünf Jahren die verschiedenen Bevölkerungsschichten in unterschiedlicher Weise berücksichtigt (Weltbank 1999). In den ersten zwei Jahren des Kompensationsplans würde eine Pauschalzahlung pro Kopf an alle Personen geleistet, unabhängig vom Einkommen. Die zweite Stufe bestünde aus einer Pauschalzahlung an die drei ärmsten Fünftel der Bevölkerung, die dritte Stufe schließlich in einer ausgabenspezifischen Zahlung an diese drei Fünftel. Probleme bei der Umsetzung ergeben sich in der Erhebung bzw. Festlegung der Zugehörigkeit

zu den jeweiligen Fünfteln, was einen erheblichen Aufwand erfordern und somit Kosten verursachen würde.

Für den iranischen Staat wäre die Pauschalzahlung an die gesamte Bevölkerung die kostenintensivste Lösung. Während dieser ersten Phase könnten Erhebungen für die Folgephasen durchgeführt werden (Grundfrage: „Wer gehört zu den ärmsten Bevölkerungsfünfteln?“). Die erste Phase trüge zur Armutreduzierung bei, da die armen Bevölkerungsteile höhere Zahlungen im Verhältnis zu ihrer Energierechnung erhalten würden, die reichen Bevölkerungsteile hingegen relativ geringere. Die Vor- und Nachteile der drei Stufen sind in Tab. 6-2 dargestellt.

Tab. 6-2. Vor- und Nachteile verschiedener Kompensationsmodelle beim Subventionsabbau.

	Sozialer Nutzen	Wirtsch. Nutzen	Politische Unterstützung	Umsetzbarkeit
Pauschalzahlung an alle Fünftel	leicht positiv	gering	Ärmste pro, Reiche moderat contra	einfach
Pauschalzahlung an die drei ärmsten Fünftel	leicht positiv	groß	Ärmste pro, Reiche contra	mittel
Ausgabenspezifische Zahlung an die drei ärmsten Fünftel	neutral	groß	Ärmste pro, Reiche contra	schwierig

Quelle: übersetzt aus Weltbank 1999.

Die Weltbank nimmt in ihrem Modell an, dass 50 Prozent der Einnahmen aus dem Subventionsabbau für die Kompensationszahlungen aufgewendet werden. Selbst wenn alle Einnahmen dafür aufgewendet würden, könnte der iranische Staat einen wirtschaftlichen Vorteil erzielen, da die zu erwartende Senkung des Verbrauchs eine größere Menge von Energieträgern für den Export verfügbar macht. Die zugrunde liegende Annahme ist, dass die Bevölkerung die erhaltenen Zahlungen für andere Zwecke als den Energieverbrauch einsetzt, was durchaus als wahrscheinlich erachtet wird (van Groenendaal/Moghaddam 2005). In der vorliegenden Arbeit wird der Subventionsabbau auf einen wesentlich längeren Zeitraum ausgedehnt als fünf Jahre (von 2011 bis 2023). Dadurch könnten sich die Energieverbraucher längerfristig auf höhere Preise einstellen.

7 Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien im Bereich Stromerzeugung

Die natürlichen, technischen und wirtschaftlichen Potenziale und Parameter der Nutzung erneuerbarer Energien im iranischen Kontext sind Gegenstand von Kap. 7. Hier soll am Beispiel der Stromerzeugung die Dynamik eines Umstiegs von fossilen auf erneuerbare Energieträger dargestellt und verdeutlicht werden. Die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird für die Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* modelliert. Sowohl der resultierende Energieträgermix als auch die erforderlichen Investitionen sind hierbei von Bedeutung.

Die Modellierung von REG wird nur für Technologien zur *Stromerzeugung*, die großmaßstäblich genutzt werden können, vorgenommen. Folgende Plausibilitätsüberlegung ist hierfür ausschlaggebend: Unter den gegebenen Voraussetzungen einer starken Monopolisierung des iranischen Elektrizitätssektors könnten dezentrale Stromerzeugungstechnologien durchaus einen bestimmten Anteil am Aufkommen decken. Jedoch eignen sich die ausgewählten Technologien, z. B. solarthermische Kraftwerke und im Fall von Iran die geothermische Stromerzeugung, nur bedingt für den dezentralen Einsatz. Zwar wird eine zentrale Erzeugungsstruktur modelliert, aber die Anlagengrößen liegen teils um den Faktor 10 unter denen der herkömmlichen fossil befeuerten Kraftwerke.

Auf Basis der Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* wurde der Ausbau der „konventionellen“ Stromerzeugung (mit Gaskraftwerken und Wasserkraft) modelliert, was der herkömmlichen Ausbaudynamik entspricht (Kap. 4). In der Tabelle werden die Szenarien auf Basis erneuerbarer Energien gegenübergestellt, ihre Bezeichnungen lauten *BAU-REG*, *GE-REG* und *HE-REG*. Eine Substitution durch erneuerbare Energien im Strombereich betrifft nur Erdgas, da in allen Szenarien – auch beim konventionellen Ausbau – ein rasches Absinken des Anteils der Ölkraftwerke unterstellt wurde (aufgrund der raschen Substitution von Erdöl durch Erdgas).

7.1 Technische Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Iran

Prinzipiell können sämtliche Arten erneuerbarer Energien in Nutzenergie umgewandelt werden: Windkraft, Geothermie, Solarstrahlung, Biomasse und Wasserkraft (enthält auch Gezeiten-, Meeresströmungs- und Wellenenergie). Bezüglich der Verfügbarkeit können sie in zwei Gruppen unterteilt werden. Zu den fluktuierenden Energiequellen gehören Windenergie und Solarstrahlung (und teilweise auch die Wasserkraft). Ihnen ist gemein, dass sie nicht permanent zur Verfügung stehen, sondern dann genutzt werden müssen, wenn das entsprechende Angebot vorliegt. Die Entwicklung verlustarmer und preiswerter Speicheroptionen des generierten Stroms steht bisher noch aus. Konstante Verfügbarkeit ist prinzipiell bei Biomasse, Geothermie und Wasserkraft gegeben. Entweder kann die Energie permanent direkt genutzt werden, wie im Fall

von Geothermie, oder sie kann einfach gespeichert werden, z. B. durch Lagerung des Energieträgers selbst, wie bei der Biomasse.

7.1.1 Energieproduktion aus erneuerbaren Energien: ausgeschlossene Optionen

Folgende Optionen werden von der weitergehenden Betrachtung ausgeschlossen:

- Windkraft
- Biomasse
- Gezeiten-, Meeresströmungs- und Wellenkraft
- Solarstrahlung durch Photovoltaik und Solarturmkraftwerke

Windkraft. Ein Windatlas wird derzeit in Iran erstellt. Endgültige Daten liegen noch nicht vor. Angaben der Weltbank nennen ein Potenzial von 6,5 Gigawatt, das inzwischen jedoch von SUNA vorläufig auf 12 bis 16 Gigawatt angehoben wurde (CEERS et al. 2006). Bei angenommenen 2000 Volllaststunden könnten jährlich bis zu 32 TWh Strom erzeugt werden. Einige Einzelerhebungen weisen vor allem für nordöstliche Regionen in Küstennähe ein hohes Potenzial aus mit Windgeschwindigkeiten von 8 bis über 10 m/s (Hagenkort 2004, Kipke 2004). Diese Standorte sind jedoch als Ausnahmen zu werten (deren Potenzial kann trotzdem Beiträge zur iranischen Energieversorgung leisten). Diese Einschätzung wird prinzipiell von Satellitendaten des *Deutschen Instituts für Luft- und Raumfahrttechnik* (DLR) gestützt (Czisch 2001, DLR 2005), deren Auswertung jedoch ein Gesamtpotenzial für Iran von lediglich 8 TWh pro Jahr ergab.³⁵ In einer nationalen REG-Ausbaustrategie wird die Windkraft als Bestandteil zu berücksichtigen sein. Die vorliegende Arbeit jedoch schließt sie aufgrund der unsicheren und widersprüchlichen Datenlage als Option aus.

Biomasse. Über das Biomassepotenzial liegen keine Daten aus iranischen Quellen vor. Einzig das DLR nennt ein jährliches Potenzial von 24 TWh Strom, das jedoch auch Abfall (*municipal waste*) einschließt (DLR 2005).

Gezeiten-, Meeresströmungs- und Wellenkraft. Über Gezeiten-, Strömungs- und Wellenkraft liegen keine Daten vor. Denkbar sind die Gewässer des Kaspischen Meeres und des Persischen Golfs. Letzteres ist ein sehr stark befahrener Seeweg, möglicherweise könnten Nutzungskonflikte auftreten.

Photovoltaik. Im Vergleich zu solarthermischen Kraftwerken wird die Photovoltaik auch in den kommenden Jahren noch sehr hohe Investitionskosten aufweisen. Als kostenintensivste Form der Solarstrahlungsnutzung bleibt sie von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Solarturmkraftwerke. Solarturmkraftwerke erfordern im Vergleich zu STK auf Basis von Parabolrinnen noch hohe Investitionskosten, außerdem fehlt kommerzielle Erfahrung. Sie bleiben deshalb von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

³⁵ Unter Zugrundelegung von 2000 Volllaststunden pro Jahr errechnet sich eine zu installierende Leistung von 4 Gigawatt.

7.1.2 Solarthermische Kraftwerke

Solare Strahlung kann mit Parabolrinnenkraftwerken genutzt werden. Bisher wurden nur solarthermische Kraftwerke (STK) des Typs SEGS (*Solar Electricity Generating System*) gebaut. Das technische Prinzip basiert auf der Konzentration von Strahlung in Rinnen in Parabolform sowie der Absorption der Strahlung in einem Absorberrohr und der Weitergabe der in Wärme umgewandelten Strahlung auf ein Trägermedium, z. B. ein Thermoöl. Dieses bis auf 400 °C erhitze Medium verdampft Wasser, mit dem eine Strom erzeugende Turbine betrieben wird. Abb. 7-1 zeigt das allgemeine Funktionsprinzip mit einfacher Dampfturbine.

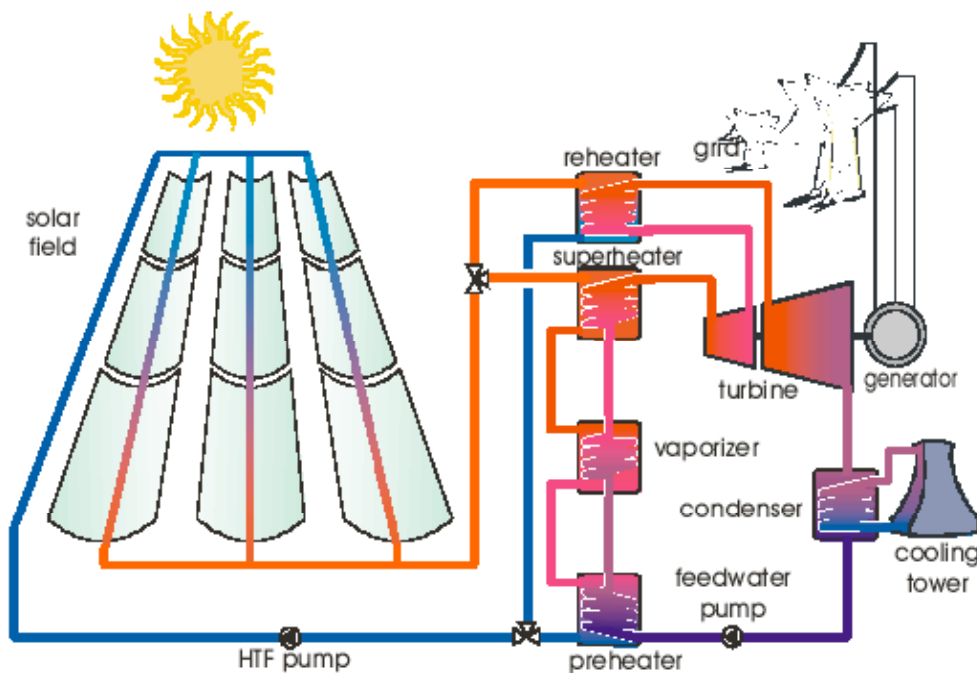


Abb. 7-1. Funktionsprinzip eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerks.

Quelle: Quaschnig et al. 2002a.

Ein anderer Typ von STK ist das ISCCS (*Integrated Solar Combined Cycle System*), in dem ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) integriert ist. Eine Übersicht über die beschriebenen und weitere Technologien zur solarthermischen Stromerzeugung gibt Tab. 7-1.

Tab. 7-1. Technologien zur solarthermischen Stromerzeugung.

	Solarturm	Solarturm (REFOS)	Parabolrinne	Parabolrinne (DSG)	Paraboloid
Leistung (solar) MWe	5 - 200	5 - 200	5 - 200	5 - 200	0,01 - 0,1
Einsatz	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, GuD-Kraftwerk	Dampfturbine, ISCCS	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, Stirling Motor
Receiver / Absorber	Rohrbündel oder drucklose volumetrische Receiver	volumetrische Druckreceiver	Absorberrohr	Hochdruck-Absorberrohr	Rohrbündel oder Heat Pipe
Wärmeträger	Luft, Salz, Dampf	Luft	Thermoöl	Dampf	Luft, Helium, Wasserstoff
Spitzenwirkungsgrad %	18 - 23	ca. 30	18 - 21	20 - 23	20 - 29
Mittlerer Wirkungsgrad %	14 - 19	ca. 25	10 - 15	14 - 18	16 - 23
Betriebstemperatur °C	600 - 800	800 - 1200+	300 - 400	400 - 500	900 - 1200+
Betriebsdruck bar	< 5	15 - 20	< 5	ca. 100	bis 15
Status	Demonstration	F&E	kommerziell	F&E	Demonstration

GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, DSG: Direct Steam Generation, REFOS: Solar Receiver für Fossile Gasturbinen und GuD-Anlagen, ISCCS: Integrated Solar and Combined Cycle System. Angegebene Wirkungsgrade: bezogen auf die Umwandlung der eingestrahlteten Energie in Wechselstrom am Netz. Quelle: Nitsch et al. 2001.

STK können auch im Hybridbetrieb gefahren werden: Die Strom erzeugende Einheit ist eine konventionelle Dampfturbine; der erforderliche Wasserdampf kann deshalb prinzipiell auch mit fossilen oder anderen Energieträgern als solarer Strahlung erzeugt werden. Dann muss ein paralleler Dampferzeuger eingekoppelt werden (Quaschnig et al. 2002b). Diese Flexibilität ist ein systemtechnischer Vorteil, da Medien für die großmaßstäbliche Speicherung von Solarstrahlung für den Betrieb von STK noch in der Entwicklung sind und hybride STK im Permanentbetrieb gefahren werden können: Tagsüber wird die Wärme durch Solarstrahlung bereitgestellt, nachts durch konventionelle Feuerung mittels Erdgas. Thermische Speicher sind in STK zwar einsetzbar, bisher jedoch noch zu hohen Kosten.

7.1.3 Geothermie

Geothermische Energie – Erdwärme – kann mit zahlreichen Technologien genutzt werden. Zu unterscheiden sind Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) von hydrothermalen Verfahren. HDR-Kraftwerke nutzen die Wärme in nicht-wasserführenden Gesteinsschichten durch Aufsprengen des Gesteins (*Fraktion*) und Einpressen von Wasser sowie dessen anschließender Entnahme. Erforderlich sind zumeist tiefe Bohrungen, die zu hohen Kosten führen. Hydrothermale Verfahren nutzen das in Gesteinsschichten enthaltene heiße Wasser. Im Gegensatz zu HDR kann die hydrothermale Nutzung durch Bohrungen in geringeren Teufen bewerkstelligt werden; damit sind deutlich geringere Investitionskosten verbunden.³⁶ An der Erdoberfläche werden in beiden Verfahren Turbinen zur Stromerzeugung genutzt.

³⁶ Entsprechende Technologien sind das *flashed steam power plant* sowie das *binary cycle power plant* (für eine ausführliche Darstellung siehe DoE 2004).

7.2 *Natürliches, wirtschaftliches und Umsetzungspotenzial*

7.2.1 Wasserkraft

Bisher wird Wasserkraft in Iran in geringem Maße genutzt. Im Jahr 2002 wurden 8 TWh erzeugt, die Erzeugungsleistung betrug 3 Gigawatt. Der *Weltenergieat* (WEC) und das DLR setzen ein wirtschaftlich erschließbares Wasserkraftpotenzial von 48 TWh an (WEC 2001, DLR 2005). In der vorliegenden Arbeit wird der Ausbau auf 40 TWh modelliert (entspricht ca. 15 Gigawatt Stromerzeugungsleistung).

7.2.2 Geothermie

Das hydrothermale Potential Irans erstreckt sich auf den vulkanischen Gürtel, der Iran von Nordwest (beginnend bei Khoy-Maku) nach Südost (bis Taftan-Bazman) durchzieht (s. Abb. 7-2). Der Gürtel teilt sich in der Region Ramsar am Kaspischen Meer und verläuft nördlich von Teheran nach Osten (bis Ferdows). Geologische Erkundungen führten zur Festlegung von insgesamt 14 hydrothermal nutzbaren Gebieten, die in drei Kategorien eingeteilt werden können (Talebi 2004, Fotouhi 1994):

Kategorie 1: das in Erschließung begriffene Gebiet Sabalan/Meshkin-Shahr. Hier wird das erste geothermische Kraftwerk gebaut. Das Potential ist hinreichend untersucht. Mehrere Bohrungen wurden niedergebracht, Temperaturen sind genau bekannt.

Kategorie 2: Khoy-Maku, Sahand, Damavand. Diese drei Regionen wurden zusammen mit Sabalan bereits 1975 als potentielle Geothermie-Regionen identifiziert. Die Regionen von Kategorie 2 sind gut erforscht, es gibt Abschätzungen des Energiegehaltes.

Kategorie 3: hierunter fallen die Regionen Takab, Ramsar, Isfahan, Khur, Ferdows, Nayband, Bushehr, Lar, Bandar Abbas, Taftan-Bazman. Sie sind als potentielle Regionen identifiziert, eine genauere Erhebung des Potentials steht aber noch aus.

Daten verschiedener Literaturquellen sind als Abschätzungen zu werten; sie stammen aus Oberflächendaten, von denen ausgehend das thermische Potential in 2000 bis 3000 Metern Tiefe errechnet wurde. Sie bewegen sich je nach Region zwischen $5 \cdot 10^{18}$ J und $48 \cdot 10^{18}$ J (Fotouhi 1995, 1994; Fotouhi/Noorollahi 2000; Nouraliee 2004). Der Energieinhalt der bereits gut untersuchten Region Sabalan wurde mehrmals korrigiert, Angaben schwanken zwischen $32 \cdot 10^{18}$ J und $48 \cdot 10^{18}$ J (Fotouhi 1995, 1994; Fotouhi/Noorollahi 2000).

In Meshkin-Shahr, einem Teilgebiet von Sabalan, befindet sich die heißeste Quelle Irans. Dort wurden insgesamt drei Bohrungen auf knapp unter 3000 Meter abgeteuft. Die höchste dort gefundene Temperatur beträgt 247°C (die Oberflächentemperatur liegt bei 85°C). Das Reservoir ist bisher auf 60 MW_e projektiert. Das elektrische Gesamtpotential des Vulkans Sabalan wird auf 250 MW_e geschätzt. Hier entsteht derzeit (Stand Anfang 2006) das erste geothermische Kraftwerk Irans. Es ist mit 100 MW_e in der letzten Ausbaustufe geplant. Das 1998 initiierte Projekt verfügt über ein Budget von 250 Millionen US\$. Der Abnahmepreis für den geothermisch erzeugten Strom liegt bei 0,05 – 0,06 US\$/kWh (IGA 2004, Talebi 2004). Die Kosten für geothermisch erzeugten Strom liegen deutlich höher als in Island, wo günstigere geothermische Be-

dingungen herrschen (Hochtemperaturquellen direkt an der Erdoberfläche); sie sind jedoch niedriger als in Regionen, in denen HDR-Verfahren angewandt werden müssen (District Energy Library 2007). Eine Region der zweiten Kategorie ist Khoy-Maku. Hier liegen die Oberflächentemperaturen zwischen 25 und 63 °C. Die Temperaturen im geothermisch nutzbaren Spektrum betragen in einer Tiefe von 2000 bis 3000 m zwischen 120 und 150 °C. Das thermische Potential wurde auf $30 \cdot 10^{18}$ – $40 \cdot 10^{18}$ J berechnet (Nouraliee 2004).

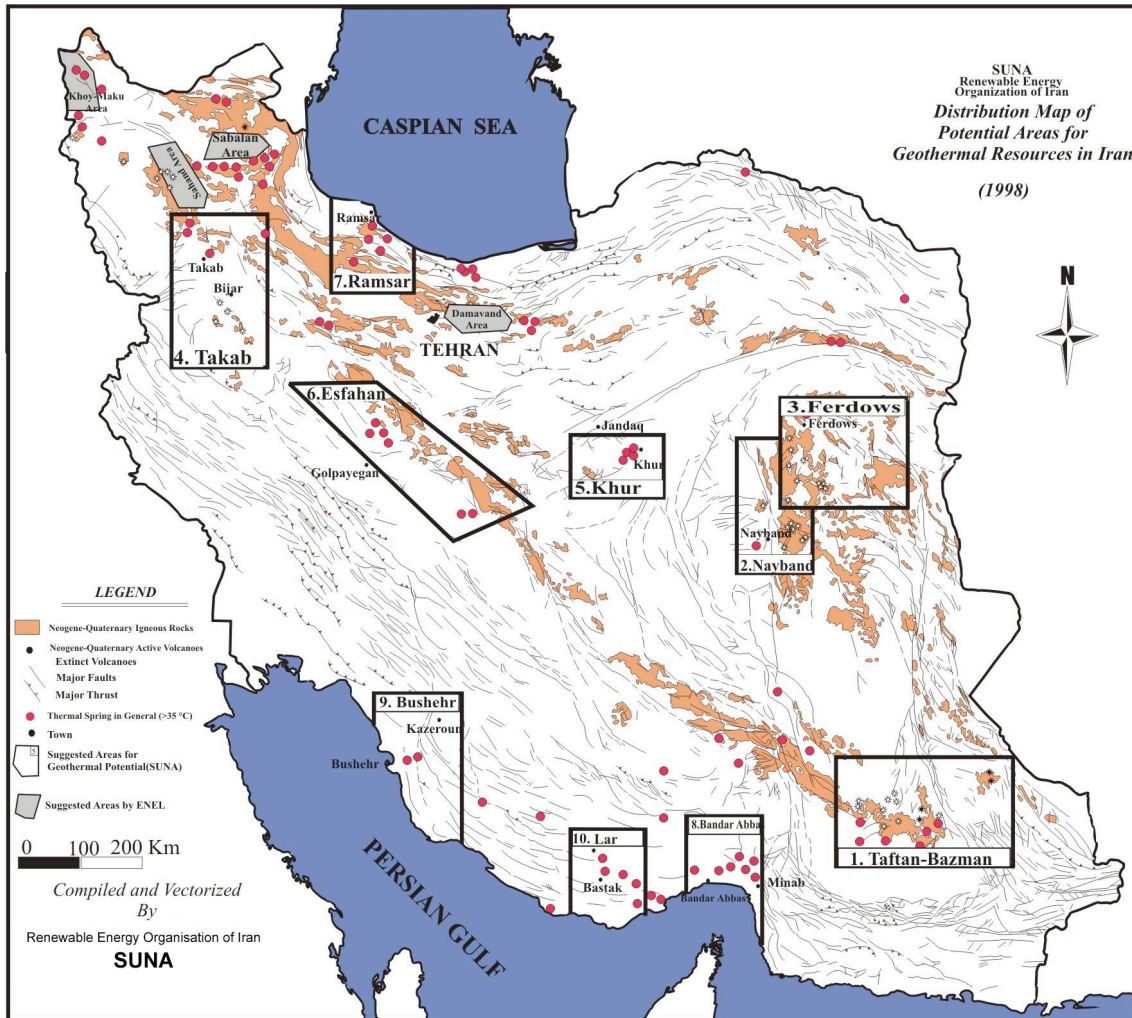


Abb. 7-2. Geothermische Regionen Irans.

Eingezeichnet sind die 14 ausgewählten Regionen, die weiter untersucht und zur geothermischen Energiegewinnung genutzt werden sollen. Quelle: SUNA 2004.

SUNA schätzt das zur Stromerzeugung nutzbare geothermische Gesamtpotential Irans auf 5000 – 6000 MW_e (Talebi 2004). Dieser Einschätzung liegt unter anderem die eingehende Arbeit mit dem geothermischen Projekt in der Meshkin-Shahr-Region zugrunde. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird das geothermische Stromerzeugungspotential mit 5000 MW_e angenommen, repräsentiert also die untere Grenze der Abschätzung.

7.2.3 Solarenergie

Die solare Einstrahlung (Direktstrahlung DNI, *direct normal irradiance*) wird vom DLR mit durchschnittlich 2200 kWh/m²/a angegeben (DLR 2005). Dieser Wert ist mit den Daten anderer Quellen vergleichbar: Auf achtzig Prozent von Irans Territorium herrschen im Jahresmittel Strahlungswerte von 1640 bis 1970 kWh/m²/a, die höchsten Strahlungswerte weist die zentral-iranische Hochebene auf (Samimi 1994). Eine Projektbeschreibung des solarthermischen Kraftwerks in Yazd schätzt das Strahlungspotenzial in der Region auf 2500 kWh/m²/a (IPDC 2001). Für ausgewählte Standorte gibt eine Studie im Auftrag der *Global Environment Facility* (GEF) solare Strahlungspotenziale zwischen 2300 und 2580 kWh/m²/a an (Geyer 1997).

In der vorliegenden Arbeit werden die Daten der MED-CSP-Studie des DLR zugrunde gelegt (DLR 2005): das mit solarthermischen Kraftwerken wirtschaftlich nutzbare Potenzial³⁷ würde die Produktion von jährlich über 20000 TWh Strom erlauben – weit mehr als das 100-fache des derzeitigen Stromverbrauchs in Iran. Das natürliche sowie das wirtschaftliche Potenzial sind deshalb keine begrenzenden Faktoren beim Ausbau der solarthermischen Stromerzeugung. Das umsetzbare Potenzial ist jedoch geringer, da nicht alle Flächen mit ausreichender Sonneneinstrahlung für den Bau von STK genutzt werden können. Auszuschließen sind bereits bebaute Flächen, Flächen mit zu hoher Neigung (Gebirge) und sonstiger ungeeigneter Topographie, Wasserflächen und geschützte Gebiete.

7.3 Kostenentwicklung und Annahmen zu Betrieb und Ausbaufolge

Aufgrund folgender vier Effekte vermindern sich die Investitionskosten von Technologien im Zeitverlauf (so genannte Lernkurven³⁸):

- 1) Economies of scale: je mehr Anlagen errichtet werden, desto stärker sinken die Produktionskosten (höhere Auslastung von Produktionskapazitäten)
- 2) Erfahrungswerte bei der Produktion führen zur Absenkung der spezifischen Produktionskosten (höhere Effizienz des Materialeinsatzes, Optimierung der Produktionsabläufe)
- 3) Technologische Fortschritte können die Produktionskosten ebenfalls senken
- 4) Erfahrungszugewinn im nicht-produktiven Bereich, z. B. Effizienzsteigerung bei Vertrieb und Errichtung.

³⁷ Als wirtschaftlich werden vom DLR Standorte mit solarem Strahlungsangebot von >2000 kWh/m²/a angenommen und hierüber das wirtschaftliche Potenzial definiert: „economic potentials are those [potentials] ... that will allow new plants in the medium and long term to become competitive with other renewable and conventional power sources ...“ (DLR 2005, S. 55) Zugrunde gelegt ist eine nur mäßige Steigerung der Preise fossiler Energieträger.

³⁸ Eine Definition von Lernkurve lautet: „An experience curve [Lernkurve] models the relationship between cumulative capacity and per-unit cost of a technology. As the cumulative production capacity increases, the producer learns how to streamline the manufacturing process thereby lowering the cost per unit of output.“ (Kobos 2003, S. 24). Je mehr Einheiten einer Technologie installiert werden, umso niedriger werden die Investitionskosten pro Einheit.

„Junge“ Technologien, deren Marktpenetration noch gering ist, zeigen sehr dynamische Lernkurven, wogegen eingeführte Technologien wie die Wasserkraft keine Reduktionen der Investitionskosten mehr erlauben.

Annahmen zu Investitionskosten. Für geo- und solarthermische Kraftwerke erstellte das DLR zahlreiche Lernkurven, die auf die Region des Persischen Golfs und Nordafrika ausgelegt sind (DLR 2006, 2005). Eine Zusammenstellung anderer Lernkurven gibt Enermodal (Enermodal 1999). Die Investitionskosten sind vergleichend in Tab. 7-2 dargestellt.

Tab. 7-2. Annahmen zu Investitionskosten von solar-, geothermischen und Wasserkraftwerken in der Region Persischer Golf.

	in US\$/kW	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Geothermie, hydrothermal		2500	2300	2150	2050	2000	2000
Solarthermische Kraftwerke		2500	2250	2100	2000	2000	2000
Wasserkraft		1800	1800	1800	1800	1800	1800

Angaben in US\$/kW Erzeugungsleistung (real). Diese Annahmen dienen als Berechnungsgrundlage für die REG-Szenarien. Quellen: DLR 2006, Weltbank 2006, eigene Berechnungen nach Talebi 2004.

Das DLR nimmt hohe Investitionskosten für solarthermische Hybrid-Kraftwerke an. Dies rührt daher, dass der Erdgasanteil am Kraftwerksbetrieb im Zeitverlauf stark gesenkt wird und gleichzeitig aufwändige Speichertechnologien zum Einsatz kommen. Die jährlichen Volllaststunden (VLS) solarthermischer Hybrid-Kraftwerke werden vom DLR mit 8000 angegeben und sinken durch die Übernahme von Spitzenlastversorgung im Zeitverlauf ab (DLR 2006).³⁹ Davon abweichend werden in der vorliegenden Arbeit folgende Annahmen getroffen: der Erdgasanteil wird deutlich weniger stark abgesenkt, wodurch der Einsatz aufwändiger Speicher nicht in dem Maße wie bei DLR erforderlich ist. Dadurch sinken die Investitionskosten in der oben angegebenen Weise (Tab. 7-2). Außerdem sinkt die mittlere Auslastung der solarthermischen Hybrid-Kraftwerke von 6000 VLS im Jahr 2010 auf 4000 VLS im Jahr 2050. Diese und weitere Kenn-daten sind in Tab. 7-3 dargestellt.

Die jährliche Auslastung der Wasserkraftwerke in Iran ist gering. Gründe hierfür konnten nicht eruiert werden. Möglicherweise liegt die Erklärung in niedrigen Wasserpegeln während der Sommermonate.

³⁹ Hybrid-Kraftwerke nutzen sowohl Solarstrahlung als auch Erdgas. Der Vorteil besteht darin, dass in Zeiten mit geringem oder fehlendem Strahlungsangebot Erdgas eingesetzt werden kann. Dies erlaubt den Betrieb des Kraftwerks in der Grundlast, also fast „rund um die Uhr“.

Tab. 7-3. Annahmen zur durchschnittlichen Auslastung (Volllaststunden) von solar-, geothermischen und Wasserkraftwerken.

in h/a	2010	2020	2030	2040	2050
Geothermie	7500	7500	7500	7500	7500
STK	6000	5000	4750	4500	4000
Wasserkraft	2600	2600	2600	2600	2600

Angaben in h/a. Die Annahmen gelten für Länder des Persischen Golfs und Nordafrikas. Sie dienen als Berechnungsgrundlage für die REG-Szenarien. Quellen: DLR 2006, eigene Berechnungen.

Zeitliche Abfolge des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die Modellierung des Ausbaus erneuerbarer Energieträger erfolgt in dieser Reihenfolge:

- 1) Ausbau des Wasserkraftpotenzials (wie oben aufgeführt) um 34,9 TWh Strom (Stromproduktion aus Wasserkraft im Jahr 2001: 5,1 TWh)
- 2) Ausbau der geothermischen Erzeugungsleistung auf 5000 MW bis 2050 (Szenario HE-REG: 3650 MW)
- 3) Verbleibender Kraftwerkbedarf wird durch Bau solarthermischer Kraftwerke gedeckt.

Berechnung der langfristigen Gestehungskosten. Der finanzmathematische Durchschnitt wird zur Berechnung der Stromgestehungskosten eingeführt. Dieser zeigt vergleichend auf, wann Strom aus welchem Energieträger kostengünstiger ist, und gilt daher als Maß, in welche Erzeugungsform langfristig am kostengünstigsten investiert werden kann. Die Methode berücksichtigt, dass die variablen Kosten innerhalb des Betrachtungszeitraums schwanken und zieht dies in die Investitionsentscheidung mit ein. Variable Kosten sind z. B. Erdgaspreise: hier werden langfristige Gaspreise über die gesamte Betriebsdauer eines Kraftwerks zugrunde gelegt. Die Stromgestehungskosten errechnen sich aus der Beziehung

$$C_{el} = \frac{Inv \times FCR + O \& M + F}{E_{year}}$$

mit

C_{el} = Costs, Gestehungskosten in US\$/kWh

Inv = Investitionskosten in US\$

FCR = Fixed charge rate, Annuität

O&M = Operation and Maintenance, Betriebskosten

F = Fuel costs, Brennstoffkosten

E_{year} = jährliche Elektrizitätsproduktion in kWh

(Formel unverändert übernommen aus DLR 2006)

Über die Laufzeit des Kraftwerks (40 Jahre) ist die Entwicklung des durchschnittlichen Energieträgerpreises lediglich bei Gaskraftwerken und solarthermischen Kraftwerken (aufgrund ihres Hybridcharakters) relevant. Die Gesteungskosten der in Iran zum Einsatz kommenden Kraftwerktypen sind in Abb. 7-3 dargestellt. Während die Wasserkraft im Zeitverlauf konstante Kosten aufweist, ergeben sich bei den anderen Optionen dynamische Entwicklungen, die auf investitionsseitige Kostendegressionen und/oder steigende Energieträgerpreise zurückzuführen sind.

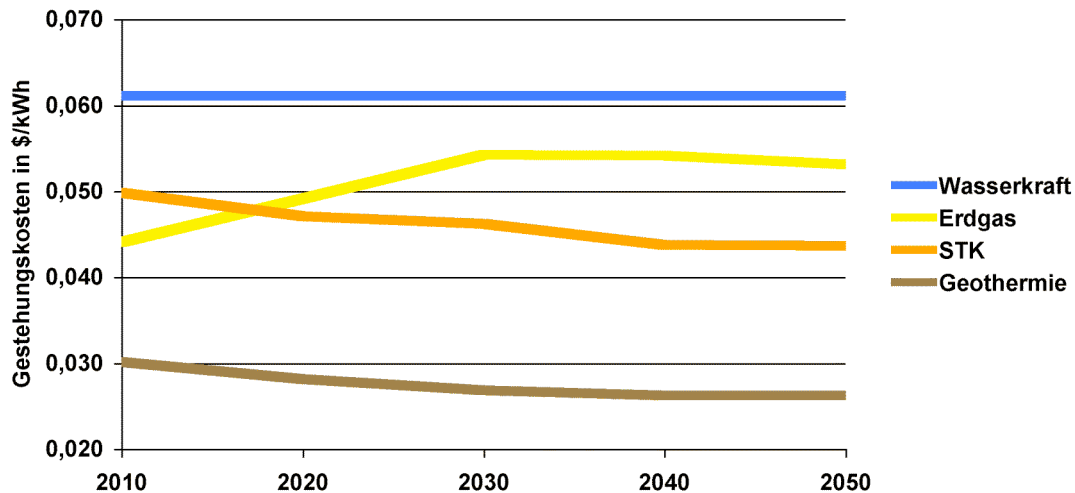


Abb. 7-3. Entwicklung der Gesteungskosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen.

Angaben in US\$/kWh (real). Die Berechnung erfolgt über den finanzmathematischen Durchschnitt. Die niedrigen Gesteungskosten für Geothermie und die hohen für Wasserkraft rühren von deren großen (7500) bzw. kleinen (2600) Volllaststundenzahlen her.

7.4 Ausbaupfad in Szenario Business as Usual BAU-REG

7.4.1 Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'

In Szenario *BAU-REG* werden im Vergleich zu *Business as Usual* nur etwa 88 Gigawatt Erzeugungsleistung aufgebaut (*BAU*: 92 GW) (vgl. Tab. 7-4). Die insgesamt über 400 TWh Strom im Jahr 2050 werden überwiegend mit solarthermischen Hybrid-Kraftwerken erzeugt. Diese Kraftwerke können je nach Auslegung Grund-, Mittel- oder Spitzenlast abdecken und garantieren gemeinsam mit den Beiträgen von Geothermie und Wasserkraft Versorgungssicherheit. Erdgaskraftwerke gehören bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zum Kraftwerkmix: bis 2010 werden noch Erdgaskraftwerke errichtet, die bei einer Betriebsdauer von 40 Jahren spätestens 2050 vom Netz gehen.

Tab. 7-4. Stromerzeugungsleistung in Szenario BAU-REG.

in Gigawatt GW	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamtleistung	36,0	46,3	57,2	67,2	76,6	87,6
Verbleibende Altkapazität 2001	26,0	22,4	15,2	7,9	0,7	0,0
Neue Wasserkraftleistung	4,0	8,6	13,4	13,4	13,4	13,4
Erdgas-Kraftwerke (bis 2010)	6,1	15,3	15,3	15,3	15,3	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,4	1,1	3,6	5,0
Solarthermische Kraftwerke	0,0	0,0	12,9	29,4	43,5	69,1

Angaben in Gigawatt Erzeugungsleistung. Geringe Abweichungen in den Summen durch Rundung möglich. *Verbleibende Altkapazität 2001*: Verlauf der Sterbelinie, also die Gesamtleistung der Kraftwerke, die im Jahr 2001 am Netz waren.

7.4.2 Gewinn- und Verlustrechnung in BAU-REG

In Szenario BAU-REG werden im Jahr 2050 insgesamt 447 mboe Erdgas in der Stromerzeugung eingespart und für den Export zur Verfügung gestellt. Die verbleibende Menge an Erdgas wird in solarthermischen Hybridkraftwerken eingesetzt (der Erdgasanteil der STK liegt bei zehn Prozent).

Die Gesamtinvestitionen in einen Ausbaupfad der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien⁴⁰ belaufen sich auf einen Barwert (zur Basis des Jahres 2005) von 80,2 Mrd. US\$ bis 2050. Die aus der Einsparung und dem verstärkten Export von Erdgas zu erzielenden Einnahmen betragen 39,8 Mrd. US\$, womit sich eine Differenz von 40,4 Mrd. US\$ errechnet. Somit übersteigen die zusätzlichen Investitionskosten die zusätzlichen Einnahmen. Allerdings werden Investitionen in den Ausbau der konventionellen Stromerzeugung mit Gaskraftwerken eingespart – diese Kosten würden im *Business-as-Usual*-Szenario entstehen. Sie betragen 49,0 Mrd. US\$ und sind als vermiedene Kosten in die Bilanz aufzunehmen. Damit entstehen nur zusätzliche Kosten, die der Differenz der beiden Ausbaupfade entsprechen. Diese liegen bei 31,2 Mrd. US\$. Entsprechend können in Szenario BAU-REG 8,6 Mrd. US\$ an Gewinnen generiert werden (80,2 Mrd. US\$ abzüglich 49,0 Mrd. US\$, im Vergleich zu 39,8 Mrd. US\$; vgl. Tab. 7-5).

⁴⁰ Der Ausbaupfad enthält auch die Investitionen in Gaskraftwerke bis 2010.

Tab. 7-5. Szenario *BAU-REG*: Gesamtinvestitionen und Gesamtgewinne, Barwert.

in Mrd. US\$, kumuliert von 2005 bis 2050	
Gesamtinvestitionen REG	80,2
Gewinne durch verstärkten Export von Erdgas	39,8
Gesamtbilanz REG-Ausbau	-40,4
Investitionen konventioneller Ausbau (<i>BAU</i>)	49,0
Gesamtgewinne durch REG-Ausbau	8,6

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005.
Abweichungen in der Gesamtsumme durch Rundung.

7.5 Ausbaupfad in Szenario Geringe Effizienz GE-REG

7.5.1 Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'

In Szenario *GE-REG* werden im Jahr 2050 insgesamt etwa 64 Gigawatt Erzeugungsleistung aufgebaut. Tab. 7-6 listet die verschiedenen Kraftwerktypen.

Tab. 7-6. Stromerzeugungsleistung in Szenario *GE-REG*.

in Gigawatt GW	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamtleistung	36,0	46,3	54,7	59,0	62,4	64,1
Verbleibende Altkapazität 2001	26,0	22,4	15,2	7,9	0,7	0,0
Neue Wasserkraftleistung	4,0	8,6	13,4	13,4	13,4	13,4
Erdgas-Kraftwerke (bis 2010)	6,1	15,3	15,3	15,3	15,3	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,4	1,1	3,6	5,0
Solarthermische Kraftwerke	0,0	0,0	10,4	21,2	29,3	45,7

Angaben in Gigawatt Erzeugungsleistung. *Verbleibende Altkapazität 2001*: Verlauf der Sterbelinie, also die Gesamtleistung der Kraftwerke, die im Jahr 2001 am Netz waren und in den folgenden Jahren bzw. Jahrzehnten von Netz gehen. Quelle: eigene Berechnungen.

Solarthermische Kraftwerke erzeugen den größten Teil der Gesamtstrommenge, allerdings ist deren relativer Anteil geringer als in Szenario *BAU-REG*. Abb. 7-4 stellt die erzeugten Strommengen der verschiedenen Kraftwerktypen graphisch dar. Wie in Szenario *BAU-REG* gehören auch in *GE-REG* Erdgaskraftwerke bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zum Kraftwerk-mix, bedingt durch die langen Betriebsdauern von 40 Jahren.

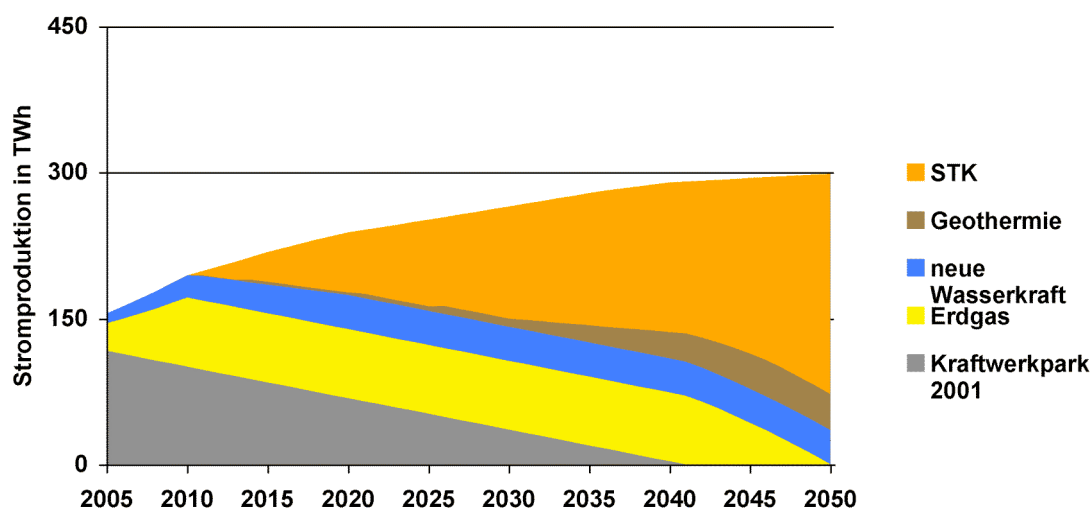


Abb. 7-4. Stromerzeugung in Szenario *GE-REG*.

Angaben in TWh/a. Erzeugte Gesamtstrommenge 2050: 297 TWh.

7.5.2 Gewinn- und Verlustrechnung in *GE-REG*

Die Gesamtinvestitionen in einen Ausbaupfad auf Basis erneuerbarer Energien⁴¹ belaufen sich auf 64,1 Mrd. US\$ von 2005 bis 2050 (Barwertrechnung zum Basisjahr 2005). Der verstärkte Export von Erdgas (durch heimische Einsparung allein im Stromsektor) schlägt sich in Gewinnen in Höhe von 26,1 Mrd. US\$ nieder, womit sich eine Differenz von 38,0 Mrd. US\$ errechnet (vgl. Tab. 7-7). Es werden jedoch Investitionen in den konventionellen Ausbau der Stromerzeugung mit Gaskraftwerken eingespart (Ausbau in Szenario *GE*), die als vermiedene Kosten in die Bilanz einzubeziehen sind. Diese betragen 42,7 Mrd. US\$. Damit sind also nur die *zusätzlichen* Investitionen der *REG*-Szenariovariante Mehrinvestitionen abweichend von der konventionellen Ausbaustrategie. Entsprechend können in Szenario *GE-REG* 4,7 Mrd. US\$ an Zusatzgewinnen generiert werden.

⁴¹ Dieser Ausbaupfad enthält auch die Investitionen in Gaskraftwerke bis 2010.

Tab. 7-7. Szenario *GE-REG*: Gesamtinvestitionen und Gesamtgewinne, Barwert.

in Mrd. US\$ 2005 bis 2050	
Gesamtinvestitionen REG	64,1
Erzielte Gewinne durch verstärkten Export von Erdgas	26,1
Gesamtbilanz REG	-38,0
Investitionen konventioneller Ausbau (<i>GE</i>)	42,7
Gesamtwirtschaftliche Gewinne durch REG-Ausbau	4,7

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Quelle: eigene Berechnungen.

7.6 Ausbaupfad in Szenario Hohe Effizienz HE-REG

7.6.1 Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix'

Das Lastverhalten in Szenario *HE-REG*, dass 36,2 Gigawatt Erzeugungsleistung aufgebaut werden, also knapp ein Gigawatt mehr als in Szenario *Hohe Effizienz* (35,5 Gigawatt) (vgl. Tab. 7-8 für detaillierte Daten).

Tab. 7-8. Stromerzeugungsleistung in Szenario *HE-REG*.

in Gigawatt GW	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamtleistung	36,0	46,3	51,0	46,3	41,3	36,2
Verbleibende Altkapazität 2001	26,0	22,4	15,2	7,9	0,7	0,0
Neue Wasserkraftleistung	4,0	8,6	13,4	13,4	13,4	13,4
Erdgas-Kraftwerke (bis 2010)	6,1	15,3	15,3	15,3	15,3	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,4	0,6	2,4	3,7
Solarthermische Kraftwerke	0,0	0,0	6,8	9,0	9,4	19,1

Angaben in Gigawatt Erzeugungsleistung. *Verbleibende Altkapazität 2001*: Verlauf der Sterbelinie, also die Gesamtleistung der Kraftwerke, die im Jahr 2001 am Netz waren. Quelle: eigene Berechnungen.

Aufgrund der starken Betonung der Energieeffizienz in Szenariopfad *Hohe Effizienz* übernimmt die solarthermische Stromerzeugung in Szenario *HE-REG* im Jahr 2050 zwar noch über die Hälfte der Stromerzeugung, jedoch einen deutlich geringeren Anteil als in den Szenarien *BAU-REG* und *GE-REG*. Entsprechend steigen die relativen Anteile von Geothermie und Wasserkraft (vgl. Abb. 7-5). Die Gestehungskosten der Wasserkraft sind aufgrund ihrer geringeren Volllaststunden höher als von geothermischer und solarthermischer Stromerzeugung. Unter dem Ge-

sichtspunkt der Diversifizierung des Erzeugungsportfolios übernimmt die Wasserkraft jedoch eine wichtige Funktion im iranischen Energiemix, wodurch sich ihr Ausbau rechtfertigen lässt.

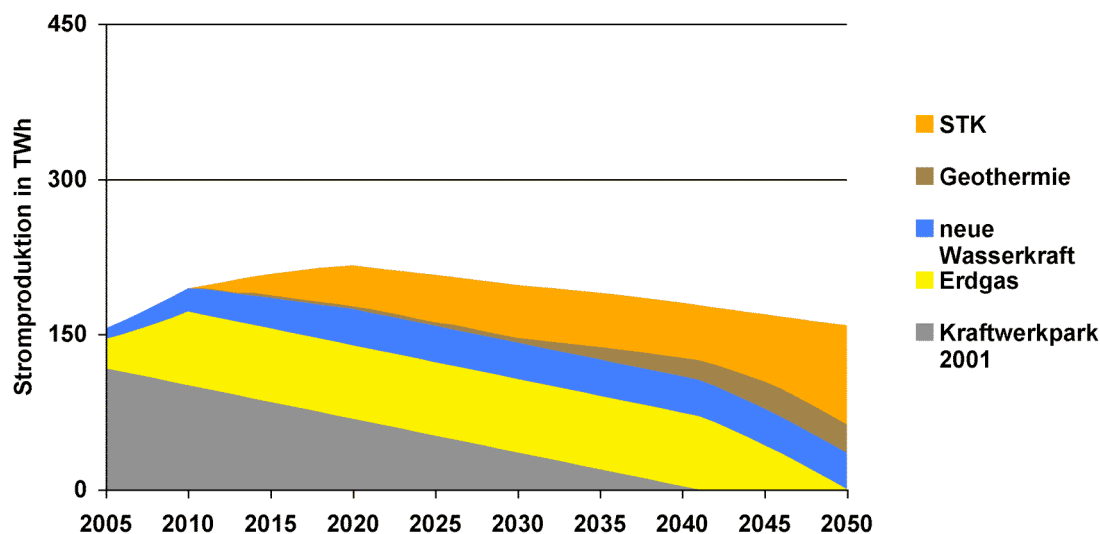


Abb. 7-5. Stromerzeugung in Szenario *HE-REG*.

Angaben in TWh/a. Erzeugte Gesamtstrommenge: 157 TWh.

7.6.2 Gewinn- und Verlustrechnung in *HE-REG*

Die Gesamtinvestitionen in einen Ausbaupfad auf Basis erneuerbarer Energien nach *HE-REG* belaufen sich auf einen Barwert zum Basisjahr 2005 von 44,5 Mrd. US\$ im Zeitraum von 2005 bis 2050.⁴² Der verstärkte Export von Erdgas (durch Einsparung im heimischen Verbrauch) schlägt sich in Einnahmen in Höhe von 10,8 Mrd. US\$ nieder, woraus sich eine Differenz von 33,7 Mrd. US\$ errechnet. Jedoch werden gegenüber Szenario *Hohe Effizienz* Investitionen in den konventionellen Ausbau der Stromerzeugung mit Gaskraftwerken in Höhe von 36,8 Mrd. US\$ eingespart, die als vermiedene Kosten in die Bilanz einzubeziehen sind. Entsprechend können in Szenario *HE-REG* noch 3,1 Mrd. US\$ an Zusatzgewinnen gegenüber *HE* generiert werden (vgl. Tab. 7-9).

⁴² Dieser Ausbaupfad enthält auch die Investitionen in Gaskraftwerke bis 2010.

Tab. 7-9. Szenario HE-REG: Gesamtkosten und Gesamtgewinne, Barwert.

in Mrd. US\$, 2005 bis 2050	
Gesamtinvestitionen REG	44,5
Erzielte Gewinne durch verstärkten Export von Erdgas	10,8
Gesamtbilanz REG	-33,7
Investitionen konventioneller Ausbau (HE)	36,8
Gesamtwirtschaftliche Gewinne durch REG-Ausbau	3,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Abweichung in der Summenrechnung durch Rundung.
Quelle: eigene Berechnungen.

7.7 Zusammenfassende Darstellung des Ausbaus in den REG-Szenariovarianten

Aufgrund des festgelegten Ausbaumusters variieren die relativen Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien (inklusive des verbleibenden fossilen Kraftwerkparks gemäß der Sterbelinie). Während im Jahr 2050 die geothermische Stromerzeugung einen Anteil zwischen 6 und 10 Prozent erreicht, bestreiten Wasserkraft und Solarthermie 15 bis 37 Prozent bzw. 79 bis 53 Prozent der Elektrizitätserzeugung. Tab. 7-10 fasst die jeweiligen Anteile zusammen.

Tab. 7-10. Anteile erneuerbarer Energien am Kraftwerkpark in den REG-Szenarien, 2050.

in %	BAU-REG	GE-REG	HE-REG
Wasserkraft	15	21	37
Geothermie	6	8	10
Solarthermie	79	71	53

Angaben in Prozent. Rein fossile Erzeugungskapazitäten (Erdgaskraftwerke) sind im Jahr 2050 vom Netz. Erdgas wird lediglich noch in solarthermischen Hybridkraftwerken eingesetzt. Die Entwicklung der jeweiligen Anteile der Technologien (in Gigawatt) zeigen Tab. 7-4, Tab. 7-6 und Tab. 7-8.

Durch die unterschiedlichen Anteile verschiedener Energieträger mit ihren jeweiligen Charakteristika zeigt die Gesamtauslastung des Kraftwerkparks geringe Differenzen, die sich jedoch nicht auf die Versorgungssicherheit auswirken, sondern im üblichen Schwankungsbereich liegen. Abb. 7-6 stellt die Volllaststundenzahlen der verschiedenen Szenarien vergleichend dar.

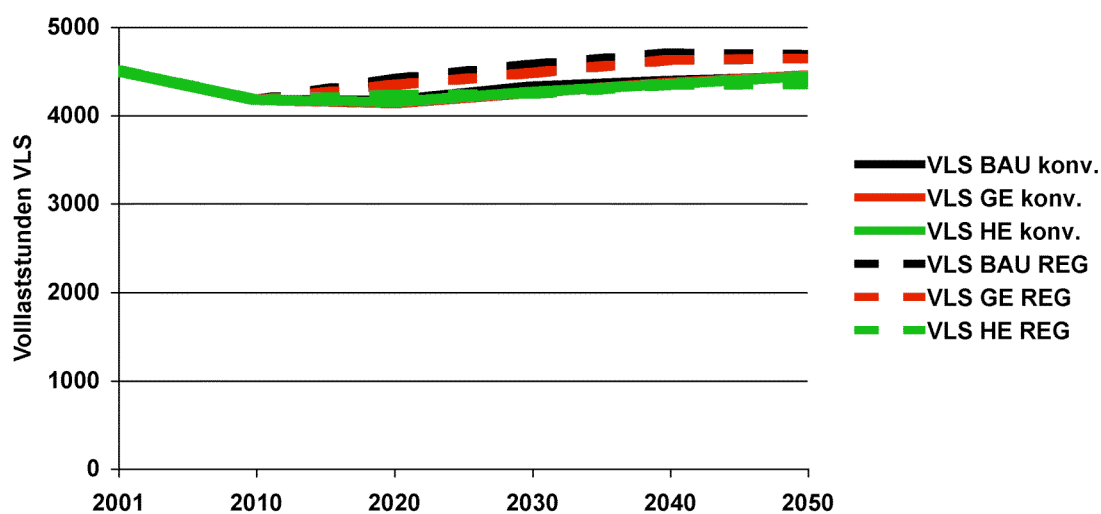


Abb. 7-6. Auslastung des Kraftwerkparkes der Szenarien des konventionellen und des REG-Ausbaus.

Angaben in h/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Die Investitionskosten (nicht jedoch die Gesteigungskosten, wie bereits gezeigt wurde) für den Ausbau der iranischen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien liegen deutlich über den Kosten des Ausbaus mit konventionellen Gaskraftwerken. Wie jedoch gezeigt wurde, können durch ihren Einsatz erhebliche Mengen an Erdgas eingespart und dadurch exportiert werden, was nach Grenzübergangspreisen bemessen hohe Gewinne für den iranischen Staat generiert. Trotzdem liegen die Gesamtinvestitionskosten über den zu erzielenden Einnahmen. Dieser Vergleich allein greift jedoch zu kurz. In einer ganzheitlichen Betrachtung müssen die eingesparten Kosten des vermiedenen konventionellen Ausbaus in die Gesamtrechnung einbezogen werden. Je nach Szenario liegen diese Kosten zwischen 36,8 und 49,0 Mrd. US\$. Tab. 7-11 listet die Gesamtrechnung der Kosten und Einnahmen.

Tab. 7-11. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger, Barwert.

in Mrd. US\$	<i>BAU-REG</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE-REG</i>
Ausbaukosten, erneuerbare Energien	80,2	64,1	44,5
Gewinne durch gesteigerten Export von Erdgas (aufgrund heimischer Einsparung)	39,8	26,1	10,8
Nettokosten <i>REG</i> -Ausbau	40,4	38,0	33,7
	<i>BAU</i>	<i>GE</i>	<i>HE</i>
Ausbaukosten, konventionelle Kraftwerke	49,0	42,7	36,8
Differenz zwischen <i>REG</i> -Ausbau und konventionellem Ausbau*	8,6	4,7	3,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. *: Positive Werte: höhere Einnahmen in den *REG*-Szenariovarianten. Quelle: eigene Berechnungen.

Fazit: Der Aufbau einer auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Stromversorgung in Iran ist unter den hier getroffenen Annahmen und unter Einbeziehung möglicher Erdgasexportsteigerungen ökonomisch vorteilhaft, da die zusätzlichen Ausbaukosten (im Vergleich zum konventionellen Ausbau) geringer sind als die erzielbaren Einnahmen. Dies gilt für alle drei Erzeugungspfade *BAU-REG*, *GE-REG* und *HE-REG*. Da die Menge an eingespartem Erdgas in Szenario *BAU-REG* größer ist als in den Szenarien mit geringerem Stromverbrauch – weil in Szenario *BAU* am meisten Erdgas verbraucht wird – werden dort auch höhere Exportgewinne erzielt. Dieser Vergleich ist allerdings nur theoretisch zu ziehen, da er nicht die Gesamtinvestitionen enthält. In Ergänzung dazu ist der Ausbau einer REG-Struktur in einem hocheffizienten Umfeld entsprechend *HE-REG* mit den anderen Szenarien in Beziehung zu setzen, um den ökonomischen Nutzen vergleichend darzustellen: der konventionelle Ausbau der Stromerzeugungsinfrastruktur in Szenario *Business as Usual* ist mit Investitionen von 49 Mrd. US\$ verbunden, der Ausbau einer auf erneuerbaren Energien fußenden Stromerzeugung im *HE-REG*-Szenario dagegen nur mit 44,5 Mrd. US\$. Entsprechend werden 4,5 Mrd. US\$ an Investitionen eingespart. Hinzu kommen die durch die Einsparung von Erdgas erzielbaren Gewinne in Höhe von 10,8 Mrd. US\$. In Szenario *HE-REG* werden also 15,3 Mrd. US\$ mehr Gewinne erzielt als in Szenario *BAU*. Tab. 7-12 stellt den Vergleich von Szenario *HE-REG* mit sämtlichen anderen Szenariovarianten dar. Es wird deutlich, dass der Ausbau der Stromerzeugung entlang des Pfades von *HE-REG* die höchsten Gewinne generiert.

Tab. 7-12. Zielszenario *HE-REG*: Gesamtkosten und Zusatzgewinne gegenüber Szenariovarianten bezüglich des Ausbaus der Strombereitstellung, Barwert.

in Mrd. US\$, 2005 - 2050	
Nettoausbaukosten <i>HE-REG</i>	33,7
Zusatzgewinne gegenüber <i>HE</i>	3,1
Zusatzgewinne gegenüber <i>BAU</i>	15,3
Zusatzgewinne gegenüber <i>BAU-REG</i>	6,7
Zusatzgewinne gegenüber <i>GE</i>	9,0
Zusatzgewinne gegenüber <i>GE-REG</i>	4,3

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Positive Werte: zusätzliche Gewinne in Szenario *HE-REG* gegenüber dem jeweiligen Vergleichsszenario. Quelle: eigene Berechnungen.

7.8 Primärenergieträger und Anwendungen im zukünftigen Stromerzeugungsmix

Wahl der Primärenergieträger. Wie die vorliegenden Szenarien zeigen, kann der modellierte Mix aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 das gesamte iranische Stromaufkommen decken. Es verbleibt nur ein geringer Restanteil von Erdgas für den Hybridbetrieb solarthermischer Kraftwerke. Dies bedeutet, dass aus der Perspektive iranischer Versorgungssicherheit sowohl *Windkraft* und *Biomasse* als auch *Kohle* und *Kernbrennstoffe* als Energieträger für die Stromerzeugung nicht zwingend erforderlich sind. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien kann außerdem auf reine Erdgaskraftwerke verzichtet werden. Gleichwohl sind die nutzbaren Potenziale von *Windkraft* und *Biomasse* nicht zu vernachlässigen; sie könnten als „regenerative Reserve“ für eine weitere Diversifizierung der Stromerzeugung Bedeutung erlangen.

Dezentrale Anwendungen erneuerbarer Energien. Die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energieträger wird in der Arbeit nicht thematisiert. Aufgrund der großen Potenziale solarer Strahlung können jedoch auch dezentrale Anwendungen (Wärmegewinnung, netzfern zur Stromerzeugung u. a.) eine Option sein, um mehr fossile Energieträger einzusparen und den Anteil erneuerbarer Energieträger am iranischen Energiemix zu erhöhen. Eine Studie zur regenerativen Wärmeerzeugung (für Warmwasserbereitung) wurde im Jahr 2004 durchgeführt (CEERS 2004). Sie zeigt, dass erneuerbare Energien in Iran auch in dezentralen Anwendungen großes Potenzial besitzen. Allerdings kommt die Studie zum Schluss, dass im derzeitigen Energiepreisregime REG-Anlagen von Endverbrauchern nicht auf Kosten deckender Basis betrieben werden können. Der wirtschaftliche Nutzen des Staates hingegen liegt in der Einsparung hoch subventionierter Energieträger.

7.9 Sensitivitätsanalyse

Um die Effekte anderer Preisentwicklungen auf die Rentabilität von REG-Technologien im iranischen Stromerzeugungsmix zu quantifizieren, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dies gilt zuvorderst für die Annahme eines Gaspreises, der um ein Prozent pro Jahr ansteigt. Eine solche Gaspreisentwicklung wurde bereits bei der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 5.6 (S. 94) angenommen. Zum Vergleich: der Preis, der in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* angenommen wird, steigt in Fünfjahresschritten stärker an und erreicht zwischen 2030 und 2050 einen Maximalwert in Form eines lange gleich bleibenden Plateaus. Abb. 7-7 stellt beide Preisverläufe bis 2050 vergleichend gegenüber.

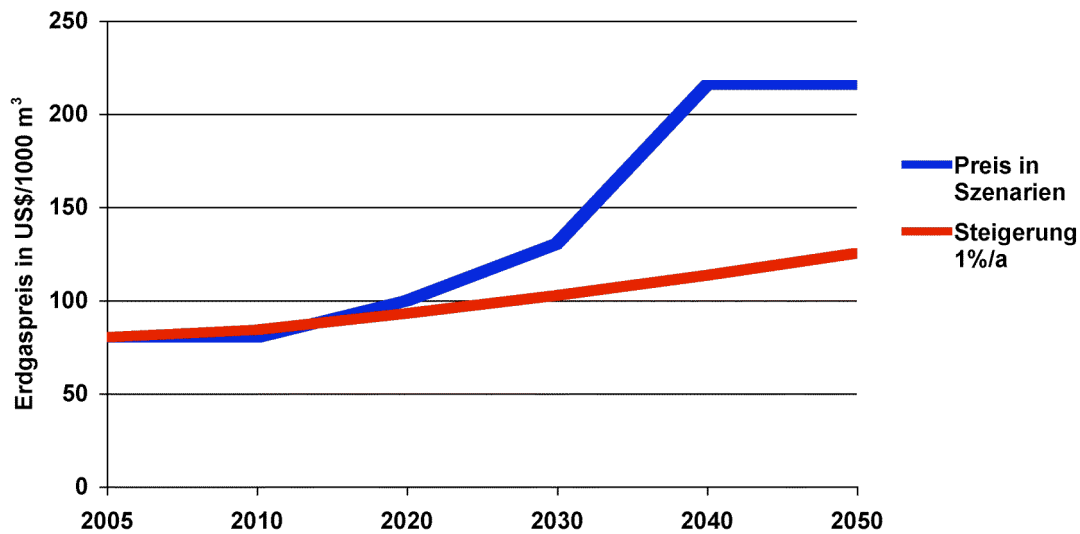


Abb. 7-7. Sensitivitätsanalyse der Preisentwicklung für Erdgas (Grenzübergangspreis).

Angaben in US\$/1000 m³ (real). Verlauf des Erdgaspreises, wie er für die Szenarien modelliert wird, im Vergleich zu einer Steigerung des Erdgaspreises um ein Prozent pro Jahr ab 2005. Quelle: eigene Berechnungen.

Die Sensitivitätsprüfung der Gestehungskosten ergibt eine hohe Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Erdgaspreisen. Während bei dem in den Szenarien angenommenen Preispfad die Gestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken bereits vor 2020 unterhalb der Gestehungskosten von Erdgaskraftwerken liegen, zeigt sich bei einer Steigerung des Erdgaspreises von einem Prozent pro Jahr ein anderes Bild: die Gestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken bleiben auch im Jahr 2050 noch über denen von Erdgaskraftwerken. Die Ergebnisse sind graphisch in Abb. 7-8 dargestellt.

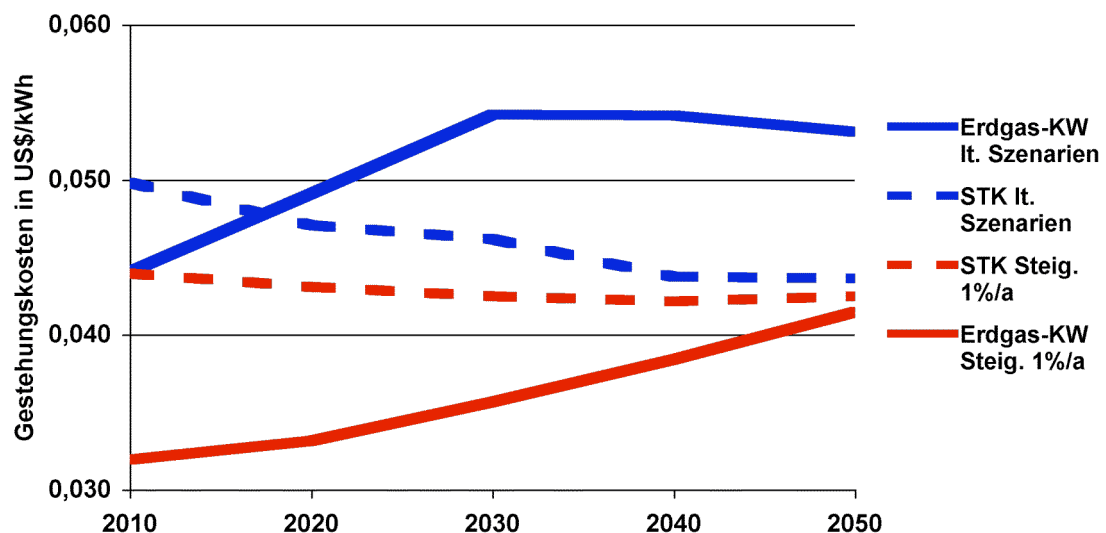


Abb. 7-8. Entwicklung der Stromgestehungskosten auf zwei verschiedenen Erdgaspreispfaden.

Angaben in US\$/kWh Strom (real). Während im Erdgaspreisregime nach Szenarioangaben (in der Legende mit „lt. Szenarien“ bezeichnet) die Gestehungskosten von Erdgaskraftwerken noch vor 2020 größer werden als von solarthermischen Kraftwerken, bleiben sie bei einer Steigerung des Erdgaspreises von einem Prozent jährlich (in der Legende mit „Steig. 1%/a“ bezeichnet) auch im Jahr 2050 noch unter denen der solarthermischen Stromerzeugung. Angaben in US\$/kWh. Erläuterungen: „STK“: Solarthermisches Kraftwerk; „Erdgas-KW“: Erdgaskraftwerk (GuD). Quelle: eigene Berechnungen.

Fazit: Ein Preispfad mit einer Steigerung von einem Prozent jährlich schafft Bedingungen, unter denen der Ausbau der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nach Aspekten inländischer Gesamtinvestitionen und -einnahmen nicht rentabel ist, vgl. Tab. 7-13. Angesichts der globalen Entwicklungen im Energiebereich (Knappheiten, stark steigende Verbräuche etc.) erscheint eine derart geringe Preissteigerung jedoch als wenig wahrscheinlich.

Tab. 7-13. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger auf einem alternativen Preispfad mit einer Steigerung von 1 Prozent jährlich, Barwert.

in Mrd. US\$, 2005 - 2050	<i>BAU-REG</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE-REG</i>
Ausbaukosten	80,2	64,1	44,5
Gewinne durch verstärkten Export von Erdgas	19,1	12,8	5,6
Nettokosten <i>REG</i> -Ausbau	61,1	51,3	38,9
	<i>BAU</i>	<i>GE</i>	<i>HE</i>
Ausbaukosten	49,0	42,7	36,8
Differenz zwischen <i>REG</i> -Ausbau und konventionellem Ausbau*	-12,1	-8,6	-2,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. *: Negative Werte: geringere Einnahmen in den *REG*-Szenarienvarianten. Quelle: eigene Berechnungen.

8 Gewinn- und Verlustrechnung und Emissionsbilanzen der Szenarien und ihrer REG-Varianten

Die Gewinn- und Verlustrechnungen für die Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* sowie deren REG-Varianten werden in Kap. 8 zusammenfassend diskutiert. Die kurze Darstellung der Effekte, die die Fortführung der Subventionierung von Energie bis zum Jahr 2050 haben könnte, schließt sich an. In der „iranischen Energierechnung“ der verschiedenen Szenarien werden Gewinne, Verluste und Subventionen qualitativ miteinander in Beziehung gesetzt. Die Berechnung von Emissionsbilanzen beschließt das Kapitel.

8.1 Konsequenzen der Verbrauchsentwicklungen für den iranischen Staatshaushalt

Die zusammenfassende quantitative Darstellung der Ergebnisse erfolgt in Tab. 8-1. Sie werden zuvor im Text qualitativ mit den entsprechenden Verweisen auf die Tabelle (in Klammern) angesprochen.

Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen. In allen Szenarien werden Gewinne durch Exporte von Erdöl und Erdgas erzielt. Durch verschiedene Grade an Energieeinsparungen sind diese Gewinne in Szenario *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* höher als in *Business as Usual* (Zeile 2 *Exportgewinne* in Tab. 8-1). Verluste entstehen für den iranischen Staat nur in Szenario *Hohe Effizienz* durch Maßnahmen(bündel) zur Steigerung der Energieeffizienz (Zeile 3). Hieraus leitet sich die *Bilanz Effizienz* ab (Zeile 4).

Verteilung und Export von Erdöl und Erdgas. Die Ausbaurkosten von Infrastrukturen für die inländische Verteilung und den Export von Erdöl und Erdgas (nicht Strombereitstellung) sind gemäß Annahme in allen Szenarien identisch (hierauf wurde bereits in Kap. 5.5 ausführlich eingegangen). Sie sind daher nicht in der zusammenfassenden Tabelle berücksichtigt.

Strombereitstellung. Da in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* weniger Strom nachgefragt wird und dadurch die gesamte Bereitstellungskette eine geringere Kapazität benötigt als in *Business as Usual*, sind die Investitionen (Verluste) geringer als in *BAU*. Gegenüber *BAU* werden in *GE* und *HE* außerdem zusätzliche Exportgewinne erzielt, da weniger Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt werden muss: neben den geringeren Investitionskosten lassen sich also noch zusätzliche Deviseneinnahmen generieren. Diese zusätzlichen Gewinne sind bereits in der *Bilanz Effizienz* (Zeile 2 in Tab. 8-1) enthalten. Die Investitionen in die Strominfrastruktur werden separat aufgelistet als *Bilanz Strom* (Zeile 5 für die Szenarien *BAU*, *GE* und *HE*).

Die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien (in den REG-Szenarien) ist mit höheren Investitionen verbunden. Verglichen mit dem jeweiligen konventionellen Ausbauszenario wird jedoch Erdgas eingespart und für den Export zur Verfügung gestellt. Die Investitionen in den REG-Ausbau werden gemeinsam mit den zusätzlich erzielbaren Gewinnen bilanziert (Zeile 5,

Spalten *BAU-REG*, *GE-REG* und *HE-REG*). Diese Art der Bilanzierung ermöglicht die genaue Unterscheidung und Quantifizierung der Devisengewinne durch Energieeffizienz und durch erneuerbare Energien. Es wird deutlich, dass die Nettokosten des *REG*-Ausbaus geringer sind als die des konventionellen Ausbaus *trotz* dessen geringerer Investitionskosten.

Aus den Gewinnen und Verlusten kann die Gesamtbilanz für alle Szenarien berechnet werden (Zeile 6). Subventionen bzw. der Subventionsabbau werden nicht gemeinsam mit den Gewinnen und Verlusten bilanziert, sondern anschließend separat diskutiert.

Tab. 8-1. Szenarienvergleich: Gesamtbilanzen für Energieeffizienz und REG-Varianten (Ausbau Stromerzeugung), Barwert.

in Mrd. US\$	<i>BAU</i>	<i>BAU-REG</i>	<i>GE</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE</i>	<i>HE-REG</i>
Exportgewinne	1176,1		1310,6		1575,3	
Effizienzkosten	0		0		11,5	
Bilanz Effizienz (Gewinne/Verluste)	1176,1		1310,6		1563,8	
Bilanz Strom (Verluste/Gewinne)	-49,0	-40,4	-42,7	-38,0	-36,8	-33,7
Gesamtbilanz	1127,1	1135,7	1267,9	1272,6	1527,0	1530,1
Differenz Gesamtbilanz zu <i>BAU</i>			140,8	145,5	399,9	403,0
Differenz Gesamtbilanz zu <i>BAU-REG</i>				136,9		394,4
Differenz Gesamtbilanz zu <i>GE</i>					259,1	262,2
Differenz Gesamtbilanz zu <i>GE-REG</i>						257,5

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Die Daten stellen auf das Jahr 2005 abdiskontierte kumulierte Werte dar. *BAU* und *BAU-REG* repräsentieren als Referenzszenarien (ohne nachfrageseitige Effizienzsteigerungen) die Exportgewinne. In Szenario *BAU* und *GE* entstehen keine Kosten für die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen, in Szenario *HE* hingegen in Höhe von 11,5 Mrd. US\$. *Bilanz Strom* enthält die Ausbauposten der Strombereitstellungskette und in den *REG*-Varianten außerdem die Zusatzgewinne, die aus heimisch eingespartem und exportiertem Erdgas erzielt werden. Der Energieverbrauchspfad gemäß des Zielszenarios *BAU-REG* generiert die höchsten Gewinne aller Szenarien bzw. Szenario-Varianten: 1530 Mrd. US\$. Vgl. für die jeweiligen Szenarien die Detailtabellen Tab. 5-10 (S. 89), Tab. 5-12 (S. 90) und Tab. 5-16 (S. 92).

Vergleich der Szenarien. Unter Gesichtspunkten einer nachhaltigen Entwicklung ist das Szenario *HE-REG* als *Zielszenario* hervorzuheben: Durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und die Nutzung erneuerbarer Energien werden insgesamt über 1530 Mrd. US\$ an Nettogewinnen aus Erdöl- und Erdgasexporten erzielt. Der Vergleich der Szenarien *Hohe Effizienz* und *Geringe Effizienz* zeigt, dass mit Investitionen in Effizienzmaßnahmen in Höhe von 11,5 Mrd. US\$ über den gesamten Zeitraum (abdiskontiert auf das Jahr 2005) erhebliche Zusatzgewinne erwirtschaftet werden können: Die Netto-Zusatzgewinne betragen in den beiden *HE*-Szenarien gegenüber *GE* und *GE-REG* ca. 260 Mrd. US\$ (vgl. Zeilen 9 und 10 in Tab. 8-1). Die zusätzlichen Gewinne durch den Umstieg auf erneuerbare Energien (Differenz zwischen

HE und *HE-REG*) tragen hierzu einen geringen Teil in Höhe von 3,1 Mrd. US\$ bei. Die Mehrgewinne des Zielszenarios *HE-REG* gegenüber Szenario *Business as Usual* sind deutlich größer, sie betragen etwa 400 Mrd. US\$, kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum (Barwert zur Basis 2005) (vgl. Zeile 7).

Effizienzsteigerungen nach den Szenarien *Geringe Effizienz* und *GE-REG* führen zu Netto-Zusatzgewinnen gegenüber der *Business-as-Usual*-Entwicklung zwischen 137 bis 145 Mrd. US\$ (vgl. Zeilen 7 und 8).

8.2 Subventionsabbau

Subventionen verursachen hohe Ausgaben und führen zu hohen entgangenen Einnahmen für den iranischen Staat. Die Weiterführung der aktuellen Subventionspraxis bis zum Jahr 2050 wurde in Kap. 6 als unplausibel diskutiert. Daher werden Subventionen aus der Gesamtbilanzbetrachtung ausgeschlossen. Zur Verdeutlichung der Effekte einer Fortführung des Subventionswesens bis 2050 werden trotzdem die in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* entstehenden Subventionen in jeweils zwei Varianten kurz dargestellt: die erste Variante zeigt die Beibehaltung der heutigen Subventionspraxis, die zweite Variante den Abbau aller Subventionen für fossile Energieträger (Tab. 8-2). In Szenario *BAU* würde die Beibehaltung der bisherigen Subventionspraxis rechnerisch dazu führen, dass bis 2050 die Subventionen höher sind als die Gewinne, die der iranische Staat in diesem Zeitraum durch den Export von Erdöl und Erdgas generieren kann (Gesamtgewinne: 1176,2 Mrd. US\$, Subventionen: 1507,0 Mrd. US\$). Dies trifft auch auf Szenario *Geringe Effizienz* zu (Gesamtgewinne: 1310,6 Mrd. US\$, Subventionen: 1347,7 Mrd. US\$).

Es sei jedoch nochmals darauf hingewiesen, dass die Subventionen nicht sämtlich aus direkten Kosten (in Form des Verkaufs von Energie unter den Herstellungskosten) bestehen, sondern auch zu einem Teil aus entgangenen Einnahmen. Daher ist eine direkte Vergleichbarkeit mit den Exportgewinnen nur mit Einschränkungen gegeben, sie dient der Verdeutlichung des Gesamtumfangs der iranischen Subventionspraxis.

Tab. 8-2. Kumulierte Subventionen bis 2050 in zwei Szenario-Varianten: Subventionsabbau und Beibehaltung der Subventionspraxis, Barwert.

kumuliert bis 2050 in Mrd. US\$	<i>BAU</i>	<i>GE</i>	<i>HE</i>
Zahlungen unter Beibehaltung der Subventionspraxis	1507,0	1347,7	1041,5
Zahlungen bei langfristigem Subventionsabbau	408,1	401,2	387,4

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Der Vergleich mit Tab. 8-1 zeigt, dass unter Beibehaltung der heutigen Subventionspraxis in Szenario *Business as Usual* und in Szenario *Geringe Effizienz* mehr für Subventionen entstehen, als mit dem Export von Erdöl und Erdgas im gleichen Zeitraum an Gewinnen erzielt werden kann.

Quelle: eigene Berechnungen.

8.3 Die Energierechnung in den Szenarien BAU, GE und HE

Die „Energierechnung“ Irans wird dargestellt, um qualitativ die Beiträge von Verlusten und Gewinnen sowie Subventionen zu verdeutlichen. Hierbei ist eine Unterscheidung in Staat, Endverbraucher und Volkswirtschaft zielführend (vgl. Tab. 8-3). Die volkswirtschaftlich relevanten Aspekte Arbeitsplatzeffekte und externe Kosten werden kurz angesprochen.

Tab. 8-3. Energierechnung Irans, differenziert nach Staat, Verbraucher und Volkswirtschaft.

	Annahmen	Staat	Verbraucher	Volkswirtschaft
<i>BAU</i>	Kein Subventionsabbau Hoher Energieverbrauch	Trägt Subventionen vollständig, daher hohe Kosten und Einnahmenverluste Stark sinkende Deviseneinnahmen im Zeitverlauf	Geringe Energiekosten	Hohe externe Kosten
<i>GE</i>	Subventionsabbau Moderate Senkung des Energieverbrauchs gegenüber <i>BAU</i>	Vergleich zu <i>BAU</i> : Höhere Deviseneinnahmen durch inländische Verbrauchsreduktion Höhere Einnahmen durch höhere inländ. E-Preise	Vergleich zu <i>BAU</i> : Höhere Energierechnung als in <i>BAU</i> , Verbrauchsreduktion fängt höhere Preise aber (tlw.) auf	Vergleich zu <i>BAU</i> : Positivere Außenhandelsbilanz wegen höherer Exporte Geringere externe Kosten. Evtl. positive Effekte durch höhere staatliche Investitionen
<i>HE</i>	Subventionsabbau Umfangreiche Effizienzmaßnahmen zur Verbrauchsreduktion Starke Senkung des Energieverbrauchs	Vergleich zu <i>BAU</i> : Sehr hohe zusätzliche Deviseneinnahmen. (Im Vergleich dazu geringe REN-Investitionskosten.) Höhere Einnahmen durch höhere inländ. Energiepreise	Vergleich zu <i>BAU/GE</i> : Geringere Energierechnung als in <i>GE</i> , Vergleich zu <i>BAU</i> unsicher: variiert je nach Verbrauchstyp	Vergleich zu <i>BAU/GE</i> : Positivere Außenhandelsbilanz als in <i>BAU</i> und <i>GE</i> . Gesamtausgaben für Energie geringer als in <i>GE</i> . Geringe externe Kosten Entstehung REG/REN-Industrien, dadurch positive volkswirtschaftliche Folgewirkungen

Annahme: Energiesektor bleibt verstaatlicht. Quelle: eigene Darstellung.

8.3.1 Energierechnung in Szenario *Business as Usual*

Die Energiesubventionen bleiben in diesem Szenario erhalten. Der Staat trägt damit sämtliche Verluste, die durch Subventionen entstehen und die sich aus entgangenen Einnahmen und direkten Kosten zusammensetzen. Aufgrund der hohen Subventionen tragen Verbraucher nur geringe Energiekosten. Ungeachtet der einzelwirtschaftlichen Impulse oder Hemmnisse durch hoch subventionierte Energieträger entstehen durch die Verschwendung von Energie hohe externe Kosten (Luftverschmutzung und Gesundheitsbelastung, Umweltschäden etc.), die eine Volkswirtschaft negativ beeinflussen.

Fazit: Die Beibehaltung der Subventionspraxis und der hohe Energieverbrauch führen zu hohen Kosten für den iranischen Staat. Die iranische Volkswirtschaft wird zusätzlich durch hohe externe Kosten belastet (Tab. 8-3).

8.3.2 Energierechnung in Szenario *Geringe Effizienz*

Die Energiesubventionen werden schrittweise abgebaut. Hierdurch kommt es zu einer moderaten Senkung des Energieverbrauchs. Der Subventionsabbau im Energiebereich führt dazu, dass die indirekten Subventionen zu Einnahmen für den iranischen Staat werden. Die direkten Subventionen (Differenz von Bereitstellungskosten und heimischen Preisen) werden eingespart. Da der vollständige Subventionsabbau einen niedrigeren Energieverbrauch als in *Business as Usual* zur Folge hat, erzielt der iranische Staat Devisengewinne durch den Export der inneriranisch eingesparten Energieträger. Die Energierechnung der Verbraucher ist in Szenario *Geringe Effizienz* höher als in *Business as Usual*. Blicke der Verbrauch gleich hoch wie in Szenario *BAU*, wären die zusätzlichen Aufwendungen für Energie so hoch wie die vormaligen Subventionen. Der Verbrauch sinkt jedoch (relativ zu *BAU*), weshalb die tatsächliche Energierechnung niedriger ausfällt. Die Steigerung der Energieexporte und die damit verbundene Steigerung der Deviseneinnahmen trägt zu einer positiven Außenhandelsbilanz bei. In die Energierechnung der gesamten Volkswirtschaft sind mehrere Elemente einzubeziehen, so die Reduzierung externer Kosten des hohen Energieverbrauchs, aber auch Effekte, die durch staatliche Investitionen (*government spending*, möglich durch zusätzliche Exportgewinne und Subventionseinsparungen) induziert werden.

Fazit: Die Größe des volkswirtschaftlichen Nutzens und die konkrete Energierechnung der Verbraucher hängen in starkem Maße davon ab, wie die iranische Regierung die zusätzlichen Einnahmen aus Subventionsabbau und Exportsteigerung einsetzt.

8.3.3 Energierechnung in Szenario *Hohe Effizienz*

Die Energiesubventionen werden schrittweise abgebaut wie in Szenario *Geringe Effizienz*. Durch die Einführung von Maßnahmenbündeln zur Steigerung der Energieeffizienz kommt es darüber hinaus zu starken Senkungen des Energieverbrauchs (im Vergleich zu *Business as Usual*). Wie in Szenario *Geringe Effizienz* führt der Subventionsabbau dazu, dass die vormaligen indirekten Subventionen (entgangene Einnahmen) in reale Einnahmen überführt und die direkten Subventionskosten eingespart werden. Der Staat erwirtschaftet zusätzliche Devisenein-

nahmen durch den Export von inländisch eingesparten Energieträgern. Der Staat (bzw. die jeweilige iranische Regierung) investiert im Rahmen einer langfristigen Energiestrategie in Effizienzmaßnahmen, wodurch der Gesamtgewinn sinkt. Der Staat erzielt folgenden Gewinn:

$$\begin{aligned} & \text{Gewinne durch Subventionsabbau} \\ + & \text{ Gewinne durch Steigerung der Exporte} \\ - & \text{ Kosten für Effizienzmaßnahmen} \\ = & \text{ Gesamtgewinn} \end{aligned}$$

Das starke Absinken des Energieverbrauchs (gegenüber *BAU*) führt zu einer deutlich geringeren Energierechnung der Verbraucher als in Szenario *Geringe Effizienz*. Die Steigerung der Exporte bzw. die damit verbundene Steigerung der Deviseneinnahmen trägt zu einer positiven Außenhandelsbilanz bei. Die positiven Effekte einer starken Reduktion des Energieverbrauchs wie die Verbesserung der Luftqualität und die Reduzierung von Umweltschäden sind ebenso zu berücksichtigen wie der volkswirtschaftliche Nutzen durch die Entstehung einer auf Effizienztechnologien spezialisierten Industrie.

Fazit: Die sehr großen Energieeinsparungen des Szenarios *Hohe Effizienz* (gegenüber *BAU*) erfordern Investitionen seitens des iranischen Staates bzw. der jeweiligen Regierung. Allerdings werden hierdurch deutlich größere Mengen an Energieträgern für den Export zur Verfügung gestellt als ohne diese Investitionen. Die damit erzielbaren Zusatzgewinne überkompensieren die Investitionen deutlich. Die Volkswirtschaft kann vom Aufbau von Industrien in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz profitieren. Die Energierechnung der Verbraucher sinkt im Vergleich zu Szenario *Geringe Effizienz*.

8.3.4 Arbeitsplatzeffekte und externe Kosten

Eine Umstrukturierung der iranischen Energieversorgung hin zu einem hocheffizienten System betrifft nicht nur die Energieversorgung selbst, sondern auch sämtliche anderen Wirtschafts- und Lebensbereiche. Eine ausführliche Analyse dieser Effekte würde den Rahmen der vorliegenden Arbeit überschreiten, auf die möglichen Folgen in den Bereichen Arbeit und externe Kosten kann daher nur hingewiesen werden.

Die Schaffung einer Industrie im Bereich erneuerbarer Energien (Technologieproduktion, Zulieferung, Betrieb etc.) und Energieeffizienz führt zu positiven Arbeitsmarkeffekten (BMU 2006, Irrek/Thomas 2006a, Jeeninga et al. 1999, Jochem/Schön 1994, Kleemann et al. 2003, Wade et al. 2000). Es ist außerdem zu erwarten, dass durch die Steigerung der Deviseneinnahmen und der damit möglichen staatlichen Investitionen in inländische Infrastrukturen – Ausbildung und Bildung, Gesundheitswesen, Informationstechnologien, Verkehrswesen, sonstige Industriezweige neben der Energieindustrie – in mittel- bis längerfristiger Perspektive positive Arbeitsplatzeffekte erzielt werden.

Von einer Umstrukturierung beeinflusst ist auch die Entwicklung der externen Kosten.⁴³ Im Energiebereich werden durch zahlreiche Emissionen (CO₂, Schwefel- und Stickstoffverbindungen) auf verschiedenen Ebenen externe Kosten verursacht: auf globaler Ebene durch die Beschleunigung des Klimawandels, auf lokaler Ebene in Form direkter Umweltschädigungen, auf der Ebene menschlicher Gesundheit und auf Ebene der Energiesicherheit. Am Beispiel Luftverschmutzung durch Emissionen aus dem Transportsektor sei dies verdeutlicht: Hohe Emissionen von Kohlendioxid, Schwefel- und Stickstoffverbindungen haben sowohl auf globaler Ebene Auswirkungen in Form des Klimawandels, als auch auf regionaler und lokaler Ebene durch die Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit (Smog), durch negative Auswirkungen auf die Land- und Forstwirtschaft (Versauerung von Böden, forstwirtschaftliche Aufwendungen, Abtragung von verseuchten Böden), durch die Korrosion von Baumaterialien (Gebäude, kulturelle Bauwerke, Infrastrukturen durch Sauren Regen) und die Beeinträchtigung von Ökosystemen (DG Research 2005, Friedrich/Bickel 2001). Die Subventionierung fossiler Energieträger verursacht in Iran demnach doppelte Kosten: Neben entgangenen Einnahmen und direkten Kosten führt der subventionierte Energieverbrauch zu hohen und steigenden externen Kosten.

8.4 CO₂-Emissionsbilanzen der verschiedenen Energieverbrauchspfade

Iran ist zwar dem Kyoto-Protokoll beigetreten, als Entwicklungsland trägt es jedoch keine Verpflichtungen zur Reduktion Klima wirksamer Gase.

8.4.1 Berechnungsgrundlage der CO₂-Emissionen

Unter der Annahme von Emissionsfaktoren für Erdöl in Höhe von 466 kg CO₂ pro Barrel Rohöl (Umrechnung nach DEHSt 2004) und von 289 kg CO₂ pro Barrel Rohöläquivalent für Erdgas (National Climate Change Office 2006) lagen die CO₂-Emissionen im Jahr 2001 in Iran bei 334 Millionen Tonnen. Dieser Wert repräsentiert nur die CO₂-Emissionen des energetischen Verbrauchs von Erdöl und Erdgas. Andere Quellen (nicht-energetischer Verbrauch, Verluste bei der Bereitstellung) und andere Treibhausgase wurden nicht berücksichtigt. Im Vergleich hierzu werden die CO₂-Emissionen des Jahres 2001 von der IEA mit 323 Millionen Tonnen angegeben (IEA 2003). Daten des *Climate Change Office* (angesiedelt im iranischen Umweltministerium) nennen für 1999 ca. 300 Millionen Tonnen CO₂ (Soltanieh 2005).

8.4.2 CO₂-Emissionsbilanzen der Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*

In Szenario *Business as Usual* werden im Jahr 2050 insgesamt 1041 Millionen Tonnen CO₂ emittiert. Die Energieverbrauchspfade der Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* führen demgegenüber zu CO₂-Ausstößen von 755 bzw. 256 Millionen Tonnen (vgl. Tab. 8-4).

⁴³ Eine allgemeine Definition externer Kosten lautet: „... an external cost arises, when the social or economic activities of one group of persons have an impact on another group and when the impact is not fully accounted, or compensated for, by the first group.“ (DG Research 2005, S. 9). Die Ermittlung von Externalitäten zeigt die gesamten – auch die indirekten – Kosten von Prozessen, Produkten oder Aktivitäten.

Tab. 8-4. CO₂-Emissionen aus dem Energieverbrauch, Szenarien BAU, GE und HE.

in Mio. t CO ₂ /a	2001	2010	2020	2030	2040	2050
<i>BAU</i> gesamt	334	450	575	730	895	1041
<i>GE</i> gesamt	334	450	531	620	704	755
<i>HE</i> gesamt	334	450	440	390	308	256
Differenz <i>GE</i> zu <i>BAU</i>	0	0	-44	-110	-191	-286
Differenz <i>HE</i> zu <i>BAU</i>	0	0	-136	-340	-587	-785

Angaben in Mio. t CO₂/a. Nicht berücksichtigt ist die mögliche CO₂-Einsparung durch den Einsatz erneuerbarer Energien (also die *REG*-Szenarien). Emissionen aus dem nicht-energetischen Verbrauch sowie aus Leitungsverlusten und Abfackelungen bleiben unberücksichtigt, vgl. hierzu Tab. 8-6. Quelle: eigene Berechnungen nach DEHSt 2004 und National Climate Change Office 2006.

Der Entwicklungspfad von Szenario *Hohe Effizienz* führt zu einer Senkung des CO₂-Ausstoßes gegenüber der Referenzentwicklung *BAU* um 75 Prozent im Jahr 2050. Die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energieträger nach Szenario *HE-REG* führt zu einer weiteren Absenkung der CO₂-Emissionen, sodass dann 78 Prozent weniger Kohlendioxid emittiert wird als in Szenario *Business as Usual* mit konventionellem Ausbau des Stromerzeugungssektors (vgl. Tab. 8-5). Ein CO₂-Ausstoß von insgesamt 227 Millionen Tonnen in *HE-REG* im Jahr 2050 bedeutet außerdem eine 32-prozentige Emissionsreduzierung im Vergleich zu 2001.

Tab. 8-5. CO₂-Emissionen der Szenarien BAU, GE, GE-REG, HE und HE-REG im Jahr 2050.

	2001	<i>BAU</i> , 2050	<i>GE</i> , 2050	<i>GE-REG</i> , 2050	<i>HE</i> , 2050	<i>HE-REG</i> , 2050
CO ₂ -Emissionen [Mio. t/a]	334	1041	755	678	256	227
Differenz zu 2001	0 %	+ 212 %	+ 126 %	+ 103 %	- 23 %	- 32 %
Differenz zu <i>BAU</i> 2050		0 %	- 28 %	- 35 %	- 75 %	- 78 %

Dargestellt sind nur die Emissionen aus der energetischen Nutzung von Erdöl und Erdgas, ohne nicht-energetischen Verbrauch, ohne Verluste (Abfackelungen von Erdgas etc.). Quelle: eigene Berechnungen.

Leitungsverluste, Eigenverbrauch, Abfackelungen von Erdgas. Leitungsverlusten und Eigenverbrauch bei der Bereitstellung von Erdgas und Abfackelungen bei der Ölproduktion können keine eindeutigen Emissionswerte zugeordnet werden, da diese Verlustarten in den Statistiken des Energieministeriums nur unzureichend aufgelöst sind. Zu Leitungsverlusten zählt entweichendes Erdgas während der Aufbereitung und des Transports. Da sich Abfackelungen (CO₂ als klimawirksames Gas), Eigenverbrauch (CO₂ als klimawirksames Gas am Ende der Prozesskette) und Leitungsverluste (in Form von CH₄) in ihren spezifischen CO₂-Äquivalent-

Emissionen um den Faktor 21 unterscheiden (IPCC 2000), kann bei Unsicherheit bezüglich ihrer relativen Anteile nur eine sehr große Bandbreite möglicher Emissionen angegeben werden.

Nach Annahme sinken in allen Szenarien Leitungsverluste, Eigenverbrauch und Abfackelungen von Erdgas von maximal 106 mboe/a (2002) auf den ab dem Jahr 2013 konstanten Wert von 33 mboe/a (Millionen *Barrel* Öläquivalente pro Jahr). Bei einer hälftigen Verteilung dieser Verluste auf Abfackelungen und Eigenverbrauch einerseits und Leitungsverluste andererseits entstünden ab 2013 jährliche CO₂- (Äquivalent-)Emissionen in Höhe von umgerechnet 105,6 Millionen *Tonnen* (vgl. Tab. 8-6). Bei CO₂-Emissionen von 1041 Mio. *Tonnen*/Jahr in Szenario *Business as Usual* im Jahr 2050 würde die Gesamtemissionsbilanz bei dieser hälftigen Verteilung um zehn Prozent steigen. Entsprechend größer wäre der Anteil dieser Emissionen in einem Emissionsregime wie in Szenario *Geringe Effizienz* oder *Hohe Effizienz*.

Tab. 8-6. Klimawirksame Emissionen aus Abfackelungen, Eigenverbrauch und Leitungsverlusten der Erdgasbereitstellung.

Verhältnis Abfackelungen+Eigenverbrauch zu Leitungsverlusten	75/25	50/50	25/75
Resultierende CO ₂ -Äquivalent-Emissionen [Mio. <i>Tonnen</i> /Jahr]	57,6	105,6	153,5

Angaben in Millionen *Tonnen* CO₂-Äquivalente pro Jahr. Gesamtmenge der Erdgasverluste: 33 mboe/a (entspricht den jährlichen Verlusten der Jahre 2013 bis 2050). Abfackelungen, Eigenverbrauch und Leitungsverluste können nicht getrennt voneinander berechnet werden aufgrund fehlender Detailtiefe der Ausgangsdaten. Dargestellt sind deshalb die CO₂-Äquivalent-Emissionen verschiedener Mengenverhältnisse der Verlustarten zueinander. Die resultierenden Emissionsäquivalente unterscheiden sich deshalb so stark, weil bei Abfackelungen und Eigenverbrauch von Erdgas CO₂ in die Atmosphäre gelangt, bei Leitungsverlusten hingegen das Erdgas selbst, das eine 21-mal höhere Klimawirksamkeit besitzt als Kohlendioxid (gilt für Methan). Quellen: eigene Berechnungen nach DEHSt 2004 und National Climate Change Office 2006.

Fazit: Ein Energieverbrauchspfad, wie er mit Szenario *Hohe Effizienz* modelliert wird, führt gegenüber der *Business-as-Usual*-Entwicklung zu starken Senkungen der Emissionen klimawirksamer Gase. Neben den Emissionen von Treibhausgasen, die hier nicht berücksichtigt werden, sind Emissionen aus der Energieproduktion relevant. Diese können die iranische Emissionsbilanz stark beeinflussen.

Die Vermeidung klimawirksamer Emissionen durch die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen verursacht einerseits Kosten (*CO₂-Vermeidungskosten*) in Höhe von 11,5 Mrd. US\$ über den gesamten Betrachtungszeitraum (Barwert zur Basis 2005). Andererseits werden hierdurch deutlich höhere Gewinne durch gesteigerte Exporte erzielt. Die Vermeidung von CO₂-Emissionen ist also mit höheren Gewinnen als Verlusten verbunden.

9 Konzeptioneller Rahmen und Instrumente einer nachhaltigen Energieversorgung in Iran

In Kap. 9 werden Strukturen und Ansätze für den Aus- bzw. Umbau des iranischen Energiesystems analysiert und diskutiert. Die Analyse der heutigen Akteurs- und Hemmnisstrukturen bildet hierfür den Ausgangspunkt. Tief greifende Veränderungen erfordern die Formulierung und Implementierung umfassender Strategien, deren Strukturmerkmale aufgezeigt und diskutiert werden. Darauf aufbauend erfolgt die detaillierte Analyse von Instrumenten – den Bestandteilen integrierter Strategien – und deren Bedeutung im iranischen Kontext. Die Diskussion von Finanzierungsoptionen beschließt das Kapitel. Die analysierten Instrumente sind Bestandteile der Storyline des Szenarios *Hohe Effizienz*. Zentrales Gestaltungselement des Szenarios ist außerdem der Abbau der heutigen Subventionspraxis.

Bei der Analyse von Förderinstrumenten für Energieeffizienz werden alle Energieverbrauchsstufen berücksichtigt, sowohl die Seite des Energieangebots wie auch die der Energienachfrage. Bei der Nutzung erneuerbarer Energien wird nur die Stromerzeugung angesprochen, wie nach Szenariovorgaben modelliert. Beiden Bereichen gemein ist die Notwendigkeit integrierter Strategien, wobei die Verbindung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz zahlreiche Synergien ermöglicht.⁴⁴ Auf diesen Zusammenhang wurde bereits von zahlreichen Autoren hingewiesen (vgl. BMU 2004b, Hennische 2007, Massarrat 2004).

9.1 Akteure und Hemmnisse im iranischen Energiesektor

Das Marktgeschehen in Iran ist nicht mit liberalisierten und privatisierten Energiemärkten vergleichbar, wie sie z. B. in Europa dominieren. Bisher befindet sich fast die gesamte iranische Energiewirtschaft in staatlichem Besitz. Für die Stromerzeugung wurde in verschiedenen Fünfjahresplänen festgehalten, dass ein Teil der Infrastrukturen privatisiert werden soll, doch der Vergleich dieser Ziele mit den tatsächlich durchgeführten Privatisierungen zeigt eine deutliche Diskrepanz. Prinzipiell sind in einem liberalisierten und privatisierten Umfeld andere Förderinstrumente zielführend als in einem verstaatlichten Energiesektor. In der vorliegenden Arbeit wird unterstellt, dass der iranische Energiesektor auch weiterhin zum größten Teil verstaatlicht bleibt.

9.1.1 Akteure in der Energiewirtschaft Irans

Das heutige Energiesystem in Iran ist auch auf institutioneller Ebene von großen Ineffizienzen geprägt. So resümiert Massarrat:

⁴⁴ Die Einsatzmöglichkeiten dezentraler REG-Technologien (im speziellen Fall Solarthermie zur Wärmeabgewinnung) wurden bereits in einem Forschungsprojekt detailliert untersucht (CEERS 2004).

„Die Energiepolitik Irans leidet ... stark unter der Vielfalt von institutionalisierten Parallelstrukturen, konkurrierenden Verantwortlichkeiten und dem Fehlen einer effektiven Koordination. Große staatliche Institutionen wie das Ölministerium, das Energieministerium und die Atomenergiebehörde ... verfolgen ... unterschiedliche energiepolitische Ziele. Hinzu kommt eine fehlende energiepolitische Abstimmung mit den Ministerien für Handel, Industrie und Bergbau, Verkehr und Wohnungsbau.“ (Massarrat 2004, S. 736)

Ansätze zur Privatisierung und Liberalisierung des Energiesektors werden vom iranischen Staat nur zögerlich verfolgt. Dies hat prinzipiell drei Gründe:

- Der Upstreambereich (Energieträgerproduktion) kann sehr profitabel sein, vor allem beim Export von Erdöl und Erdgas
- Energieversorgung ist für Wohlstand und Wirtschaftsentwicklung von zentraler Bedeutung, weswegen ein Staat besonderes Interesse hat, diesen Bereich nicht gänzlich den Gesetzen des Marktes und den Gewinninteressen privater Akteure anzuvertrauen
- Energieversorgung ist ein wesentliches Bestimmungsmoment geostrategischer und geopolitischer Handlungsfähigkeit und vergrößert die Verhandlungsmacht eines Staates

In einem verstaatlichten Energiesektor gestaltet sich der Marktzutritt neuer Akteure schwierig bzw. wird gänzlich unterbunden. Der Einstieg in den iranischen Strommarkt und den Downstream-Bereich (Verarbeitung von Erdöl und Erdgas) ist für private Investoren aufgrund der niedrigen Endabnehmerpreise wenig attraktiv. Eine Marktdynamik könnte nur erzeugt werden durch den Abbau der Energiesubventionen und damit die Anhebung der Preise auf das Niveau von Marktpreisen (also Preisen, die sich aus dem Abgleich von Angebot und Nachfrage ergeben). Dies gilt auch für die Schaffung eines Marktes für Energieeffizienzdienstleistungen: nur bei marktgerechten (subventionsfreien) Energiepreisen können Energieeffizienzdienstleister ohne dauerhafte staatliche Finanzierung im Markt bestehen. Dass der iranische Staat teilweise am Marktzutritt Dritter Interesse zeigt, verdeutlicht ein Einspeisegesetz, das privaten Akteuren – zumindest theoretisch – den Zugang in den Strommarkt ermöglicht. Jedoch sind die Vergütungssätze so niedrig, dass bisher nur in unbedeutendem Umfang private Akteure in die Strombereitstellung investiert haben (CEERS et al. 2006). Internationale Akteure sind bereits im Bereich der Erdöl- und Erdgasproduktion in Iran tätig, allerdings nur über so genannte Buy-Back-Verträge, die den ausländischen Investor lediglich als Dienstleister zulassen und ihm keine Rechte über die Vorkommen einräumen. Die Kontrolle bleibt damit in der Hand des iranischen Staates (Hosseini 2001).

9.1.2 Hemmnisse für den Umbau des iranischen Energiesystems

Die Subventionspraxis als Hemmnis einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiesystementwicklung wurde bereits ausführlich analysiert und quantifiziert. Sie stellt durch die nicht kostendeckende Preisgestaltung das größte Hemmnis für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen dar. Weitere Hemmnisse existieren auf perceptiver und konkret praktischer bzw. marktlicher Ebene, jedoch auch auf struktureller und institutioneller Ebene:

- Große Vorräte an Erdöl und Erdgas lassen die Nutzung erneuerbarer Energien als nicht notwendig erscheinen
- Mangelnde und mangelhafte Formulierung von Standards
- Unzureichende Überwachung der Luftverschmutzung aus fossil befeuerten Kraftwerken
- Unzureichende Beachtung des „50th constitute law“ (zitiert aus CEERS et al. 2006, S. 2-9), das den Schutz der Umwelt und die Schonung der natürlichen Ressourcen betont
- Unzureichende Fördermaßnahmen, fehlende Marktanreize
- Generelle Risikoaversion bei neuen oder noch nicht umfassend eingeführten Technologien
- Ablehnungshaltung traditioneller Akteure, deren Erfahrungsschwerpunkte auf fossilen Energieträgern liegen
- Mangelnde oder nicht vorhandene Beratungs- und Ausbildungsangebote
- Unklare Kompetenzverteilung bei staatlichen Akteuren

Energieeffizienz hat außerdem das Problem der „Unsichtbarkeit“: eindruckliche Demonstrationsprojekte sind nicht durchführbar, Effizienz kann lediglich gemessen werden. Energieeffiziente Produkte werden im Allgemeinen als „Low Interest“-Produkte wahrgenommen, sie werden weder mit Status noch mit Fortschrittlichkeit verbunden. Außerdem ist die Markttransparenz gering, weil effiziente Lösungen in allen Produktgruppen möglich sind, der Markt ist entsprechend unübersichtlich; die Effizienz eines Produktes erschließt sich nicht intuitiv.

Kapitalmangel als Ausbauehemnis ist eng mit dem wirtschaftlichen Umfeld in Iran verbunden: die hohe jährliche Inflation wird als Investitionsrisiko wahrgenommen. Schwankende Wechselkurse bieten vor allem ausländischen Investoren wenig Stabilität und langfristige Planbarkeit. Der Mangel an Informationen über mögliche Effizienztechnologien, Effizienz- und Energiesparpotenziale sowie Ansprechpartner wird auch in Iran als Hemmnis betrachtet. Weiter spielt die unklare Kompetenzverteilung, welche Organisation für welche Effizienzmaßnahme zuständig ist (SABA oder IFCO), in diesem Zusammenhang eine Rolle (CEERS et al. 2006).

9.2 *Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems: Merkmale von Langfriststrategien*

Zur Einführung ambitionierter Energieeffizienzmaßnahmen in Iran bedarf es eines langfristig ausgerichteten integrierten Ansatzes. Die Formulierung einer Langfriststrategie (LFS) kann hierfür zielführend sein. Im Sinne einer Gesamtstrategie umfasst eine LFS sämtliche in einem Energiesystem relevanten Akteure, Sektoren und Energiearten und gibt ein klar definiertes Handlungsgerüst für diese vor. Das strukturelle Hauptziel einer Langfriststrategie ist die Gestaltung eines strategischen *Policy Mix* unter Zugrundelegung eines oder einiger weniger Hauptziele. Entsprechend zeichnet sich eine Langfriststrategie durch hohe Planbarkeit bzw. Planungssicherheit innerhalb der betroffenen Bereiche und Sektoren aus und schafft ein

sicherheit innerhalb der betroffenen Bereiche und Sektoren aus und schafft ein planungssicheres Investitionsregime. Gleichwohl hat eine LFS einen hohen Grad an Toleranz gegenüber externen Einflüssen zu bewahren, um erstens flexibel auf zu berücksichtigende Änderungen reagieren zu können und um zweitens für die Zukunft keine Entwicklungswege zu verschließen.⁴⁵

Definition von Zielen. Die langfristigen energiepolitischen Hauptziele der iranischen Regierung sind:

- 1) Die Einsparung fossiler Energieträger zur Steigerung der Energieexporte, um die Staatseinnahmen (bzw. Deviseneinnahmen) zu erhöhen
- 2) Die Streckung der Ölreserven
- 3) Die Herstellung von Energieversorgungssicherheit für die iranische Gesellschaft

Diese Ziele können mit weiteren Entwicklungszielen auf globaler wie nationaler Ebene abgeglichen werden. Bisher werden Aspekte des **Klimaschutzes** und der Begrenzung der Treibhausgasemissionen nicht thematisiert; Iran ist aufgrund seines Status' als Entwicklungsland als Unterzeichner des Kyoto-Protokolls nicht an Emissionsobergrenzen gebunden. Auf globaler Ebene ebenfalls ein bedeutsames Ziel, aus der Perspektive Irans jedoch als ein „passives“ Ziel zu bezeichnen, ist die Entlastung der internationalen Ölmärkte durch eine auf Energieeffizienz fußende Langfriststrategie.⁴⁶

Im nationalen Rahmen ist ein handlungsrelevantes Ziel u. a. die soziale Verträglichkeit des Energiesystemausbaus. Fragen zur Steigerung des Wohlstands der iranischen Bevölkerung treten hier ebenso in den Vordergrund wie die Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Ein weiterer Aspekt strahlt in diesem Kontext stark auf die lokale Ebene aus: die Verringerung der in iranischen Städten hohen Luftverschmutzung. Energie- und verkehrsbedingte Schadstoffe senken nicht nur die Lebensqualität der städtischen Bevölkerung, sondern führen zu direkten Belastungen für den iranischen Staat aufgrund der rapide angestiegenen Atemwegserkrankungen und den erforderlichen Behandlungskosten.

Das strukturelle Hauptziel einer Langfriststrategie ist die Etablierung eines strategischen Policy-Mix, also eines Maßnahmenbündels, das verschiedene Ansätze miteinander kombiniert und damit auf sämtlichen Ebenen und mit allen relevanten Akteuren die Erschließung der vorhandenen Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien ermöglicht.

Integration von Zeithorizonten in eine Langfriststrategie – Instrument *Roadmap*. Maßnahmenbündel sprechen verschiedene Zeithorizonte an. Kurzfristig umsetzbare Effizienzpotenziale sind hierbei ebenso zu berücksichtigen wie die Gestaltung von Mittel- und Langfriststrategien. In diesem Zusammenhang ist die Abstimmung der Zeithorizonte und Wirkungsbereiche verschiedener Maßnahmen von Bedeutung. Ziel einer solchen Abstimmung ist die Vermeidung

⁴⁵ Externe Einflüsse sind z. B. eine andere Entwicklung der fossilen Energieträgerproduktion als angenommen und Verzögerungen beim Ausbau von Leitungsinfrastruktur oder bei der Umsetzung von Einsparmaßnahmen in bestimmten Sektoren.

⁴⁶ *Passiv* bedeutet in diesem Kontext, dass dieses Ziel zwar erreicht werden kann, bei der Formulierung einer Langfriststrategie aber keine handlungsleitende Zielsetzung darstellt.

von *Zielkonflikten*: Ein Konflikt entsteht dann, wenn die Erreichung von kurzfristigen Zielen dazu führt, dass längerfristige Ziele nicht mehr oder nur unter erschwerten Bedingungen erreicht werden können. In diesem Kontext übernimmt die LFS die Funktion einer übergeordneten Struktur zur Integration kurzfristiger Umsetzungsziele in einen langfristigen Handlungsrahmen.

Ein Instrument der Langfristplanung ist die Roadmap. Eine Roadmap ist als Konkretisierung der LFS zu verstehen und zeigt im politischen Entscheidungs- und im Umsetzungsprozess folgende Vorteile:

- Sie verschafft durch hohen Konkretisierungsgrad Klarheit über das zu erreichende Ziel
- Sie erlaubt die übersichtliche Aufnahme von Zwischenschritten/-zielen auf dem Weg dorthin
- Sie verbildlicht komplexe Zusammenhänge und Abhängigkeiten
- Sie verortet kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen und erleichtert deren Abstimmung aufeinander
- Sie fungiert als Matrix, anhand der der Grad der (Zwischen-) Zielerreichung überprüft werden kann (Abgleich von Ist- und Soll-Entwicklung) und
- Sie erlaubt schließlich die direkte Zuordnung von Akteuren und Strukturen zu den zu erreichenden (Zwischen-) Zielen

Hierarchisierung von Maßnahmen. Die Hierarchisierung innerhalb des Policy-Mix in Haupt- und Nebenmaßnahmen ermöglicht die Priorisierung von Maßnahmen. Entlang einiger Hauptmaßnahmen lassen sich flankierend Nebenmaßnahmen formulieren, deren Umfang und Wirkung gegenüber den Hauptmaßnahmen als unterstützend bzw. ergänzend zu bezeichnen sind. Die Unterscheidung zwischen beiden Maßnahmenkategorien kann nicht scharf entlang quantitativer Kriterien getroffen werden. Als Hauptmaßnahmen sind jedoch solche Maßnahmen zu bezeichnen, die entweder sektorenübergreifend formuliert werden oder entlang derer andere Maßnahmen – Nebenmaßnahmen – formuliert werden, die dann auf kleinere Bereiche beschränkt dort greifen, wo Hauptmaßnahmen aufgrund ihres strukturellen allgemeinen Charakters nicht greifen können.

Wirkungsebenen von Maßnahmen. Eine Langfriststrategie deckt sowohl horizontale, als auch sektorale Maßnahmen ab. Horizontal spricht in diesem Sinne Maßnahmenbündel an, die sektorenübergreifend zum Einsatz kommen. Sektorale Maßnahmen hingegen sind auf die jeweiligen Verbrauchssektoren abgestimmt und erfassen dort von der Energiebereitstellung bis hin zur Ebene der Nutzenergie sämtliche Stufen der Energiekaskade. Die Vernetzung unterschiedlicher Ebenen und Akteure ist sowohl ein relevantes Anliegen einer Langfriststrategie, als auch eine Voraussetzung für ihre Durchsetzung. Vernetzung erfüllt hierbei zwei Funktionen: erstens die Schaffung von Synergien und zweitens die Berücksichtigung sämtlicher relevanten Akteure und Sektoren. Eine integrierte Langfriststrategie berücksichtigt drei gesellschaftlich-politische und ökonomische Ebenen (vgl. Abb. 9-1):

- 1) institutionell-strukturelle Ebene
- 2) legislative Ebene
- 3) finanzielle/marktliche Ebene

Die Einführung von REN richtet sich auf institutioneller Ebene auf die Schaffung geeigneter Strukturen, die in Iran bisher nur in geringem Umfang existieren. Hierzu gehören z. B. so genannte Energieagenturen, die auf lokaler Ebene Beratungsleistung und andere Informationsangebote zur Verfügung stellen. Dem Capacity Building kommt große Bedeutung zu, auch durch die Möglichkeit der Vernetzung von Akteuren und einer damit einhergehenden Erhöhung der Informationsdichte im Umsetzungsbereich. Angesprochen werden damit Akteure wie Handelskammern, Industrieverbände, öffentliche Institutionen und internationale Finanzinstitutionen.

Institutionell-strukturelle Ebene	Legislative Ebene	Finanzielle und marktliche Ebene
Energieagenturen Benchmarkingansätze Bildungs- und Ausbildungsstrukturen Vernetzung von nationaler und lokaler Ebene Vernetzung von nationaler und internationaler Ebene	Gerätestandards Gebäudestandards Energiebeauftragter Verpflichtende Audits und Assessments Steuerpolitische Optionen Zielvorgaben Integrierte REN-Politik Internationale Aspekte: Zollerleichterungen u. a.	Wettbewerbsbasierte Eingriffe: Energieeffizientdienstleister ESCOs Finanzierungs- und andere Anreizsysteme (Kreditgarantien ...) An Kosten orientierte Preisgestaltung durch Subventionsabbau Förderung Forschung, Entwicklung und Markteinführung Internationale Aspekte: Clean Development Mechanism CDM Global Environment Facility GEF

Abb. 9-1. Bereiche, in denen eine Langfriststrategie zu verankern ist, mit Auswahl an Maßnahmen.

Quelle: eigene Darstellung.

Die legislative Ebene umfasst eine Vielzahl an Einzelmaßnahmen, deren Kompatibilität zum Instrumentenmix zu überprüfen ist. Einige Beispiele für solche Maßnahmen sind die Festschreibung von Gerätestandards (z. B. über Energielabels), die gesetzlich vorgeschriebene Einsetzung von Energiebeauftragten in Industrieunternehmen, verpflichtende Energieaudits und die Einführung von Benchmarks, Maßnahmen im Bereich der Steuerpolitik, Definition von Zielen und (freiwillige) Vereinbarungen zwischen Politik und Akteuren aus der Industrie sowie Zoll- und sonstige finanzielle Erleichterungen für effiziente Gerätschaften, die nicht im Inland produziert werden können.

Auf der Ebene der Finanzierungsinstrumente und marktlicher Prozesse sind als Instrumente die Nutzung des *Clean Development Mechanism* sowie der GEF zu nennen. Außerdem sind wettbewerbsbasierte Eingriffe wie die Etablierung von Energieeffizienzdienstleistern und die Gestaltung von Finanzierungssystemen zur Vergabe von Krediten und Kreditgarantien sowie die Förderung von Forschung, Entwicklung und Markteinführung dieser Ebene zuzuordnen. Zen-

trale Voraussetzung für die Umsetzbarkeit bzw. langfristige Tragfähigkeit dieser Instrumente ist eine an den Kosten orientierte Preisgestaltung, die zuvorderst durch den Abbau von Energiesubventionen ermöglicht wird.

9.3 Instrumente zur Einführung von Energieeffizienz und erneuerbarer Energien

Die speziellen nationalen und infrastrukturellen Gegebenheiten Irans sind bei der Formulierung von Maßnahmenbündeln von großer Bedeutung. Entsprechend sind vertiefende Analysen erforderlich, um ein endgültiges Set von Maßnahmen zu formulieren und in den politischen Entscheidungsprozess einzuspeisen. Im Folgenden sollen strategische Handlungsoptionen diskutiert werden, die Bestandteile einer integrierten Langfriststrategie sein können. Die vorgestellten Maßnahmen stellen zumeist Einzelmaßnahmen dar (Hauptmaßnahmen), die in einer Langfriststrategie in Kombination und durch weitere Maßnahmen (Nebenmaßnahmen) flankiert ihre volle Wirkung entfalten.

Integration von REG und REN. Auf sämtlichen institutionellen Ebenen werden erneuerbare Energien und Energieeffizienz meist als voneinander getrennte Elemente der Energieversorgung betrachtet. Jedoch können sie in Verbindung in vielen Fällen weit reichende Synergien erzielen, etwa dadurch, dass die bisher höheren Kosten der REG-Technologien durch eingesparte Energie bzw. durch den Einsatz von Effizienztechnologien ausgeglichen werden. Bei den internationalen Institutionen ist eine integrierte Förderstruktur bisher nicht vorhanden, und auch auf der nationalen Ebene erfordert die abgestimmte Einführung von REG- und REN-Technologien und -Strategien eine Reihe komplementärer Ansätze (vgl. WI/GTZ 2004):

- Wandel der grundlegenden Strukturen und Entscheidungskriterien weg von verbrauchsbezogenen Parametern hin zu bedarfsorientierten, also weg von der Versorgung mit Energie hin zur Bereitstellung von Energieeffizienzdienstleistungen
- Darstellung der wahren Kosten der Energieversorgung (Abbau permanenter Subventionen, Internalisierung externer Kosten) als Leitkriterium von Energiepolitiken
- Ausrichtung der Förderpolitik auf integrierte Ansätze, in denen REG und REN gemeinsam implementiert werden
- Eine über alle Entscheidungsebenen (national, regional, kommunal, lokal) abgestimmte Energiepolitik

Die Relevanz geeigneter Förderinstrumente für eine iranische Energiepolitik ist im weiteren Verlauf zu analysieren. Hierfür werden bereits erprobte Instrumente dargestellt und deren mögliche Anwendbarkeit im iranischen Kontext diskutiert. Eine Einteilung erfolgt in folgende Gruppen:

- Auflagen und andere rechtliche Rahmenvorgaben
- Integrierte Planungsansätze zur Umsetzung nachhaltiger Entwicklungsziele

- Fiskalische und finanzielle Instrumente: Anreizsysteme
- Informations-, Motivations-, Bildungs- und Partizipationsinstrumente
- Marktlenkung durch Nachfrageinduktion: Öffentliche Beschaffung
- Freiwillige Verpflichtungen in Industrie und öffentlicher Verwaltung
- Internationale Kooperationen und Finanzierungsinstrumente

9.3.1 Auflagen und andere rechtliche Rahmenvorgaben

9.3.1.1 Maßnahmen zur Effizienzsteigerung auf Seite des Energieangebots

Auf der Seite des Energieangebots existieren große Einsparpotenziale, wie dies auch in den Szenarien angenommen und modelliert wurde. Angebotsseitige Maßnahmenbündel sind deshalb ebenso Bestandteile einer integrierten Langfriststrategie wie die Instrumente, die die Nachfrageseite adressieren. Lösungsansätze werden unter anderem in einer fortschreitenden Liberalisierung und Privatisierung gesehen. Jedoch zeigen Erfahrungen z. B. in Deutschland und der Europäischen Union, aber auch in Entwicklungsländern, dass ein liberalisiertes und privatisiertes Marktumfeld nicht notwendigerweise zu einer Diversifizierung der Anbieterstruktur und zu stärkerem Wettbewerb führt – zwei der Hauptziele von Liberalisierungsbestrebungen (vgl. Teplitz-Sembitzky 2001). Energieeffiziente Lösungen werden nicht zwangsläufig durch die Etablierung eines stärkeren Wettbewerbs gefördert. Stattdessen wurden in Deutschland nach der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes im Jahr 1998 von den Versorgungsunternehmen zahlreiche Programme für *Least Cost Planning* (LCP) und Energieeffizienzdienstleistungen (EDL) eingestellt. Der entstehende Wettbewerb konzentrierte sich nicht auf die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen, vielmehr entstand ein starker Preiswettbewerb. Daher ist in einem liberalisierten Marktumfeld die Formulierung von Leitplanken für die Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen erforderlich (vgl. hierzu Deutscher Bundestag 2002, EU-Kommission 2005, 2003, Henicke 1999, Monopolkommission 2004, WBGU 2003a; zur Privatisierung vgl. Weizsäcker et al. 2006).

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Bei der iranischen Energieversorgung ist von nennenswerten Liberalisierungs- und Privatisierungsschritten nicht auszugehen, auch wenn entsprechende Ziele in den Entwicklungsplänen genannt werden. Dies erfordert die Abstimmung der Instrumente auf den Kontext einer auch in Zukunft verstaatlichten Energieindustrie, um langfristige Effizienzziele zu erreichen. Geeignet sind Instrumente und Maßnahmenbündel in Form gesetzlicher Vorgaben für die staatseigenen Betriebe, vorrangig für den Stromversorger Tavanir und die Erdöl- und Erdgasgesellschaften NIOC und NIGC sowie deren Tochterunternehmen. Gerade im Angebotsbereich spielt die Einbindung internationaler Akteure – z. B. bei der Modernisierung von Leitungsstrukturen – eine bedeutende Rolle (siehe unten). Neben einer Quotenregelung für erneuerbare Energien (siehe unten) können auch Quoten für die Strom- und Wärmebereitstellung aus Kraft-Wärme-Kopplung festgesetzt werden.

9.3.1.2 Angebotsseitige Ausbauverpflichtungen für erneuerbare Energien

Für die Einführung erneuerbarer Energien in den Strommix ist die Formulierung eines *Renewables Portfolio Standard* (RPS) ein mögliches Instrument. Der RPS schreibt (teils mit verschiedenen Zeithorizonten) Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien vor. Die Art der Strombeschaffung ist hierbei dem Erzeuger überlassen. Der Strom kann also selbst erzeugt oder hinzugekauft werden. Inzwischen liegen umfangreiche Erfahrungen mit diesem Förderinstrument vor, z. B. in Großbritannien. 1990 wurde von der damaligen Regierung die Einführung von 1500 Megawatt an REG-Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2000 festgesetzt. Von den anfänglich über 3000 Megawatt beantragten Erzeugungsleistung wurden bis im Jahr 2000 lediglich 730 Megawatt errichtet. Somit kann der RPS in Großbritannien als Misserfolg bezeichnet werden. Dieser Misserfolg liegt jedoch nicht an der generellen Untauglichkeit dieses Instruments, sondern an den komplizierten Ausschreibungsformalitäten, den unrealistisch niedrigen Geboten von Projektentwicklern (um auf jeden Fall einen Auftrag zu erhalten), der damaligen Skepsis gegenüber den sozialen und Umweltbelastungen von Windkraft und hoher Transaktionskosten (Mitchell 2000). Positive Erfahrungen mit einem RPS wurden hingegen in den USA gemacht. Ein Duzend Bundesstaaten hat – wenn auch teilweise sehr niedrige – Ausbauziele verbindlich formuliert (DSIRE 2006).

Demgegenüber stellen *Einspeisevergütungen* einen anderen Ansatz zur Förderung erneuerbarer Energien dar. Das in Deutschland erfolgreiche so genannte *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) basiert auf der garantierten Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien, der ins Stromnetz eingespeist wird, und induziert marktwirtschaftliche Dynamiken. Inzwischen wurden ähnliche Vergütungsregelungen in über vierzig Ländern eingeführt (BMU 2006). Einspeisevergütungen sind auf eine marktwirtschaftliche Dynamik abgestimmt.

Ein Vorteil von Quotenregelungen ist die direkte Zuordnung der Ausbauverpflichtung zu den Verursachern von Umweltbelastungen (aus der Umwandlung fossiler Energieträger) (vgl. Nast et al. 2005).⁴⁷ Ein Vorteil für den Stromerzeuger ist die Planbarkeit des Ausbaus, außerdem die Ausrichtung an *least-cost*-Ansätzen durch die Stimulierung der Konkurrenz unter Erzeugern von REG-Strom bei öffentlicher Ausschreibung. Dies führt zum Ausbau der kostengünstigsten Technologien und sollte in einer Reduktion der Erzeugungskosten von REG-Strom resultieren (vgl. Ragwitz 2005). Ragwitz hält jedoch fest:

„Der entscheidende Nachteil von Quotensystemen besteht ... in der Tatsache, dass die derzeitigen Förderkosten typischerweise höher sind als in Einspeisesystemen mit gestuften Tarifen ... Weiterhin führt die typischerweise technologieunspezifische Förderung in Quotensystemen zu tendenziell höheren Produzentenrenten sowie zu geringerer technologischer Vielfalt mit negativen Wirkungen auf die dynamische Effizienz.“ (Ragwitz 2005, S. 3)

⁴⁷ Ob der Ausbau erneuerbarer Energien von den Stromerzeugern selbst erbracht oder ob die festgesetzte Strommenge zugekauft wird, ist dabei unerheblich.

Einspeiseregulungen motivieren eine größere Zahl von Akteuren zum Markteintritt als Quotensysteme, da Strom bereits aus sehr kleinen Anlagen vergütet wird. Im Gegensatz dazu sind Quotenmodelle für größere Investoren geeignet.

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Die Wahl eines RPS oder einer Einspeisevergütung hängt auch von der Struktur des Stromsektors ab (verstaatlichter oder privatisierter Stromsektor). Als zielführend könnte sich eine Vorgabe des iranischen Staates an Tavanir über entsprechende Anteile erneuerbarer Energieträger am Strommix erweisen (also ein RPS).

9.3.1.3 Verbrauchsstandards

Direkte Eingriffe des Staates in das Wirtschaftsleben können erforderliche Elemente einer Langfriststrategie sein. Jedoch bezieht sich dieses Vorgehen nicht auf eine umfassende Regulierung im Sinne starker (Re-) Nationalisierung von Energieinfrastrukturen, sondern vorrangig auf die Formulierung von Verbrauchsstandards und anderen Leitmaßnahmen.

Das japanische *Top-Runner*-Programm ist ein innovativer Ansatz im Bereich der Stromeinsparung. Das Prinzip beruht auf der stufenweisen Aktualisierung von Verbrauchsstandards, deren Vorgaben direkt aus dem Markt selbst generiert werden. Die verbindlichen zu erreichenden Effizienzstandards werden von den zum jeweiligen Zeitpunkt effizientesten Geräten gesetzt. In den Folgejahren haben neue Geräte dann diese Spezifikationen zu erfüllen. Entsprechende Standards wurden für Kühlschränke, Computer, Wärmepumpen, Fernseher, Klimaanlage, Fahrzeuge und zahlreiche andere Produkte gesetzt (IEA 2001, 2000).

Standards für den Gebäudesektor sind ebenfalls weltweit genutzte Instrumente, um den Energieverbrauch schrittweise zu senken. Die deutsche *Energieeinsparverordnung* (EnEV) definiert Mindeststandards für Neubauten und den Gebäudebestand. Die Standards betreffen sowohl die Dämmeigenschaften der Gebäude als auch die Qualität der einzusetzenden Anlagentechnik. Die EnEV ist ein permanent der Weiterentwicklung unterworfenes Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor. Diese Art gelenkter Effizienzsteigerung stellt prinzipiell einen lange andauernden und permanenten Prozess dar und bedarf der ständigen Weiterentwicklung der Verbrauchsnormen. Der Nachteil von Gebäudestandards, generell von Höchstverbrauchsstandards, ist der hohe Aufwand einer wirksamen Kontrolle. Irrek et al. kommentieren dies in folgender Weise:

„Die Wirksamkeit von **Höchstverbrauchsnormen** [sic] hängt ... von ihrer Befolgung ab. Während dies bei Geräten meist recht wirksam durch die Wettbewerber und Verbraucherverbände erreichbar ist, zeigt sich eine Kontrolle der Energieeinsparverordnung für Gebäude als schlecht kontrollierbar. Ursache hierfür ist die Notwendigkeit, nicht nur die Baupläne, sondern auch die Bauausführung zu überwachen. Hierfür mangelt es den Kontrollstellen schlicht am Personal; eine ausreichende Kapazität würde erheblich zusätzliche Kosten verursachen.“ (Irrek/Thomas 2006b, S. 337)

Standards sind nicht für alle Verbrauchsbereiche einer Volkswirtschaft in gleichem Maß geeignet. Instrumente wie das *Top-Runner*-Programm können nur dort eingesetzt werden, wo Anlagen und Geräte einfach standardisierbar sind. Im Industriesektor bzw. für Industriemaschinen

sind Standards daher schwer umsetzbar. Dies hat verschiedene Gründe: das Kriterium Energieverbrauch ist bei der Beschaffung von Anlagen und Maschinen meist wenig relevant; im Vordergrund stehen hingegen Kriterien wie Präzision oder Fertigungsgeschwindigkeit. Die große Vielfalt unterschiedlicher Anlagen(gruppen) und Spezialanfertigungen würde die Formulierung von Standards nur mit großem bürokratischem Aufwand ermöglichen. Müssen Maschinen importiert werden, kann der iranische Gesetzgeber praktisch keinen Einfluss auf deren energetische Spezifikationen nehmen.

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. In Iran können verschiedene Regulierungs- und gesetzliche Instrumente genutzt werden, um ambitionierte Effizienzsteigerungen durchzusetzen. Relevant ist in diesem Kontext die Formulierung begleitender Maßnahmen. Am Beispiel eines nach der EnEV gestalteten Gebäudestandards soll dies im iranischen Kontext skizziert werden: Die Flankierung von Gebäudestandards durch zusätzliche Maßnahmen steigert die gesellschaftliche Akzeptanz und sorgt für eine zügige Umsetzung der gestellten Anforderungen. Zu den zuschussfreien Maßnahmen gehören die Schulung von Architekten, die Errichtung von Demonstrationsprojekten, die Durchführung von Informationskampagnen für verschiedene Interessengruppen und kostenlose Energieberatungen.⁴⁸ Maßnahmen, die den Einsatz von Geldmitteln erfordern, sind: Zuschüsse und zinsgünstige Kredite für die energetische Modernisierung des Gebäudebestands und bei anderen Energiesparmaßnahmen, z. B. der Einsatz effizienter Beleuchtung etc.

9.3.2 Integrierte Planungsansätze zur Umsetzung nachhaltiger Entwicklungsziele

Integrierte – umfassende – Planungsansätze erschließen Synergien verschiedener Bereiche und Strukturen. An den Beispielen des Bundeslandes Oberösterreich sowie Zürich und der Stadt Kunming (China) werden unterschiedliche Ansätze integrierter Planung verdeutlicht.

Die Industrieregion Oberösterreich entwickelte 1993 einen Energieplan als integrierte Strategie mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2000, um den Einsatz fossiler Energieträger und damit die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Folgende konkreten Ziele wurden formuliert (Basisjahr war 1991):

- Senkung des Energieverbrauchs für Warmwasser und Raumwärme um 20 Prozent
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch von 25 auf 30 Prozent
- Verdopplung des Anteils von Biomasse und Solarenergie am Energiemix
- Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs im Industriesektor um 20 Prozent
- Senkung des Energieverbrauchs im Transportsektor um zehn Prozent

⁴⁸ Ein Problem in diesem Kontext besteht darin, dass Architekten oft andere Interessen verfolgen als die zukünftigen Bewohner bzw. Nutzer von Gebäuden. Während diese z. B. angenehmes Raumklima wünschen, stehen für jene Aspekte wie Reputationsgewinn durch außergewöhnliche Formgebung u. a. im Vordergrund. Angenehmes Raumklima muss dann teils durch energieintensive Klimatisierung hergestellt werden.

Das ursprüngliche Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien auf 30 Prozent zu steigern, wurde bereits 1996 erreicht, weswegen das neue Ziel auf 33 Prozent erhöht wurde. Der Industriesektor erreichte eine Steigerung der Energieeffizienz um zwei Prozent pro Jahr. Innerhalb von vier Jahren (1992 bis 1996) wurden die CO₂-Emissionen um 12 Prozent gesenkt (Egger/Dell 1999). Zum Einsatz kam ein breiter Mix aus Informations- und Ausbildungskampagnen, Zuschüssen und zinsgünstigen Krediten, Finanzierungsmodellen, Förderung von Forschung und Entwicklung sowie Regulierungsmaßnahmen. Der *Oberösterreichische Energieverband* mit über dreißig Mitgliedern aus Verwaltung, Industrie, Verbänden und Einzelunternehmen ist die regionale Energieagentur und stellte zahlreiche Dienstleistungen zur Verfügung. Einige der durchgeführten Maßnahmen waren (Egger/Dell 1999):

- Informationskampagnen
- Energieberatung und Auditing
- Gebäudelabelling
- Kredite und Zuschüsse für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien
- Third-Party-Financing-Programme
- Anpassung von Gesetzen und Verordnungen
- Lokale Energiepläne

Zürich gilt weltweit als „*Best-Practice* [sic] einer nachhaltigen integrierten Stadtentwicklung“ (Dalkmann et al. 2004, S. 54): Bei der Züricher Verkehrsplanung verzichteten die Stadtplaner bewusst auf den Bau einer U-Bahn. Stattdessen verbesserte man die oberirdischen Verkehrsstraßen der Straßenbahnen, indem z. B. an Kreuzungen Vorrangschaltungen installiert wurden. Mit dieser ÖPNV-Strategie (ÖPNV: Öffentlicher Personen-Nahverkehr) entstand in Zürich ein zuverlässiges und schnelles Verkehrssystem mit hoher oberirdischer Erreichbarkeit für die Fahrgäste. Hinzu kommt, dass dieses System gegenüber einem U-Bahn-Bau deutlich kostengünstiger erstellt wurde und geringere Wartungskosten verursacht.

Die Städtepartnerschaft von Zürich und der chinesischen Stadt Kunming kann als Beispiel einer erfolgreichen Nord-Süd-Zusammenarbeit im Bereich der nachhaltigen Entwicklung betrachtet werden (Dalkmann et al. 2004). Kunming profitiert durch Erfahrungsaustausch und andere Maßnahmen von der Züricher Stadtentwicklung: Bereits 1996 wurde ein Masterplan entwickelt und ständig weiterentwickelt, was unter anderem den Aufbau von Planungs- und Managementexpertise auf lokaler Ebene zur Folge hatte sowie die Implementierung eines umfangreichen öffentlichen Transportsystems mit einem Schwerpunkt auf Schienenverkehrsmitteln.

Die *Integrierte Ressourcenplanung* (engl. *integrated resource planning* IRP) ist ein speziell auf den Energiesektor ausgerichteter Planungsansatz zur optimalen Abstimmung von Angebot und Nachfrage aufeinander. Eine Definition von geben Thomas et al.:

„Integrated Resource Planning (IRP) is an innovative concept for the long-term capacity planning of electricity and gas companies, to provide energy services at least cost and reduced environmental impact ... The most innovative IRP resource is demand-side

management (DSM) by which energy companies can help their customers achieve cost savings through more energy efficient appliances and equipment. IRP and DSM work particularly well where regulators have switched from traditional ratemaking to an incentive regulation making a [sic] energy company's least-cost plan its most profitable plan.“ (Thomas et al. 1999, S. 1)

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Ganzheitliche Planungsansätze gehören zu den Voraussetzungen einer jeden auf Langfristigkeit ausgerichteten Energiestrategie. Denn hierdurch kann ein aktiver Strukturwandel hin zu nachhaltigen Verbrauchs-, Mobilitäts- und Lebensstrukturen vorangetrieben werden. Eine in dieser Weise verstandene umfassende Entwicklungsplanung überschreitet Ressortgrenzen: so berührt eine integrierte Stadtplanung die Zuständigkeiten der Energie-, Wirtschafts-, Umwelt-, Bau- und Verkehrsressorts. Die ressortübergreifende Kooperationsfähigkeit bis hin zur Anpassung oder Verschiebung von Kompetenzbereichen entscheidet in hohem Maße über die Durchführbarkeit ganzheitlicher Planungsansätze in Iran.

Die Schaffung nachhaltiger Strukturen kann durch Gestaltungsinstrumente wie Stadtentwicklung und andere gefördert werden. Internationale Kooperationen wie die Städtepartnerschaft zwischen Kunming und Zürich sind in der Lage, diesen Prozess noch zu beschleunigen. Des Weiteren führen sie zu einer Reduzierung von Versuch-und-Fehler-Kosten (*stranded investments*). Im Verkehrssektor kann die Notwendigkeit der Schaffung nachhaltiger Strukturen aus drei Entwicklungen abgeleitet werden:

- Die Folgen nicht-nachhaltiger Verkehrsstrukturen sind bereits heute sichtbar (z. B. in Form von Smog)
- Mangelnde Infrastrukturkapazitäten in iranischen Großstädten
- Die Zahl der Fahrzeuge entspricht noch den niedrigen Werten für Entwicklungsländer und ist in starkem Wachstum begriffen; daher können strukturelle Veränderungen des Verkehrssystems noch innerhalb großer Handlungsspielräume durchgeführt und an die steigenden Anforderungen angepasst werden

Im **Industriesektor** kann IRP auf Betriebsebene umfassende Veränderungen einleiten hin zu ressourcen- und energieoptimierten Produktionsmustern. Ein solcher Strukturwandel bedarf jedoch der Flankierung durch staatliche und nicht-staatliche Maßnahmen.

9.3.3 Fiskalische und finanzielle Instrumente: Anreizsysteme

Die Zahl finanzieller Anreizsysteme ist groß, es können hier nur einige wenige Beispiele vorgestellt und deren Relevanz für Iran verdeutlicht werden: Steuererleichterungen, zinsgünstige Kredite und Zuschüsse sowie befristete Subventionen. Diese Instrumente stehen in engem Zusammenhang mit dem in Szenario *Hohe Effizienz* durchgeführten vollständigen Subventionsabbau für fossile Energieträger: sie bieten nur in einem System kostendeckender Energiepreise Anreize, in energieeffiziente Technologien zu investieren. Dennoch kann die Zahlung befristeter Subventionen in unterschiedlichen Bereichen als Instrument eingesetzt werden, um marktferne Technologien schneller in Märkte einzuführen. Eine degressive Ausgestaltung von Sub-

ventionszahlungen sichert hierbei eine schrittweise Anpassung an marktliche Gegebenheiten. Kontraproduktiv sind Subventionen dann, wenn ihre Zahlung zielunspezifisch einen Dauerzustand darstellt und negative Begleiteffekte wie Subventionsmentalität, dauerhafte Marktverzerrung, Missbrauch u. a. hervorruft.

Zinsgünstige Kredite und Zuschüsse. Zinsgünstige Kredite und nichtrückzahlbare Zuschüsse sind dort zielführend, wo hohe Investitionskosten ein Hemmnis für die Marktpenetration darstellen. Das in Deutschland in den Jahren 1999 bis 2003 gelaufene *100.000-Dächer-Programm* gewährte über die bundeseigene KfW-Bankengruppe (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*) zinsgünstige Kredite für Photovoltaik-Anlagen. Der Förderhöchstbetrag lag bei 6230 €/kWp, was in etwa den damaligen Anschaffungskosten eines Photovoltaikmoduls entsprach, der Kredithöchstbetrag bei 500.000 €. Das *100.000-Dächer-Programm* gilt als einer der Auslöser für den starken Ausbau der deutschen Solarindustrie (KfW/UVS 2007), die nach Japan die größten Produktionskapazitäten besitzt. Das *Marktanreizprogramm zu Gunsten erneuerbarer Energien* (MAP) des deutschen *Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* (BMU) förderte bis 2006 Sonnenkollektoren, Pellet-Kessel (Biomasse) und Scheitholz-Vergaserkessel mit nichtrückzahlbaren Zuschüssen, z. B. wurden solarthermische Kollektoranlagen (zur Warmwasserbereitung mit oder ohne Heizungsunterstützung) im dezentralen Bereich mit einmaligen Zuschüssen in Höhe von 48 bis 108 € pro Quadratmeter Kollektorfläche unterstützt (Solarserver 2006). Parallel zum *Marktanreizprogramm* und dem *100.000-Dächer-Programm* wurden andere Förderprogramme aufgelegt, die teilweise kumulierbar waren und es Endverbrauchern ermöglichten, energetisch zu modernisieren (Reduktion des Energieverbrauchs) und zugleich erneuerbare Energien einzusetzen (KfW 2007), die im Zusammenwirken eine breite Wirkung entfalteten.

Besteuerung und Steuervergünstigungen. Die Bandbreite regulativer und gesetzgeberischer Eingriffe im Verkehrssektor erlaubt die genaue Abstimmung von Maßnahmen auf die jeweiligen nationalen Gegebenheiten, aber auch auf unterschiedliche Fahrzeugklassen. Um den Durchschnittsverbrauch der Fahrzeugflotte zu senken, können im legislativen Bereich zahlreiche Instrumente aus dem Bereich der Steuerpolitik genutzt werden. Möglich ist z. B. die Staffelung von Fahrzeugsteuern nach dem Verbrauch. Effiziente Fahrzeuge werden demnach steuerlich begünstigt, was bis hin zu einer völligen Steuerbefreiung von besonders effizienten Fahrzeugen reichen kann. Entsprechende Besteuerungsmodelle sind auch in anderen Sektoren einsetzbar. Energieeffiziente Produkte und Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien können einerseits von Umsatz- oder sonstigen direkten Steuern ausgenommen werden, andererseits besteht die Option, z. B. im Unternehmensbereich die Abschreibungsregeln variabel zu gestalten. Einer Steuervergünstigung solcher Anlagen und Technologien stünde damit die Normalbesteuerung weniger effizienter Konkurrenzprodukte gegenüber. Eine andere Art der steuerlichen Einflussnahme ist die Erhöhung von Steuern auf ineffiziente Produkte bei Normalbesteuerung der effizienten Konkurrenzprodukte (und REG-Technologien).

Bedeutung von Anreizsystemen für eine iranische Langfriststrategie. Als erfolgreiches Beispiel eines staatlichen Anreizprogramms in Iran gilt die *Note 11* der staatlichen Energieeffizienzorganisation SABA und der Iranischen Brennstoffeinsparungsorganisation IFCO⁴⁹:

„The only fiscal policy that has been proven successful is Note 11. Under Note 11 scheme, any industry that receives loan from any bank with any interest rate for the purpose of implementation of energy efficiency measures will be entitled to receive the amount of interest soon after completing the project. In other words, industries would receive a loan of 3 to 5 years payback from bank with a certain interest rate; but they usually receive the total amount of interest usually within 6 months. Thus such grant would mean a kind of capital for industries.“ (CEERS et al. 2006, S. 2-21)

Das Förderprogramm *Note 11* stellt also Zuschüsse in Höhe der Zinsen zur Verfügung, die für Kredite zur Finanzierung einer Effizienzmaßnahme aufgebracht werden müssen (SABA 2005, nach CEERS et al. 2006). Der Nachteil dieses Anreizinstruments ist seine mögliche Kosteneffizienz: es ist nicht sichergestellt, dass vom Investor der kostengünstigste Kredit gewählt wird. Durch die Wahl eines Kreditsystems wie im *100.000-Dächer-Programm* kann diese Art der Kosteneffizienz vermieden werden.

Effizienztechnologien, die in Iran nicht aus heimischer Produktion zur Verfügung stehen, müssen eingeführt werden; Zollbefreiungen können den Import fördern und ermöglichen kurzfristig Effizienzgewinne. Parallel zu den Zollbefreiungen kann die inländische Entwicklung dieser Technologien durch eine entsprechende Förderstrategie angestoßen werden. Stehen dann eigene Technologien zur Verfügung, werden die Importzölle wieder auf das vorige Niveau angehoben. Eine Voraussetzung für das Funktionieren dieser vereinfacht dargestellten Parallelstrategie ist die Abstimmung der Zeithorizonte beider Instrumente.

Die Steuerbefreiung energieeffizienter *iranischer* Geräte ist ein weiteres steuerliches Instrument. Bisher sind energieeffiziente Geräte in der Anschaffung meist teurer als weniger effiziente (aufgrund älterer Technologien, bei deren Herstellung bereits Skaleneffekte erzielt wurden). Würden für die „Top Runner“ des jeweiligen Gerätetyps Steuern gesenkt oder aufgehoben, ergäbe sich in vielen Fällen wahrscheinlich Kostengleichheit, oder das effizientere Gerät wäre sogar kostengünstiger. Damit fiel die Hürde des höheren Anschaffungspreises effizienterer Geräte weg. Ähnliche finanzielle Anreize lassen sich mit Gutscheinsystemen erreichen.

Da in Entwicklungsländern, auch in Iran, die Lebensdauer von Fahrzeugen besonders hoch ist, können Fahrzeugbesitzer über finanzielle Anreize gewonnen werden, besonders überalterte Fahrzeuge verschrotten zu lassen. Denkbar sind hier Festbeträge für das verschrottete Fahrzeug oder die Übernahme eines bestimmten Anteils der Kosten für die Beschaffung eines Neuwagens.

9.3.4 Nationale Kontingentierung fossiler Energieträger

Die Kontingentierung des Verbrauchs fossiler Energieträger auf globaler Ebene zum Zweck des Klimaschutzes und als Gestaltungselement nachhaltiger Entwicklung wurde von Massarrat the-

⁴⁹ Auf die Kosten und Einspareffekte der *Note 11* wurde in Kap. 5.4.5 (S. 83) eingegangen.

matisiert und diskutiert (vgl. Massarrat 2007). Diese Mengenkontingentierung als „kooperatives Anbieter-Verbraucher-Modell“ (Massarrat 2007, S. 61) nimmt eine strukturelle Produktionsobergrenze von Erdöl und Erdgas vorweg bei gleichzeitig verstärkter Nutzung erneuerbarer Energien. Dadurch würden die Knappheitspreise für fossile Energieträger steigen, die Kosten für die Bereitstellung erneuerbarer Energien sinken (Mengeneffekte). Energieeffizienz wäre komplementär einsetzbar und könnte auf starke Energiepreissteigerungen dämpfend wirken. Der Vorteil einer solchen Mengenkontingentierung ist die Vorhersehbarkeit des Energieangebots und die damit verbundene mittel- bis langfristige Planungssicherheit in Energiesystemen.

Ein ähnlicher Ansatz ist prinzipiell auch auf nationaler Ebene denkbar. Auf Basis von Verbrauchsvorgaben von staatlicher Seite wäre ein Allokationssystem zu installieren, das die verfügbare („erlaubte“) Menge an fossilen Energieträgern festsetzt und z. B. auf Quotenbasis oder über Versteigerungen auf verschiedene Endverbraucher (Industrien, Haushalte, Kommunen o. a.) verteilt. Ein solches Kontingentierungssystem könnte den Wettbewerb um energieeffiziente Lösungen induzieren.

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Es erscheint fraglich, ob eine Mengenkottingentierung derzeit in Iran realisierbar wäre. Eine freiwillige Mengenbeschränkung bei gleichzeitig subjektiv wahrgenommenem vorhandenem Überfluss an heimischen Energieträgern ist möglicherweise in der iranischen Öffentlichkeit schwierig durchsetzbar. Parallel zur Kontingentierung wären ambitionierte Ausgleichsmaßnahmen zu implementieren. Angesichts des bisher stark steigenden Energieverbrauchs jedoch könnte ein solches Instrument den iranischen Staat unterstützen, Exportkapazitäten für Erdöl und Erdgas aufrecht zu erhalten.

9.3.5 Informations-, Motivations-, Bildungs- und Partizipationsinstrumente

9.3.5.1 Informationsangebote und Energieagenturen

Einer der bedeutendsten Faktoren bei der Einführung von energieeffizienten Lösungen ist zuvorderst das Wissen um diese Lösungen. Zwei grundlegende Strategien sind möglich:

- direkte Ausbildung und Aufklärung von Personal und Endverbrauchern (persönliche Ansprache)
- indirekte Informationsdiffusion (nicht-persönliche Ansprache)

Im Bereich des Handwerks herrschen sogar in Industrieländern, in denen die Informationsdichte für gewöhnlich hoch ist, große Informationsdefizite bezüglich der Nutzbarkeit effizienter Technologien. Weit stärker tritt mangelndes Wissen über effiziente Lösungen in Entwicklungsländern in Erscheinung. Dabei gilt mangelnde Information bezüglich Wirtschaftlichkeit, Handhabbarkeit (Bedienungs- und Wartungsfreundlichkeit) und anderen Aspekten als eines der bedeutendsten Hemmnisse bei der Einführung von REN und REG.

Als indirekte Informationsdiffusion wird hier die Bereitstellung von allgemeinen oder speziellen Informationen bezeichnet, mit denen keine persönliche Ansprache verbunden ist, z. B. Energieplaketten. In der EU wurden im Rahmen der „energy+“-Initiative die Effizienzklassenbezeichnungen auf „Weißer Ware“ eingeführt, die so genannten Energielabels, die den Stromverbrauch je nach Effizienz des jeweiligen Gerätes in eine Verbrauchsklasse von A (niedriger Verbrauch)

bis G (hoher Verbrauch) einordnen. Die „energy+“-Initiative versteht sich auch als Knotenpunkt eines Netzwerkes von Herstellern und Organisationen (Energy+ 2006). Der durchschnittliche Stromverbrauch neuer Kühlschränke und Gefrierschränke sank zwischen den frühen 1990er Jahren und 1999 in der EU um 27 Prozent, was laut Waide auf die Kombination von Energielabels und Minimal-Effizienzstandards zurückzuführen ist (Waide 2001, nach Geller 2003). Da die Effizienz von Elektrogeräten stetig steigt, ist auch eine Anpassung der Energielabels erforderlich. Durch die Kombination mit anderen Politikinstrumenten, z. B. Anreizsystemen, Regulierungen und anderen, werden Synergien erzeugt.

Zentrale Akteure innerhalb des Capacity-Building-Prozesses und bei der weiteren Informationsdiffusion sind Energieagenturen an der Schnittstelle von Politik und Umsetzung. Die dort gebündelte Expertise vermittelt einerseits in die Richtung politischer Entscheidungsträger die vorhandenen und umsetzbaren Potenziale von Energieeffizienz, andererseits begleitet sie private Akteure (Unternehmen, Privatpersonen) bei der Ausschöpfung dieser Potenziale entlang den politischen Vorgaben. Sie übernehmen neben anderen Aufgaben auch die Ausbildung und Schulung auf lokaler Ebene und sorgen mit Demonstrationsprojekten für Akzeptanz bei den Endverbrauchern, die die Effizienzmaßnahmen letztlich durchzuführen haben.⁵⁰

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. In Iran werden bereits verschiedene Typen Weißer Ware mit Energielabels ausgezeichnet. Die hierdurch eingesparte Strommenge bei Kühl- und Gefriergeräten beläuft sich auf etwa 225 GWh Strom im Jahr 2001/2002 (März 2001 bis März 2002 entsprechend des islamischen Jahres (Karbassi 2005)) (wenngleich es methodisch unsicher ist, die Kaufentscheidung zugunsten eines effizienteren Haushaltsgerätes allein auf das Vorhandensein einer Effizienzplakette zurückzuführen). Die bereits vorhandene Erfahrung mit Energielabels kann jedoch als fundierter Ausgangspunkt für die Einführung erweiterter Maßnahmen dienen.

Die *Iranian Fuel Conservation Organisation* (IFCO) kann als Energieagentur bezeichnet werden. Sie verfolgt verschiedene Ansätze zur Senkung des Treibstoffverbrauchs im Verkehrssektor: ein Verschrottungsprogramm alter Fahrzeuge mit sehr hohem Treibstoffverbrauch ist eine dieser Maßnahmen. Die Auswirkungen auf den Treibstoffverbrauch des gesamten PKW-Flotte sind jedoch von geringem Ausmaß, weil erstens auch noch neue PKW teilweise sehr hohe Verbrauchswerte aufweisen⁵¹ und zweitens die Nutzungsdauer der PKW trotz Verschrottungsprogramm immer noch sehr lange ist, die Fahrzeugflotte sich also nur sehr langsam erneuert. Eine Maßnahme zur Schaffung von Energiebewusstsein im Verkehrsbereich ist das Beilegen einer ausführlichen Broschüre in jeden PKW, die über den Treibstoffverbrauch des Fahrzeugs

⁵⁰ In Osteuropa entwickelten sich Energieagenturen zu bedeutenden Akteuren im Bereich von Energieeffizienz. Die Staaten dieser Region zeichneten und zeichnen sich immer noch durch sehr hohe Energieintensitäten aus. Die Einrichtung von Energieagenturen wurde mit internationaler Unterstützung organisiert. Das oben angesprochene Aktivitätsportfolio wird auch von diesen Agenturen angeboten. Hervorzuheben ist das bulgarische Zentrum für Energieeffizienz (*EnEffect*), das einen nationalen Energieeffizienzplan sowie ein Effizienzgesetz erarbeitete. Das Gesetz regelt Energielabels, Effizienzstandards und einen Effizienzfonds zur Finanzierung von REN-Projekten (Chandler et al. 1999, IEA 1997).

⁵¹ Das in Iran meistverkaufte PKW-Modell *Peykan* von *Iran Khodro* ist der Lizenzbau eines britischen Modells aus den 1960er Jahren und wurde bis 2005 produziert, es sind also auch noch neuere PKW mit veralteter Motortechnologie ausgestattet.

informiert. Diese Maßnahme ist für den Nutzer jedoch nur von begrenztem Wert, da er derartige Informationen erst *nach* dem Kauf des PKW erhält (Ashtari 2004). Eine Flankierung durch ambitionierte Maßnahmen ist bisher nicht erfolgt, erscheint jedoch für die Umsetzung der vorhandenen Effizienzpotenziale als unverzichtbar.

Die staatliche iranische Energieeffizienzorganisation SABA übernimmt bereits einige der genannten Aufgaben. Sie betreibt ein Testzentrum für Weiße Ware zur Vergabe von Energielabels und entwickelt und betreut Effizienzmaßnahmen z. B. im Industriesektor. Als Mittler zwischen Politik und Umsetzungsebene würde sie zentrale Aufgaben der Diffusion von Politikmaßnahmen koordinieren. Hierzu wäre sie allerdings erst nach einer deutlichen Erweiterung ihrer Kompetenzen und ihres Angebotsportfolios in der Lage. Eine flächendeckende Einrichtung von Energieagenturen mit regionalen und lokalen Schwerpunkten erscheint in Iran sinnvoll, da die unterschiedlichen klimatischen Bedingungen unterschiedliche technologische Lösungen erfordern.

9.3.5.2 Energieeffizienzdienstleistungen (EDL)

Der Begriff *Energiedienstleistung* wird bezüglich seines Bedeutungsinhalts nicht einheitlich verwendet, weswegen in der vorliegenden Arbeit durchgehend *Energieeffizienzdienstleistung* genutzt und hierbei der Definition nach SAVE gefolgt wird (Wuppertal Institut 2002). Wie bereits angesprochen, können Energieeffizienzdienstleister eine bedeutende Rolle bei der Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen spielen. Das Funktionsprinzip ist einfach: der Endverbraucher bezahlt für die Dienstleistung „warmes Gebäude“ oder „helle Wohnung“ einen bestimmten Preis, der Dienstleister stellt diese Leistung zur Verfügung und zwar zu seinem eigenen Vorteil zu möglichst geringen Kosten. Damit ist ein Anreiz zur Nutzung möglichst energieeffizienter Lösungen gegeben (Seifried/Stark 1995). Empirische Untersuchungen in den USA zeigen, dass mit EDL auch solche Endverbraucher angesprochen werden, denen das Kapital für Investitionen in REN-Maßnahmen fehlt, wie z. B. Schulen und Krankenhäuser. In Südkorea wurde die Gründung von Energieeffizienzdienstleistungsunternehmen durch einen speziellen (aus Regierungsmitteln finanzierten) Fonds unterstützt, der selbst als Anlaufstelle für Effizienzprojekte dient (USAID 1996). Die Etablierung von Energieeffizienzdienstleistungsunternehmen wird international durch Institutionen wie die *Europäische Entwicklungsbank* EBRD, die *Weltbank* und die GEF gefördert (Martinot/McDoom 2000).

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. In einem von großen Ineffizienzen geprägten Energiesystem können private Energieeffizienzdienstleister (gemeinsam mit nicht profitorientierten Energieagenturen) wichtige Akteure darstellen, die auf Endverbraucherebene den Übergang in ein höher effizientes Verbrauchsregime unterstützen. Des Weiteren können sie als Bindeglieder zwischen Politik und Endverbraucher fungieren, die Potenziale „vor Ort“ wahrnehmen und in die Richtung des politischen Gestaltungsprozesses kommunizieren. Laut *Weltenergierat* existieren in Iran vier Energieeffizienzdienstleistungsunternehmen, laut SABA sind es 24. Allerdings beschränkt sich deren Tätigkeitsfeld auf die Durchführung von Audits; Investitionstätigkeiten werden nicht unternommen (SABA 2005, nach CEERS 2006, WEC 2004).

9.3.6 Marktlenkung durch Nachfrageinduktion: Öffentliche Beschaffung

Der Staat kann bei der Schaffung und Gestaltung von Märkten zentrale Aufgaben übernehmen. Dies gilt auch für die Einführung von Technologien, die aufgrund ihres frühen Marktstadiums (gekennzeichnet durch noch geringe Realisierung von *economies of scale* und geringen Kenntnisstand bei Händlern und potenziellen Abnehmern) im Vergleich zu eingeführten Konkurrenztechnologien höhere Anschaffungskosten haben. Ein hier von staatlicher Seite einsetzbares Instrument ist die Öffentliche Beschaffung, bei der Einführung von Technologien *Technology Procurement* genannt:

„Bei *Technology Procurement* werden potentielle und marktrelevante Käufer für ein bestimmtes Produkt zu einer Käufergruppe zusammengeführt. Gemeinsam mit Konsumentenvertretern und Spezialisten erarbeitet die Käufergruppe detaillierte, quantitativ nachprüfbare Produktspezifikationen gemäß ihren Vorstellungen (Design, Preis, Energieeffizienz, Sicherheit u.s.w. [sic]). In Folge werden Hersteller mit diesen genauen Produktanforderungen konfrontiert. Die Hersteller lassen diese Produktanforderungen gezielt in die Entwicklung ihrer Produkte einfließen und bringen die "Prototypen" in einen Wettbewerb ein. Jenes Produkt, welches die Produktanforderungen der Käufergruppe am besten erfüllt, geht als Sieger aus dem Wettbewerb hervor. Dem Erzeuger des "Siegerproduktes" wird von der Käufergruppe die Abnahme einer festgelegten Mindestmenge garantiert. Zum Nutzen für den Käufer tritt somit eine weitgehende Risikofreiheit für den Hersteller.“
(Österreichische Energieagentur 2007)

Die Schaffung von Märkten für energieeffiziente Technologien und REG-Technologien kann von staatlicher Seite durch erste Schritte beschleunigt werden durch die Ausstattung von Verwaltungseinrichtungen (nationale, kommunale, lokale Ebene) mit energieeffizienten Geräten, Wärmedämmung, Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien etc. Einerseits sorgt die Massenabnahme von Geräten zu Preissenkungen bei bereits auf dem Markt befindlichen Geräten, andererseits initiiert die Ausschreibung von Großaufträgen die Entwicklung effizienterer Geräte, die dann in den Markt eingeführt werden können. In beiden Fällen schafft der Staat einen starken Marktstimulus.

In einigen Entwicklungs- und Schwellenländern wurden bereits umfangreiche *Procurement*-Programme durchgeführt. Mexiko führte mit Norwegen im Rahmen von *AIJ (Activities Implemented Jointly)* das Projekt *Ilumex* durch (Finanzierung durch die GEF): der staatliche Energieversorger erwarb heimisch gefertigte Energiesparlampen in großer Stückzahl und verkaufte diese in zwei mexikanischen Städten weiter. Durch die Abnahme großer Mengen erhielt der Energieversorger hohe Preisnachlässe. Die Aufmerksamkeit, die durch das Programm verursacht wurde, führte zu einer Vergrößerung des Marktes für effiziente Lampen und dadurch zu einem positiven Effekt für den Einzelhandel und die Schaffung von Arbeitsplätzen. Vermiedene Investitionskosten in 100 Megawatt Stromerzeugungsleistung und verbessertes Beleuchtungsniveau für Verbraucher gehören ebenfalls zu den positiven Effekten wie verringerte Schadstoffausstöße an Stickoxiden, Schwefeloxiden und Feinstäuben und die Vermeidung mehrerer hunderttausend Tonnen CO₂. Der strukturelle Wert des Projektes liegt darin, dass die Investoren größere Risiken zu tragen bereit waren, als diese von einheimischen Akteuren allein übernommen worden wären (Sathaye et al. 1999).

Positive Erfahrungen mit Procurement wurden auch in Schweden gemacht, wo die schwedische SWEA mit öffentlichen sowie privaten Akteuren (Unternehmen) Abnahmeverträge über energieeffiziente Geräte abschloss. Die anschließende Ausschreibung von Großaufträgen führte zur Entwicklung deutlich effizienterer Geräte. So wurde eine Kühl-Gefrier-Kombination eingeführt, deren Verbrauch um 50 Prozent unter dem zu diesem Zeitpunkt durchschnittlichen Verbrauch lag. Das Procurement wurde bei einer Reihe von Anwendungen von freiwilligen Verpflichtungen, Rabatten und Informationsmaßnahmen begleitet (Neij 2001). Die Kosten für den schwedischen Staat waren gering, da er nur als Intermediär in Erscheinung trat.

Als Nachteil von Procurement gilt, dass keine kurzfristigen Einspareffekte erzielt werden können. Der Grund liegt im Zeitaufwand begründet: sowohl Ausschreibung und anlaufende industrielle Fertigung, hauptsächlich jedoch die Marktentstehung sind zeitaufwändige Prozesse.

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Procurement besitzt von staatlicherseits große Signalwirkung für die Bevölkerung. Der Einsatz energieeffizienter Technologien in öffentlichen Gebäuden kann als damit kombinierter Baustein diese Wirkung noch verstärken. Die Übernahme von Investitionsrisiken bzw. die Herstellung von privatwirtschaftlicher Planungssicherheit durch den Staat ist hierbei die zentrale Motivation für Procurement.

9.3.7 Freiwillige Verpflichtungen in Industrie und öffentlicher Verwaltung

Freiwillige Selbstverpflichtungen zur Energieeinsparung finden sich in vielen Ländern. In den Niederlanden wurden von verschiedenen Industriezweigen (Chemie, Stahl, Papier, Textilien, Glas u. a.) Verpflichtungen eingegangen, die eine Erreichung einer um zwanzig Prozent niedrigeren Energieintensität zum Ziel hatten (im Zeitraum zwischen 1990 und 2000). Diese Verpflichtungen wurden zwischen den jeweiligen Industrien und der Regierung ausgehandelt auf Basis kosteneffizienter Einsparpotenziale im Rahmen des *Long-Term-Agreement*-Programms (LTA) und rechtlich bindend festgeschrieben. Bereits im Jahr vor der Beendigung des LTA waren die Vorgaben in mehreren Industriezweigen übererfüllt worden (van Luyt 2001). Nach Auslaufen der LTAs wurde eine neue Vereinbarung getroffen. Ihr Inhalt ist die Umsetzung so genannter *Best Practices*, um bis 2012 zu den 10 Prozent der effizientesten Betriebe des jeweiligen Sektors weltweit zu gehören. Im Gegenzug sicherte die niederländische Regierung den teilnehmenden Unternehmen den Verzicht auf zusätzliche Energiesteuern und CO₂-Emissionsvorgaben zu (Benchmarking-Energie 2006, Gerrits/Oudshoff 2003).

Der Vorteil freiwilliger Selbstverpflichtungen liegt in der raschen Umsetzbarkeit von Maßnahmen im Vergleich zu gesetzlichen Maßnahmen, die erst den teils langwierigen Prozess des Gesetzgebungsverfahrens durchlaufen müssen. Der Nachteil ist jedoch, dass diese Verpflichtungen, wie der Name bereits aussagt, freiwillig und nicht bindend sind. Des Weiteren sind die vereinbarten Ziele oft wenig ambitioniert. Wie Untersuchungen belegen, werden freiwillige Verpflichtungen eher eingehalten, wenn im Falle der Nichteinhaltung schärfere Maßnahmen von Seiten des Gesetzgebers drohen (Newman 1998, Price/Worrell 2000). Die Bindung an die selbst vorgegebenen Ziele ist außerdem stärker, wenn sich die teilnehmenden Unternehmen bzw. In-

dustriezweige in anderen Bereichen Vorteile erhoffen, z. B. beim Image oder bezüglich strategischer Vorteile (internationale Wettbewerbsfähigkeit u. a.).

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. In Iran können freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie einen wichtigen Baustein in einer integrierten Langfriststrategie darstellen. Für die Wirksamkeit essentiell ist die Flankierung mit weiteren Maßnahmen, z. B. die Etablierung von Institutionen, die bei der Umsetzung Beratungsleistungen erbringen und in die Richtung der Politik Rückmeldung über Fortschritte und Weiterentwicklungsbedarf der Verpflichtungen geben.

9.3.8 Internationale Kooperationen und Finanzierungsinstrumente

Eine Langfriststrategie für ein nachhaltiges Energiesystem kann neben nationalen auch internationale Aspekte als strategische Handlungsfelder berücksichtigen. Die Klimarahmenkonvention hat Instrumente (die *Flexiblen Mechanismen*) geschaffen, mit denen Klimaschutzmaßnahmen wie Energieeffizienz und erneuerbare Energien durch internationale Kooperationen umsetzbar werden (Michaelowa 2004). Hierzu gehört neben anderen der *Clean Development Mechanism* (CDM). Eine Definition des CDM geben Pfahl und Tänzler:

„Laut Artikel 12 des Kyoto-Protokolls ermöglicht es der Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (CDM) Industrie- und Entwicklungsländern, gemeinsam Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern durchzuführen. Das Projekt wird vom Industrieland finanziert, die im Entwicklungsland vermiedenen Emissionen darf sich das Industrieland in der Verpflichtungsperiode als Emissionsguthaben anrechnen lassen.“ (Pfahl/Tänzler 2005, S. 31)

Die Mehrzahl der Projekte innerhalb der Flexiblen Mechanismen zielt jedoch auf die Reduktion von fluorierten Kohlenwasserstoffen (HFC) ab (IETA/Weltbank 2006). Auch außerhalb der Klimarahmenkonvention existieren Ansätze, internationale Kooperationen im Energiebereich zu fördern, die allerdings nicht notwendigerweise auf Klimaschutzaspekte abstellen (z. B. die großen Infrastrukturprojekte der Weltbank, die hauptsächlich fossile Kraftwerke, große Wasserkraftwerke und Leitungsinfrastrukturen finanzieren). Internationale Klimaschutzprojekte außerhalb der Klimarahmenkonvention werden zum Beispiel von Ministerien für Entwicklungszusammenarbeit finanziert.

Sämtliche Förderinstrumente für REG und REN beziehen sich bisher entweder nur auf erneuerbare Energien oder nur auf Energieeffizienz. Eine integrierte Förderung der beiden Bereiche ist in den bisherigen Strukturen nicht möglich bzw. wird nicht unterstützt. Deswegen war für die international bedeutsame Konferenz *Renewables2004* in Bonn im Jahr 2004 eine zentrale Forderung verschiedener Autoren:

„International financial and technical co-operation should aim for the integration of energy efficiency of demand-side management measures in as many renewable energy projects and national energy strategies as possible... The GEF and the Implementing Agencies (World Bank, UNDP, UNEP) should take the lead in supporting new alliances for integrated „Efficiency-Renewables-Projects“ (ERP) and strategies between the private sector and other stakeholders and between developed and developing countries“ (WI/GTZ 2004, S. 18).

In diesem Sinne sind die internationalen Institutionen gefordert, auf die Schaffung integrierter nationaler Energiepolitiken einzuwirken, und zwar durch die Unterstützung

- von Kompetenzbildung in den Bereichen: a) Formulierung integrierter Energiepolitiken und b) Wissensmanagement von Good-Practice-Ansätzen integrierter Politiken und Projekte.
- im Bereich der Entscheidungsvorbereitung durch Finanzierung von Analysen über integrierte Ressourcen- und Least-Cost-Strategien
- bei der konkreten Formulierung und Umsetzung der Energiepolitiken unter Berücksichtigung partizipativer Ansätze
- bei der Schaffung institutioneller Strukturen, die die Einführung und den Ausbau von REG und REN fördern

Bedeutung für eine iranische Langfriststrategie. Da Iran das Kyoto-Protokoll ratifiziert hat, kann es von den flexiblen Mechanismen gemäß seines Status als Entwicklungsland Gebrauch machen. Außerdem ist es ein von Klimaschutzauswirkungen negativ betroffenes Land, was ihm den Zugriff auf den hierfür speziell eingerichteten Ausgleichfonds ermöglicht. Diese Finanzierungsoptionen können sowohl im Bereich des Energieangebots, als auch der Energienachfrage genutzt werden, um die oben genannten Startimpulse zu geben. Für Iran hätte dies zahlreiche positive Auswirkungen:

- Finanzielle Last wird zu Teilen von ausländischen Akteuren getragen
- Technologieimport wird ermöglicht auf Gebieten, auf denen in Iran bisher keine Expertise existiert
- Lerneffekte für Iran sind mit minimierten „Versuch und Fehler“-Verlusten zu realisieren
- Bildung von Akteursverbänden und Netzwerken im Rahmen von Capacity Building

Die Einsetzbarkeit des CDM in Iran wurde bereits von verschiedenen Akteuren diskutiert. Einen Überblick über die Möglichkeiten in verschiedenen Industriesektoren und anderen Bereichen geben CEERS, HBS und WI (CEERS et al. 2006). Barrieren für CDM-Projekte können sein:

- Erfahrungsmangel: bisher gibt es nur geringe Erfahrungen mit CDM in Iran, es bestehen auf iranischer Seite noch zahlreiche Unsicherheiten mit dessen Umgang
- Allgemein ungünstiges Investitionsklima in Iran: einerseits ist dies durch volkswirtschaftliche Parameter wie hohe Inflation und geringe Wechselkursstabilität bedingt, andererseits durch die politische Situation (Atomkonflikt, Menschenrechte, Pressefreiheit, aktives Verhältnis der iranischen Staatsführung zu anderen Staaten u. a.)

9.4 Integrierte Effizienzstrategien als Gesamtkontext von Einzelmaßnahmen

Maßnahmen zur Einführung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien (Anreizsysteme, gesetzliche Standards und andere, siehe oben) bedürfen der Einbindung in einen Gesamtkontext. Beispielhaft kann dies an der Einführung von Energiesparlampen (*compact fluorescent lamps*, CFLs) in Großbritannien aufgezeigt werden. Dort wurden während der 1990er Jahre mehrere Millionen Energiesparlampen in den Markt gebracht, und zwar mit Hilfe von Anreizsystemen oder der kostenlosen Verteilung der Lampen. Trotzdem sind bis heute kaum CFLs im Einzelhandel verfügbar, und es existiert nur geringes Wissen über den Nutzen und Vorteile dieser Lampen. Dieses Beispiel zeigt, dass die Einführung von effizienten Geräten unter Einbeziehung der jeweiligen Marktstrukturen zu planen ist, da die Entwicklung von wirtschaftlicher Eigen- dynamik sonst unterbleibt (Fawcett 2001).⁵²

Entwürfe einer auf Langfristigkeit basierenden Gesamtstrategie für Iran wurden bereits von einigen Autoren formuliert. So schlägt Massarrat die folgenden Leitkriterien für eine integrierte Strategie vor (Massarrat 2004):

- Primat der Politik
- Abkürzung der Entwicklungswege (so genanntes Leap frogging)
- Obergrenzen für fossile Energieträger und gleichzeitiger Ausbau erneuerbarer Energien
- Neuausrichtung der Subventionspolitik

Diese makroökonomischen Kriterien bedürfen der Umsetzung auch auf der mikroökonomischen Ebene. Eine solche Umsetzung kann in Ansätzen in Ländern beobachtet werden, in denen integrierte Energieeffizienzpolitiken existieren. Im Folgenden soll hierfür auf die Effizienzstrategie Chinas eingegangen werden.

Beispiel Energieeffizienz in China. In den vergangenen Jahren zeichnete sich die Volkswirtschaft Chinas durch sehr starkes Wachstum (mit teilweise über zehn Prozent pro Jahr) aus. Der Energieverbrauch stieg zwar ebenfalls deutlich an, jedoch weniger stark (Chandler/Gwin o. J.). Allein in den Jahren 2002 und 2003 lag das Energieverbrauchswachstum wieder über dem Wirtschaftswachstum (vgl. Abb. 9-2). Im Jahr 2006 wurden die Einsparziele nicht erreicht (Presse- text Deutschland 2007).

⁵² Dass die Markteinführung von Effizienztechnologien bei der Wahl geeigneter Instrumentenbündel durchaus erfolgreich verlaufen kann, zeigt die Einführung von CFLs in Mexiko (siehe Kap. 9.3.6, Öffentliche Beschaffung).

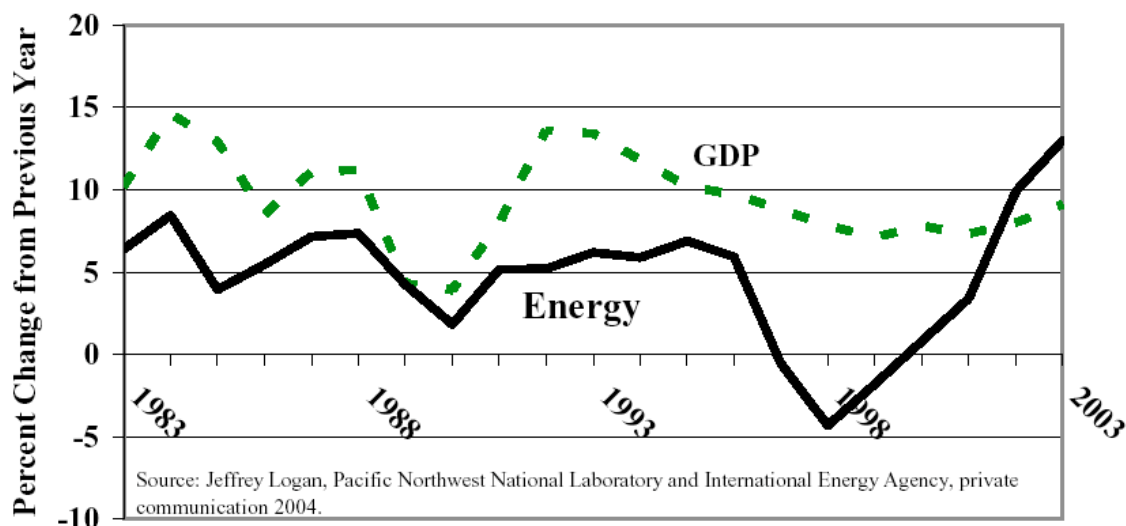


Abb. 9-2. Wirtschafts- und Energieverbrauchswachstum in China

Angaben in Prozent. Quelle: Chandler/Gwin o. J.

Zwischen 1980 und 1995 senkte China die Energieintensität um 50 Prozent (Zhang 1999, nach Geller 2003). Möglich wurde diese Entwicklung durch ambitionierte Effizienzpolitiken, die in den Fünfjahresplänen vorgegeben worden waren. Tragende Ansätze waren sowohl struktureller Wandel und Modernisierung als auch technologiebasierte Entwicklung. Zum Einsatz kam dabei eine große Bandbreite an Instrumenten (Auswahl, nach Geller 2003):

- Nationaler Effizienzfonds
- Vorgaben zur Modernisierung hin zu effizienteren Maschinen und Geräten (Industriesektor)
- Forschungs- und Entwicklungsförderung, Förderung von Demonstrationsprojekten
- Etablierung von Evaluierungsinstitutionen (für Politiken und Programme)
- Angebotsseitig: Förderung von KWK
- Energiestandards für eine breite Palette an Industriemaschinen und -anlagen
- Gründung von Effizienzagenturen (Bereitstellung von Bildungs- und Ausbildungsangeboten) auf kommunaler und lokaler Ebene
- Finanzielle Anreize für Unternehmen, gestaffelt nach Umfang der Energieeinsparungen
- Preisreformen (Subventionsabbau)

Zwischen 1990 und 1997 wurden die Preise für Kohle um das Dreifache erhöht, die Preise für Ölprodukte um das Vierfache (Sinton/Fridley 2000). Der aktuelle Fünfjahresplan führt die ergriffenen Maßnahmen fort und ergänzt sie um weitere Instrumente:

- Demand Side Management (DSM)

- Integrated Resources Planning (IRP)
- Förderung von Energieeffizienzdienstleistungen
- Staatliches Procurement von Effizienztechnologien
- Freiwillige Selbstverpflichtungen in verschiedenen Sektoren
- Ausbau erneuerbarer Energien sowie F&E-Initiativen
- Marktentwicklung für erneuerbare Energien durch Kooperationen zwischen Staat und Marktakteuren

Besonders im Bereich der Mobilität verfolgt China eine konsequente Einsparpolitik: Die Einführung eines Gesetzes im Jahr 2008 zur Beschränkung des Treibstoffverbrauchs ähnlich den US-amerikanischen *corporate average fuel economy standards* (CAFE) schließt ineffiziente Fahrzeuge (z. B. so genannte SUVs, *Sports Utility Vehicles*) aus der nationalen Fahrzeugflotte aus oder verpflichtet diese, den Verbrauch auf an US-amerikanische Standards angelehnte Werte zu reduzieren. Nach Inkrafttreten im Jahr 2008 wird der maximale Treibstoffverbrauch auf 8,5 Liter pro 100 Kilometer für PKW begrenzt (Chandler/Gwin o. J.).

Fazit: Maßnahmenbündel einer Langfriststrategie in Iran. Bei der Diskussion verschiedener Instrumente wurde bereits deren Relevanz innerhalb einer iranischen Langfriststrategie für eine nachhaltige Energieversorgung dargestellt, weswegen nun lediglich ein Gesamtausblick erfolgen soll. Wirtschaftliche Entwicklungsziele werden in Iran in den Fünfjahresplänen vorgegeben. Allerdings fehlen teils geeignete Instrumente, um diese Ziele umzusetzen. Eine Analyse der Gründe kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden. Für die Formulierung einer Langfriststrategie für Energieeffizienz und erneuerbare Energien sind für Iran folgende Aspekte von Bedeutung:

- Herstellung eines Preisniveaus, das die wahren Kosten von Energie reflektiert
- Berücksichtigung von Angebots- und Nachfrageseite gleichermaßen
- Einbeziehung sämtlicher relevanten Akteure
- Absicherung von Hauptmaßnahmen durch geeignete flankierende Instrumente
- Kombination von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, wo Synergien erzielt werden können
- Nutzung internationaler Finanzierungs- und Unterstützungsinstrumente sowie (stärkere) Einbindung Irans in maßgebende internationale Organisationen
- Sicherstellung der Überprüfbarkeit des Zielerreichungsgrads

9.5 Finanzierungsoptionen der Diversifizierung der iranischen Energiewirtschaft

Der iranische Staat hat verschiedene Optionen, die Diversifizierung des Stromerzeugungsmix' und die Umsetzung ambitionierter Energieeffizienzziele finanziell zu begleiten. Bei einer weitgehend staatlich finanzierten bzw. durch den Staat längerfristig induzierten Entwicklung kann der bereits eingerichtete *Oil Stabilisation Fund* OSF genutzt werden. Der Einsatz der durch den Abbau von Energiesubventionen erzielten Zusatzeinnahmen ist eine weitere Finanzierungsoption. Diese beiden werden hier kurz thematisiert.

9.5.1 Die Rolle des Subventionsabbaus bei der Etablierung einer Langfriststrategie

Die Energiesituation in Iran gestaltet sich durch das Subventionswesen als komplex. Denn ohne den Abbau von Subventionen wird (aufgrund der niedrigen Energiepreise) die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbarer Energien immer auf die Förderung des Staates angewiesen sein (CEERS 2004). In eine Langfriststrategie wären demnach nicht nur (möglichst verbindliche und von sämtlichen beteiligten Akteure getragene) Effizienzziele zu integrieren, sondern auch der sukzessive Abbau von Energiesubventionen. Denn dadurch könnten erstens die (bei steigendem Energieverbrauch steigende) Subventionsbelastung des Staates reduziert und zweitens auf der Seite der Endverbraucher Anreize für die Steigerung der Energieeffizienz geschaffen werden. Die Rolle und quantitative Aspekte der Energiesubventionen wurden bereits in Kap. 6 analysiert und dargestellt.

9.5.2 Oil Stabilisation Fund, OSF

Aus den oben diskutierten Gründen ist eine Diversifizierung der iranischen Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien sowie die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen zielführend. Die Herausforderung für den iranischen Staat ist hierbei, die Bedingungen zu schaffen und Mittel bereitzustellen, um Schritte in die Richtung einer verbrauchsminimierten und nachhaltigen Wirtschaftsweise einzuleiten. Eine zur Verfügung stehende Finanzierungsstruktur ist der *Oil Stabilisation Fund* (OSF), der aus überschüssigen Einnahmen aus dem Verkauf von Erdöl auf den internationalen Ölmärkten gespeist wird.⁵³ Allerdings werden die Mittel des OSF nicht für den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung verwendet, sondern im Gegenteil teilweise für die Finanzierung des starken Verbrauchswachstums des Verkehrssektors. So werden im Haushaltsjahr 2006/2007 voraussichtlich etwa vier Mrd. US\$ aus dem OSF entnommen, um Kraftstoffimporte zu finanzieren, die anschließend als hoch subventionierte Energieträger in den iranischen Verbrauch fließen.

Eine ähnliche Grundstruktur wie der OSF besitzen die in anderen Ländern (Großbritannien, Dänemark) eingeführten Energieeffizienzfonds (EEF): sie werden aus der wirtschaftlichen Tätigkeit eines Landes gespeist und stellen für bestimmte vorher definierte Maßnahmen Mittel zur

⁵³ Derzeit befinden sich etwa 10,5 Mrd. US\$ im OSF (Stand Anfang Januar 2007), jedoch wurde dem Parlament von der Regierung jüngst ein Antrag auf Entnahme von drei Mrd. US\$ gestellt, dessen Bewilligung als wahrscheinlich gilt (Nirumand 2007).

Verfügung. Der grundlegende Unterschied zwischen *Oil Stabilisation Fund* und Energieeffizienzfonds ist jedoch, dass der OSF die Verschwendung von Energieträgern unterstützt, Energieeffizienzfonds den sparsamen Umgang. Finanzierungsmodelle für einen EEF gibt es zahlreiche, z. B. über Ökosteuern in Form eines Preisaufschlags auf die verbrauchte Kilowattstunde Strom etc. (Thomas/Irrek 2006). Ein EEF kann ein sehr großes Aufgabenspektrum abdecken und dabei neben der reinen Finanzierungstätigkeit auch die Koordination von Aktivitäten auf nationaler wie auch regionaler, kommunaler und lokaler Ebene übernehmen. Hierfür nutzt er einerseits die Erfahrungen lokaler Institutionen, andererseits initiiert bzw. verstärkt er den Erfahrungstransfer zwischen verschiedenen Ebenen.⁵⁴ Eine Option, wie ein Energieeffizienzfonds kosteneffizient ausgestaltet werden kann, soll an der Ausschreibung von Effizienzprogrammen aufgezeigt werden: Der Fonds nimmt unter Bekanntgabe von Laufzeit und Fördersumme eine Ausschreibung für Effizienzprogramme vor. Anschließend werden diejenigen Programme ausgewählt und gefördert, die die höchste Energieeinsparung pro Fördersumme glaubwürdig prognostizieren. Dies ist nur eine Möglichkeit, wie ein Energieeffizienzfonds kostenoptimal Effizienzpotenziale umsetzen bzw. bei deren Ausschöpfung katalysierend wirken kann. Die kosteneffiziente Ausgestaltung des EEF hängt stark vom umgebenden Marktumfeld ab. Voraussetzung für Kosteneffizienz ist der Abbau der Energiesubventionen.

Der *Oil Stabilisation Fund* könnte als bereits etablierte Finanzierungsstruktur in Iran die Aufgaben eines Energieeffizienzfonds erfüllen. Hierfür wären jedoch strukturelle Anpassungen des OSF notwendig.

⁵⁴ Auf Merkmale und Struktur eines Energieeffizienzfonds wurde bereits in Kap. 5.4.5.2 (S. 84) eingegangen.

10 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz im Gesamtkontext der OPEC

Die vorgelegten Szenarien für Iran zeigen, dass

- der stark steigende Verbrauch fossiler Energieträger zur Verringerung der Exportmengen führt und Iran sich vom Energiexporteur in einen Energieimporteur wandeln kann
- Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energien zu positiven Effekten für Staat, Verbraucher und Volkswirtschaft führen
- die umfangreiche Subventionspraxis hohe Einnahmenverluste und hohe externe Kosten verursacht

Vor diesem Hintergrund eines einzelnen OPEC-Mitglieds wird in Kap. 10 die Bedeutung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz für die OPEC als Staatenallianz diskutiert. Es wird eine Reihe von Gemeinsamkeiten und Unterschieden der OPEC-Mitglieder herausgearbeitet, um verschiedene Motivationen für die Nutzung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz zu definieren. Über eine regionale Differenzierung können verschiedene Optionen des Einsatzes erneuerbarer Energien – heimischer Einsatz und Export – angesprochen und deren strategische Konsequenzen für einzelne OPEC-Mitglieder und die OPEC als Ganzes abgeleitet werden.

10.1 Strukturelle Merkmale von OPEC-Mitgliedern

Regionale Kontexte auf verschiedenen Kontinenten. Die Territorien der OPEC-Mitglieder liegen auf drei verschiedenen Kontinenten. Daraus ergeben sich jeweils andere regionale Kontexte, in die sie eingebunden sind. Venezuela ist der größte Ölproduzent Lateinamerikas und nimmt als regionaler Akteur eine bedeutende Stellung ein. Nigeria, Libyen, Angola und Algerien als afrikanische OPEC-Mitglieder spielen regional ebenfalls eine große Rolle. Indonesien gilt als einer der zentralen wirtschaftlichen und politischen Staaten in Südost-Asien. Die Mitglieder am Persischen Golf sind die dominierenden und teils konkurrierenden Akteure der Region.

Ressourcenlage der Mitgliedsstaaten. Das einende OPEC-Kriterium des Ölports wird in Zukunft an Bedeutung verlieren, weil die Reserven der Mitglieder schrumpfen und – von größerer Bedeutung – nicht alle OPEC-Mitglieder Netto-Ölexporteur bleiben werden. Bereits im Jahr 2004 wurde Indonesien zum Netto-Importeur, importierte also mehr Rohöl, als es exportierte. Andere Mitglieder werden bei weiter ungebremst steigendem heimischem Energieverbrauch in den kommenden Jahren ebenfalls diesen Entwicklungspfad nehmen.

Interessenkonvergenz oder -divergenz innerhalb der OPEC. Die OPEC bildet nach außen hin eine einheitliche Organisation, doch verfolgen sämtliche Mitglieder – auch bei der Entscheidungsfindung innerhalb der OPEC – eigene Interessen (s. unten). Allein aus der Mitglied-

schaft in einer „Energie-Allianz“ können keine gemeinsamen politischen, wirtschaftlichen oder kulturellen Interessen abgeleitet werden.

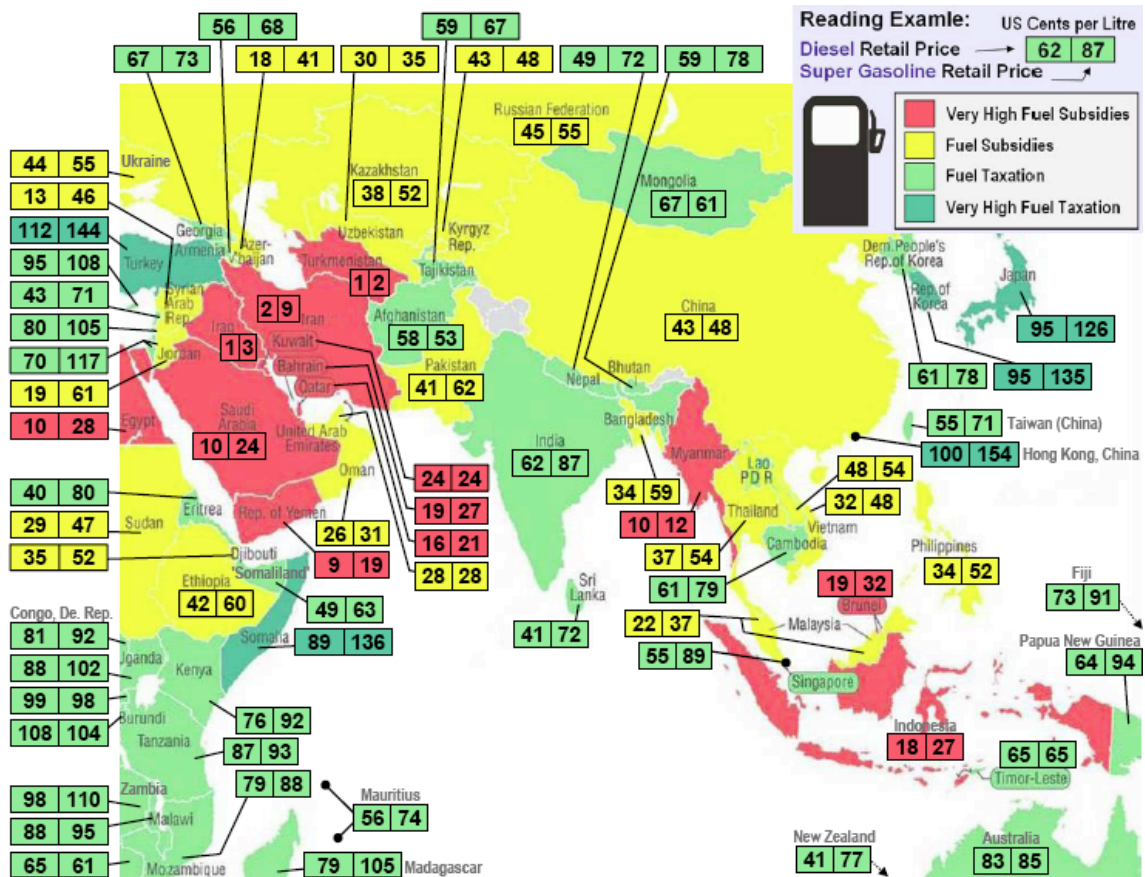
Innenpolitische und innenwirtschaftliche Gegebenheiten. Bezüglich der unterschiedlichen Bevölkerungsgrößen sind die OPEC-Mitglieder ebenfalls eine sehr heterogene Gruppe: bevölkerungsstarke Länder sind Iran, Venezuela, Indonesien und Nigeria; bevölkerungsarme Länder sind Katar, Kuwait und die Vereinigten Arabischen Emirate. Saudi-Arabien, Irak, Algerien, Angola und Libyen bilden eine Gruppe mit mittleren Bevölkerungsgrößen. Trotz dieser Unterschiede treffen mehrere Merkmale auf sämtliche OPEC-Mitglieder zu, denn sie sind

- Länder mit starkem Bevölkerungswachstum
- Länder mit stark steigendem Energieverbrauch und hohen Energieintensitäten der Volkswirtschaft

Die hieraus resultierenden innerstaatlichen Problemlagen sind vergleichbar, und vor allem die bevölkerungsreichen Staaten sind hierin geeint. Sowohl die hohe Arbeitslosigkeit als auch der *Brain Drain*, das Auswandern junger und gut ausgebildeter Menschen, sind aktuelle und in Zukunft an Bedeutung gewinnende Herausforderungen. Ausnahmen bilden die bevölkerungsarmen OPEC-Mitglieder, z. B. Kuwait und Saudi-Arabien, das aufgrund staatlicher Beschäftigungs-„garantien“ praktisch keine Arbeitslosigkeit kennt. In Kuwait sind neunzig Prozent der arbeitsfähigen Bevölkerung Staatsangestellte (n-tv 2006).

Bedarf an Trinkwasser. Der Trinkwasserbedarf in den Staaten Nordafrikas und der Region des Persischen Golfs wird in Zukunft durch das teils starke Bevölkerungswachstum sowie die immer stärkere Nutzung vorhandener Süßwasservorkommen und anderer Effekte teils drastisch ansteigen (DLR 2005). Mit regionalen und lokalen Knappheiten ist zu rechnen (Al-Zubari 2002, UN 2005). Daher ist die Bereitstellung von Trinkwasser in ausreichenden Mengen eine der dringlichsten Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte. Salzwasser wird nach Expertenschätzung in zahlreichen Regionen der Erde zu einer relevanten Quelle für die Trinkwassergewinnung werden, allerdings nur als einer von zahlreichen Bausteinen nachhaltigen Wassermanagements (FAO 2002, Weltbank 2004c). Meerwasserentsalzung benötigt große Mengen an Energie, die in der Region des Sonnengürtels durch solarthermische Kraftwerke bereitgestellt werden kann.

Subventionspraxis. In sämtlichen OPEC-Staaten werden fossile Energieträger subventioniert (Metschies 2005). Die dortigen Treibstoffpreise gehören zu den niedrigsten weltweit: die vier OPEC-Mitglieder Libyen, Algerien, Angola und Nigeria haben (neben Ägypten) die niedrigsten Preise Afrikas. Auf dem amerikanischen Doppelkontinent sind die Treibstoffpreise in Venezuela die mit großem Abstand niedrigsten. Sämtliche OPEC-Mitglieder Asiens subventionieren Treibstoffe sehr stark (Abb. 10-1).



Tab. 10-1. Wirtschaftliche Potenziale erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in den OPEC-Staaten der Regionen Persischer Golf und Nordafrika, TWh/a.

in TWh Strom	Wasserkraft	Geothermie*	STK	Wind	Biomasse/Abfall
Irak	67	k. A.	28647	10	9
Iran	48	38**	20000	8	24
Katar	k. A.	k. A.	792	k. A.	0
Kuwait	k. A.	k. A.	1525	k. A.	1
Libyen	k. A.	k. A.	139477	15	2
Saudi-Arabien	k. A.	71	124560	20	10
VAE	k. A.	k. A.	1988	k. A.	1
Algerien	1	5	168972	35	12

k. A.: keine Angaben. *: Hot-Dry-Rock für Temperaturen von > 180 °C in 5000 Metern Tiefe. **: Geothermie in Iran (hydrothermal): eigene Berechnungen nach Talebi. Quelle: DLR 2005, Talebi 2004.

Hohe Energieintensität – große Einsparpotenziale. Die Volkswirtschaften sämtlicher OPEC-Staaten zeichnen sich durch überdurchschnittlich hohe Energieintensitäten aus. Der Energieverbrauch pro Wirtschaftseinheit ist in Tab. 10-2 dargestellt. Aus diesen Daten können (unter der Annahme, dass die Industriestruktur mit dem globalen Durchschnitt vergleichbar ist) große Potenziale zur Energieeinsparung abgeleitet werden.

Tab. 10-2. Energieintensität der OPEC-Staaten, Primärenergieeinsatz pro erzeugter Wirtschaftseinheit, 2003.

in toe/1000 US\$	PEV/BIP
Algerien	0,54
Angola	0,83
Indonesien	0,96
Irak	1,48
Katar	0,74
Kuwait	0,57
Libyen	0,46
Nigeria	2,01
Saudi-Arabien	0,64
Venezuela	0,53
VAE	0,50
Welt	0,32

Ohne Iran. Quelle: IEA 2005b.

10.2 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz im Strategieportfolio der OPEC-Staaten am Persischen Golf

Die Auswirkungen der REG- und REN-Nutzung können im Rahmen der vorliegenden Arbeit für andere OPEC-Staaten außer Iran nur qualitativ analysiert werden. Aufgrund der starken Leistungsgebundenheit erneuerbarer Energien ist eine regionale Eingrenzung notwendig: Motivationen und Handlungsdynamiken bezüglich der Nutzung von REG und REN werden nur für OPEC-Staaten der Region des Persischen Golfs diskutiert. Des Weiteren ist zwischen zwei grundlegenden Optionen des Einsatzes erneuerbarer Energien zu unterscheiden:

- 1) heimische Nutzung von erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen
- 2) Export erneuerbarer Energieträger bzw. Export von Sekundärenergieträgern, die aus der Umwandlung erneuerbarer Energien erzeugt werden, wie Strom und Wasserstoff

Die OPEC-Mitglieder der Region Persischer Golf sind:

- Irak
- Iran
- Katar
- Kuwait
- Saudi-Arabien
- Vereinigte Arabische Emirate

Sie werden bezüglich ihres Reservenbesitzes, des Reserven/Produktion-Verhältnisses (R/P-Ratio), ihrer Bevölkerungsgröße und des Absorptionsgrades der eigenen Ölproduktion miteinander verglichen. Anschließend wird die Frage beantwortet, ob daraus ein mögliches kurz-, mittel- oder langfristiges wirtschaftliches, gesamtstaatliches oder strategisches Interesse an Energieoptionen abseits fossiler Energieträger abzuleiten ist.

Iran ist ein Land mit hoher Bevölkerungszahl, hoher R/P-Ratio und hohem Absorptionsgrad der eigenen Ölproduktion (nach Blank 1993). Der hohe Eigenverbrauch kann aufgrund der ausführlich in der vorliegenden Arbeit diskutierten Entwicklungen einen Motivationsgrund darstellen, Alternativen zu fossilen Energieträgern zu suchen, um den kommenden Rückgang der Ölproduktion zu kompensieren.

Vergleichbar hinsichtlich dieser Charakteristika ist Irak, das in Friedenszeiten und Zeiten ohne Embargo einer der größten Ölproduzenten der OPEC war. Über den Absorptionsgrad der heimischen Ölproduktion kann derzeit keine Aussage getroffen werden, ebenso nicht über das R/P-Verhältnis. Während die Ölproduktion in den vergangenen Jahren aufgrund von Kriegen und Embargos schwankte, stieg der Eigenverbrauch stetig und lag im Jahr 2001 bei etwa einem Viertel der Produktion (OPEC 2005).

Kuwait, Katar und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) gehören zu den *Low Absorbers*. Diese Staaten haben eine sehr hohe R/P-Ratio und einen geringen Absorptionsgrad der eigenen Ölproduktion. Kuwait produzierte im Jahr 2004 ca. 2,3 mb/d und verbrauchte davon nur zehn Prozent selbst; die VAE sind vergleichbar mit gleich hoher Produktion und einem etwas höheren Eigenverbrauch von 0,27 mb/d. Katar produziert im Vergleich dazu nur ein Drittel so viel Öl, der Eigenverbrauch liegt mit 0,03 mb/d bei nur etwa fünf Prozent der Produktion (OPEC 2005).

Saudi-Arabien als größter Ölproduzent weltweit gehört ebenso zu den *Low Absorbers* mit sehr hohem R/P-Verhältnis und eher geringem heimischem Absorptionsgrad (13 Prozent der Gesamtproduktion von 8,9 mb/d im Jahr 2004 (OPEC 2005)) bei mittlerer Bevölkerungsgröße.

Aus dem Blickwinkel von Eigenverbrauchsdynamik und Exporteinnahmen ist bei den *Low Absorbers* der Region nur ein geringes kurz- bis mittelfristiges Interesse am heimischen Einsatz von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz abzuleiten. Vielmehr ist zu erwarten, dass diese Staaten gegenüber erneuerbaren Energien in Zukunft eher eine neutrale bis ablehnende Haltung einnehmen werden. Im Gegensatz dazu sollten die *High Absorbers* Iran und Irak großes (kurz-, mittel- und langfristiges) Interesse an der heimischen Nutzung von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz zeigen, um einen möglichst hohen Anteil der Erdölproduktion (und evtl. der Erdgasproduktion) zu exportieren. Iran und Irak könnten deshalb als „Vorreiter“ beim Ausbau erneuerbarer Energien in Erscheinung treten, ebenso bei der Senkung der hohen Energieintensität der eigenen Volkswirtschaft. Eine entsprechende Formulierung von Ausbaustrategien könnte diesen Ländern in der Region *first-mover*-Vorteile ermöglichen.

Export erneuerbarer Energieträger zur Diversifizierung des Exportportfolios. Es gibt verschiedene Technologienlinien, mit denen erneuerbare Energieträger für den Export verfügbar gemacht werden können, namentlich als Strom und Wasserstoff.⁵⁵ Der Export von Strom aus erneuerbaren Energien wurde vom *Deutschen Institut für Luft- und Raumfahrt* (DLR) für die Regionen Nordafrika und Persischer Golf untersucht: sowohl die technische, als auch die wirtschaftliche Umsetzbarkeit sind gegeben. Das Konzept besteht aus der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. in solarthermischen Kraftwerken), der sowohl in diesen Ländern selbst eingesetzt als auch per Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) nach Europa transportiert und in das dortige Stromsystem eingespeist werden soll (DLR 2006, Trieb 2007).

Aus erneuerbaren Energien hergestellter Wasserstoff kann entweder per Pipeline zu den Verbrauchsorten transportiert werden, was eine ähnliche Infrastruktur erfordert wie der Export von Solarstrom, oder per Schiff, vergleichbar mit Flüssiggas. Die zweite Option könnte Wasserstoff für einen räumlich flexiblen Handel ähnlich dem des Erdöls verfügbar machen. Die Herstellung von Wasserstoff ist jedoch ein energieaufwändiger Prozess mit hohen Umwandlungsverlusten und im Vergleich zu Solarstrom deutlich kostenintensiver.

⁵⁵ Andere Optionen (auf Basis von Biomasse) werden nicht betrachtet. Deren Potenzial in der Region Persischer Golf wird vom DLR als gering im Vergleich zu Alternativen eingestuft (DLR 2005, 2006).

10.3 Disaggregation und Kooperation der OPEC

Der Aufbau von Infrastrukturen zum Export von Solarstrom erfordert große Investitionen mit langen Amortisationszeiten, entsprechend sind die beteiligten Akteure am Aufbau langfristiger Kooperationen und der Schaffung stabiler Rahmenbedingungen interessiert. Enge Kooperationen zwischen Produzenten und Konsumenten wären die Folge. Da sich Märkte für Strom nur auf Ebene von Regionen (nicht global) erstrecken (z. B. der europäische Stromverbund), wären sowohl strategische als auch Gewinninteressen der einzelnen OPEC-Staaten aus dem globalen Kontext gelöst. Die gegenseitige Bindung von Produzenten und Abnehmern durch ortsfeste Leitungen stünde damit direkt gegen die Bindung der Produzenten untereinander, wie sie bisher innerhalb der OPEC zu beobachten war (z. B. in Form von Produktionsabsprachen). Damit verlore die OPEC langfristig an Bedeutung und mithin einen Rechtfertigungsgrund ihrer Existenz – aus Sicht der Mitglieder selbst. Denn die OPEC wurde mit dem Ziel gegründet, als globale Staatenallianz Einfluss auf die Produktionsmengen von Erdöl (und damit auf die Entwicklung der Ölpreise) zu nehmen. In regionalisierten Märkten mit starken Produzent-Konsument-Bindungen ist eine globale Produzentenallianz jedoch redundant. Der absolute Markteinfluss der OPEC würde sinken: die Leitungsgebundenheit über Staatsgrenzen hinweg erfordert die Beteiligung zahlreicher Akteure, auch der Transitländer, die dann auf Kosten der OPEC Marktbedeutung erlangen. Damit würde eine Disaggregation und Regionalisierung der OPEC eingeleitet.

Beschränkte sich die OPEC nur auf den Aspekt des Exports erneuerbarer Energien (bzw. deren Produkte) würde der Zweck ihrer weiteren Existenz also möglicherweise von ihren Mitgliedern selbst in Frage gestellt. Demgegenüber sind in der Diskussion über die Einbindung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz in das Angebots- und Strategieportfolio der OPEC auch komparative Vorteile einer weiterhin „global wirksamen OPEC“ gegenüber regionalen Staatenallianzen zu thematisieren. Diese Diskussion entfaltet im Kontext der oben dargelegten Gemeinsamkeiten und Differenzen auf vier Ebenen Relevanz:

- 1) auf Ebene der OPEC-internen Möglichkeiten einer gegenseitigen Unterstützung bei der Etablierung von Energiestrukturen auf Basis erneuerbarer Energien und somit einer konzertierten Ausbaustrategie
- 2) auf der Ebene der globalen Kontingentierung fossiler Energieträger und der darauf abgestimmten Bereitstellung regenerativer Energieträger
- 3) auf Ebene der Einbindung der OPEC in das globale Klimaregime
- 4) auf Ebene gesamtstrategischer Verhaltensweisen der OPEC

Die OPEC als Zusammenschluss verschiedener Länder könnte aus dem heimischen Ausbau erneuerbarer Energien und der Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen Nutzen ziehen. Eine Option ist die Schaffung OPEC-interner Strukturen zur Förderung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz. Mögliche Elemente dieser Strukturen sind:

- Formulierung von Leitkriterien
- Gegenseitige Unterstützung bei der Formulierung nationaler REG/REN-Politiken
- Mechanismen für OPEC-internen Technologietransfer
- Kooperationen bei Forschung und Entwicklung
- Wissensmanagement für die Verbreitung von Erfahrungen
- Kooperationen im industriellen Bereich
- Zentraler Fonds zur Finanzierung von Maßnahmen

Der Nutzen einer gemeinsamen Ausbaustrategie würde sich nicht auf die Kompensation des Wegfalls von Einnahmen aus dem Export fossiler Energieträger beschränken. Sie könnte auch auf andere volkswirtschaftliche Aspekte wie die Schaffung von Arbeitsplätzen, die Senkung externer Kosten und die Diversifizierung des Exportportfolios Einfluss nehmen, wie in der vorliegenden Arbeit für Iran analysiert und dargestellt wird.

Die Begrenzung des Verbrauchs fossiler Energieträger (ungeachtet der bisher unausgereiften Möglichkeiten der Technologielinien von Carbon Capture and Storage, s. Fußnote 14, S. 25) stellt den wichtigsten Pfeiler für den Klimaschutz dar. Prinzipiell bestehen für eine Mengenbegrenzung zwei Optionen:

- 1) eine geplante Kontingentierung der Nutzung fossiler Energieträger
- 2) das Erreichen eines globalen Verfügbarkeitsmaximums

Eine globale absichtsvolle Kontingentierung fossiler Energieträger bietet einen viel versprechenden Lösungsansatz für das Problem des Klimawandels und mögliche gewaltsame Auseinandersetzungen um den Zugang zu Energieträgern. Die detaillierte Analyse einer Mengenkontingentierung führt Massarrat durch (Massarrat 2007). Ihre Umsetzung erfordert eine komplementäre Ausbaustrategie für erneuerbare Energien, zumindest in OPEC-Staaten, da diese von einer Mengenreduktion von Erdöl am stärksten betroffen wären.

Das Eintreten eines globalen Produktionsmaximums kann bezüglich des Klimaschutzes kontraproduktive Effekte induzieren. Dies wird am Beispiel flüssiger fossiler Energieträger, also Erdöl, verdeutlicht. Nach Erreichen des globalen Produktionsmaximums flüssiger Energieträger stehen den Mitgliedern der OPEC außer Erdgas keine anderen fossilen Energieträger in nennenswerten Mengen zur Verfügung, um eine weiter steigende Nachfrage zu decken.⁵⁶ In ihrer Tragweite verstärkt wird die Situation durch ein Produktionsmaximum der OPEC selbst. In einem von Knappheiten geprägten Energiesystem stehen für die Bereitstellung flüssiger Treibstoffe folgende Substitutionsoptionen zur Verfügung:

- Energieeffizienz
- Erneuerbare Energien

⁵⁶ Eine Ausnahme bildet Venezuela mit großen Vorkommen an Schwer- und Schwerstölen.

- Verflüssigte fossile Energieträger aus Kohle (*Coal-to-Liquid*, CTL) und Erdgas (*Gas-to-Liquid*, GTL) mit erheblich energie intensiveren Vorleistungsketten und damit erheblich größerem klimawirksamem Potenzial als Erdölprodukte

Die erste und zweite Option – die Ausschöpfung heimischer Energieeffizienzpotenziale und die Nutzung erneuerbarer Energien – setzen Erdöl für den Export frei. Diese Optionen führen zu größeren Anteilen von „OPEC-Öl“ auf den Weltölmärkten. Sie senken gleichzeitig die energiebedingten CO₂-Emissionen innerhalb der OPEC-Länder selbst. Im Gegensatz dazu würde die Bereitstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Teersanden, Schwerstölen, Erdgas und Kohle in anderen Ländern deren Emissionsbilanzen deutlich erhöhen. Die OPEC könnte mit dem großmaßstäblichen Einstieg in die Nutzung von REG und REN damit der Entwicklung in anderen Staaten entgegentreten, Energieträger mit deutlich höheren spezifischen Emissionen bereitzustellen. Eine solche OPEC-Strategie könnte weit reichende globale Folgen induzieren. Die OPEC könnte sich zu einem „Schaltzentrum“ für den Ausbau und die Nutzung von REG und REN entwickeln und damit sowohl auf die (aktive) Kontingentierung fossiler Energieträger als auch auf die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien auf globaler Ebene einwirken. Damit würde die OPEC eine der treibenden Kräfte im Klimaregime. Der Nutzen dieser Vorgehensweise läge für die OPEC in der Schaffung einer starken internationalen Verhandlungsbasis und einer gemeinsamen Strategie, erneuerbare Energien für die eigene Wertschöpfung zu nutzen.

Die dritte Option der OPEC ist die Bereitstellung von Treibstoffen aus Erdgas. Diese Option ist jedoch auf lange Sicht nur für Iran und Katar aufgrund deren großen Erdgasreserven umsetzbar, denn primär entsteht ein Nutzungskonflikt: bei hoher Nachfrage nach Erdgas für andere Nutzungen stehen die Gasproduzenten vor einem Entscheidungs- bzw. Allokationsproblem: soll das Erdgas gasförmig oder verflüssigt (LNG, s. S. 34) in den Handel gebracht oder können mit der Herstellung von flüssigen Treibstoffen (GTL) höhere Gewinne erwirtschaftet werden? GTL-Technologien erfordern bisher noch hohe Investitionen, und die Bereitstellungskosten steigen, wenn auch für gasförmiges und flüssiges Erdgas höhere Preise bezahlt werden.

Fazit zur Situation der OPEC. Die Mitglieder der OPEC unterscheiden sich hinsichtlich ihrer vorhandenen Reserven an fossilen Energieträgern und ihren Inlandsverbräuchen erheblich voneinander. Daher verfolgen sie unterschiedliche Energiestrategien. Die ineffizienten und energieintensiven Wirtschaften eröffnen für die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen große Möglichkeiten. Hinsichtlich des natürlichen und wirtschaftlich nutzbaren Angebots an erneuerbaren Energien sind sämtliche OPEC-Mitglieder Nordafrikas und der Region des Persischen Golfs mit Iran vergleichbar. Prognostizierte stark steigende Energieverbräuche und der steigende Bedarf an Trinkwasser legen den inländischen Einsatz erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen nahe. Der steigende Energieverbrauch wird jedoch nicht bei allen OPEC-Mitgliedern gleichermaßen den Bedarf nach diesen Optionen induzieren. Ein Grund ist (neben anderen), dass in einigen Staaten (Saudi-Arabien, VAE, Kuwait, Katar) nur ein geringer Teil der eigenen Ölproduktion inländisch verbraucht wird und die Verbrauchssteigerung keinen bestimmenden Einfluss auf den Exportanteil hat. Je rascher die Erdöl-Exportmenge

in einem OPEC-Staat sinkt (aufgrund steigenden inländischen Verbrauchs und/oder sinkender Gesamtproduktion), desto größer sollte das kurz- bis mittelfristige Interesse an der Nutzung erneuerbarer

Energien und von Energieeffizienz sein.

Globale Kontingentierungen fossiler Energieträger – ob gesteuert oder durch das Erreichen eines strukturellen Produktionsmaximums – eröffnen für die OPEC Chancen, eine treibende Kraft im Klimaschutz zu werden. Gleichwohl kann die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von exportierbarem Strom eine Disaggregation der OPEC einleiten, da ortsfeste (Strom-) Leitungen in einen regionalen Kontext eingebettet sind und ein globales Abspracheregime redundant machen. Jedoch eröffnet die Nutzung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz zahlreiche Ansatzpunkte für die OPEC, als Staatenallianz komparative Vorteile gegenüber einzelstaatlichem Vorgehen zu erzielen. Die erzielbaren ökonomischen Gewinne dieser strategischen Option wurden am Beispiel Iran gezeigt.

11 Weiterführender Forschungsbedarf

Die in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Ergebnisse sind als Ergebnisse in einem offenen wissenschaftlichen Diskurs über den subjektiv zu formulierenden *optimalen* Energiemix zu verstehen: Der Beantwortung einiger relevanter Forschungsfragen schließen sich offene Forschungspfade an. Diese folgen teils als weiterführende Vertiefungspfade direkt aus dem Ergebniszusammenhang der Arbeit, teils stellen sie flankierende bzw. ergänzende Forschungspfade dar, teils bilden sie eigene Themenfelder, die für die Untersuchung nachhaltiger Energiesysteme auf verschiedenen Ebenen (global, regional, national) von Bedeutung sind.⁵⁷

Aufgrund der Vielzahl der offenen Forschungspfade kann hier nur auf einige besonders relevante eingegangen werden. Ausgehend von weiterführenden *Forschungsfragen zu Iran* werden anschließend Forschungsaspekte zu regionalen und transregionalen *Kooperationsformen* aufgezeigt. Da die OPEC als größter Produzent fossiler Energieträger innerhalb des *Klimaregimes* eine besondere Rolle einnimmt, werden für diesen Sachkomplex relevante Forschungspfade sowie einige konkrete Forschungsfragen angesprochen. Die Diskussion offener Forschungsfragen im Themenzusammenhang von *Energie und Sicherheit* schließen das Kapitel.

Die forschungsrelevanten Fragen ordnen sich in den Kontext zweier Leit- bzw. Zielkriterien ein:

- die Reduktion von Kohlendioxidemissionen ist ein für nachhaltige Entwicklung unabdingbares Ziel
- die Minimierung von Konflikten und Konfliktrisiken, die durch knapper werdende fossile Energieträger ausgelöst werden können, ist ein für nachhaltige Entwicklung unabdingbares Ziel

11.1 Forschungspfad Transformation des iranischen Energiesystems

Für das Land Iran wurden die Potenziale von Energieeffizienz einerseits und von erneuerbaren Energien im Stromsektor andererseits aufgezeigt und deren mögliche Rolle im iranischen Energiesystem quantifiziert. Es verbleiben dennoch zahlreiche Fragen, die um die beiden Leitfragen

- welche Rolle kann Iran in einem nachhaltigen Energiesystem global und in der Region des Persischen Golfs einnehmen?
- welche Potenziale existieren für kleinskalig zu nutzende erneuerbare Energien bezüglich des nationalen Energiemix'?

gruppiert sind. Primär sind folgende konkrete Forschungsfragen von volkswirtschaftlicher und geostrategischer Bedeutung:

⁵⁷ Der Begriff *Forschungspfad* ist zu verstehen als ein Oberbegriff, der in sich zahlreiche konkrete *Forschungsfragen* vereint.

- Welche Optionen innerhalb eines transregionalen Energieverbunds (Persischer Golf, Nordafrika, Europa) eröffnen sich für Iran?
- Kann sich Iran in diesem System als Exporteur von Strom aus erneuerbaren Energien etablieren?

Forschungsbedarf zu inneriranischen Fragen besteht des Weiteren in folgenden Bereichen:

- Erhebung des gesamten Potenzials erneuerbarer Energien, namentlich Windkraft und Biomasse
- Flankierung der Formulierung langfristiger Energiestrategien auch durch weiterführende detaillierte Szenarienarbeiten, die einzelne Aspekte näher untersuchen
- Untersuchung der gesamtsystemischen Wirkungen kleinskaliger (dezentraler) Anwendungen erneuerbarer Energien, um ein konsistentes Bild aller möglichen Optionen eines nachhaltigen iranischen Energiesystems zu erhalten
- Untersuchung der Transformationserfordernisse im Bereich Energiepolitik und anderer Politikfelder für die Beschleunigung des Systemumbaus hin zu nachhaltigen Versorgungsstrukturen
- Mögliche Auswirkungen des Übergangs in ein nachhaltiges Energiesystem auf nicht-energetische Bereiche und Untersuchung der Verbindungen dieser Bereiche zu konkreten Energieaspekten

11.2 Forschungspfad Kooperationen in transregionalen und regionalen Kontexten

Die Diversifizierung des globalen Energiemix erfordert eine Weiterentwicklung bestehender und eine Schaffung neuer Kooperationsformen, vor allem bezüglich der Forderung einer friedenssicheren bzw. konfliktminimierten Ausgestaltung. Deshalb ist der Forschung im Bereich von *Energiekooperationen* verstärkte Aufmerksamkeit zu widmen. Fragestellungen innerhalb dieses Themenfeldes sind teilweise eng an den Forschungspfad *Energie und Sicherheit* angelehnt.

Die existierenden Ansätze einer Einbindung der klassischen „Fossilproduzenten“ beschränken sich auf wenige Untersuchungen und technologische Fragestellungen, so z. B. TREC (*Trans-Mediterranean Energy Co-operation*), das ein Konzept für den Import von REG-Strom aus Nordafrika nach Europa über eine Hochspannungsgleichstromübertragung erarbeitet hat. Andere transregionale Kooperationen bzw. entsprechende Ansätze beschränken sich auf die fossile Energieseite. Beispiele sind der *EU-OPEC Energy Dialogue* und die EU-Iran-Energiegruppe.

Der Ansatz des Forschungspfades *Kooperationen* ist es, die Strukturen existierender und in der Entstehung begriffener Kooperationsformen zu untersuchen sowie Strukturen neuer Kooperationsformen zu definieren. Die Leitfrage lautet:

- Wie können sich zwischenstaatliche Kooperationen in einem transregionalen nachhaltigen Energiesystem entwickeln?

Forschungsfragen entlang der Leitfrage sind:

- Welche Entwicklungspfade eröffnen sich für neue Formen des Produzenten-Verbraucher-Dualismus?
- Welche Handlungs- und Beziehungselemente sind zielführend, um neue konfliktminierte Kooperations- und Abhängigkeitsmodelle zu etablieren? Ein Ansatz aus Sicht der Europäischen Union könnte zum Beispiel sein: welche Optionen einer langfristigen Energiepartnerschaft könnten zwischen der EU und dem arabischen Raum (z.B. OAPEC) genutzt werden, um sowohl Versorgungssicherheit der EU als auch wirtschaftliche Entwicklung des/der Partner/s zu gewährleisten?
- Welche institutionellen Rahmenbedingungen für Kooperationen auf Basis erneuerbarer Energien sind hierfür zielführend?
- Wie müssten unter diesen Voraussetzungen transregionale Kooperationen ausgestaltet sein, welche Folgewirkungen könnten sie entfalten?

11.3 Forschungspfad OPEC als Akteur in einem nachhaltigen Energiesystem

Unter der Prämisse der engen Einbindung der gegenwärtigen Energieexporteure in ein nachhaltiges Energiesystem eröffnen sich zahlreiche Forschungspfade. Diese Fragen verzweigen sich in verschiedene Richtungen und können sämtliche an das Thema Energie angrenzende Aspekte integrieren. Von Bedeutung ist die Verankerung z. B. der OPEC-Staaten im Klimaregime. Sowohl in der Klimarahmenkonvention als auch im Kyoto-Protokoll ist vorgesehen, dass auch Staaten, die von Klimaschutz Auswirkungen negativ betroffen werden, finanzielle Unterstützung zur Diversifizierung ihrer Ökonomien erhalten sollen (vgl. Kap. 9). Hierzu zählen gerade die Anbieter fossiler Energieträger, die bei einer Verminderung der Nutzung fossiler Energieträger wahrscheinlich finanzielle Einbußen erleiden würden.

Eine Leitfrage des Forschungspfads ist:

- Wie kann die OPEC in das Klimaregime eingebunden werden?

Einige der resultierenden Forschungsfragen lauten:

- Wie ist der CDM nutzbar, um die OPEC-Mitglieder zu in das Klimaschutzregime einzubinden?
- Wie ist in OPEC-Ländern der bestehende institutionelle Rahmen gestaltet und wie kann unter diesen Voraussetzungen der CDM erfolgreich genutzt werden?
- Welche Akteurskonstellationen sind für die OPEC denkbar, damit diese den Übergang in ein nachhaltiges Energiesystem aktiv mitgestaltet?

- Hemmnisanalyse: welche Akteure und Strukturen können den Prozess hemmen oder fördern?

11.4 Forschungspfad Energie und Sicherheit

Bereits in der Vergangenheit waren Konflikte im Bereich fossiler Energieträger zu beobachten, die sich aus verschiedenen Quellen speisen. Als Beispiele sind z. B. kriegerische Auseinandersetzungen um den Besitz von Ölquellen (Biafra-Krieg in den 1960er Jahren) und Konflikte bei der Erdgasversorgung („Gasstreit“ zwischen Ukraine und Russland im Januar 2006) zu nennen (Stern 2006, Yergin 1991). Zukünftige militärische Auseinandersetzungen um den Zugang und die Verteilung fossiler Energieträger können nicht mehr ausgeschlossen werden (vgl. Hennicke/Müller 2005, Schlesinger 1990, Supersberger 2007). Das Erreichen eines globalen Produktionsmaximums von Erdöl (und später auch Erdgas) könnte zu einer weiteren Verschärfung von Konflikten führen. Der anthropogene Klimawandel stellt die globale Staatengemeinschaft außerdem vor Herausforderungen, die unter dem Begriff der Klimasicherheit subsummiert sind (vgl. hierzu Beckett 2006).

In diesem Zusammenhang werden erneuerbare Energien oft als „Joker“ betrachtet, der Frieden und Stabilität sichern würde (Alt 2002). Doch vor allem unter der Annahme, dass erneuerbare Energien in den kommenden Jahrzehnten über Kontinente hinweg transportiert werden sollen, ist diese Aussage kritisch zu bewerten. Denn eine solche großmaßstäbliche (und möglicherweise monopolähnliche) Struktur ist prinzipiell vergleichbar mit der heutigen monopolisierten bzw. oligopolisierten Struktur der Bereitstellung fossiler Energieträger (Supersberger 2005).

Für den Forschungspfad *Energie und Sicherheit* lautet die Leitfrage:

- In welchem Zusammenhang stehen auf der einen Seite Energiesicherheit und auf der anderen Seite politische und regionale Stabilität?

Resultierende Forschungsfragen sind:

- Wie entwickeln sich die heute in der Energieproduktion dominierenden Regionen unter der Annahme von struktureller Ressourcenknappheit, namentlich die Mitglieder der OPEC und Russland?
- Wie entwickeln sich die Konstellationen zwischen Produzenten und Verbrauchern fossiler Energieträger?
- Welche Formen von politischer Stabilität sind in den dominierenden Produzentenländern möglich (z. B. Demokratien, Autokratien) und welchen Einfluss haben diese auf die langfristige Versorgung mit Energieträgern aus diesen Ländern?
- Welchen Einfluss hat die Umsetzung verschiedener Stabilitätskonzepte auf die Entwicklung hin zu nachhaltigen Energiesystemen?
- Welche Auswirkungen hat die Schaffung nachhaltiger Energiesysteme auf die politische Stabilität verschiedener Regionen?

- Wie müssen zukünftige großmaßstäbliche REG-Erzeugungsstrukturen auf Akteursseite ausgestaltet werden, damit ein Beitrag zu Friedenssicherung und Stabilität geleistet werden kann?
- Welche Reaktionsmöglichkeiten auf globaler Ebene existieren innerhalb eines nachhaltigen Energiesystems für die heutigen Produzenten fossiler Energieträger bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien und mit welchen Strategien können diese zugänglich gemacht werden?

Fazit: Die angesprochenen Forschungspfade finden eine gemeinsame Basis im Forschungsgegenstand *Energie in der Region des Persischen Golfs*. Darüber hinaus existiert großer Forschungsbedarf zu weiteren politischen, gesellschaftlichen und technischen Fragen bei der Umsetzung nachhaltiger Energiestrukturen.

12 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Islamische Republik Iran ist einer der größten Ölexporteure der Welt und ein dominierender Akteur in der Region des Persischen Golfs. Nichtsdestotrotz sieht sich die iranische Staatsführung mit ähnlichen Problemen konfrontiert, wie sie auch in anderen Entwicklungsländern im Allgemeinen und in OPEC-Staaten⁵⁸ im Besonderen existieren. Allgemeine Probleme sind:

- starkes Bevölkerungswachstum mit daraus resultierendem hohem Bevölkerungsanteil von Menschen unter 25 Jahren
- hohe Arbeitslosigkeit und damit verbundene fehlende Berufsperspektiven für junge Menschen, hoher *Brain Drain* (Abwanderung junger Universitätsabsolventen)
- geringe internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie

Die besonders in OPEC-Staaten existenten Probleme sind:

- ausgeprägtes Subventionswesen im Energiebereich
- stark steigender Energieverbrauch
- Dutch Disease: einseitige Investitionstätigkeit in den Energieexportsektor, dadurch Vernachlässigung anderer Industrien; Aufwertung der Währung macht Importe billiger als heimisch produzierte Waren (vor allem im Agrarsektor von großer Bedeutung), Förderung von Rentensystemen (Lam/Wantchekon 2003)

Die Problemlagen auf nationaler Ebene konkretisieren sich unter anderem darin, dass ein immer größerer Teil der eigenen Ölproduktion vom heimischen Markt absorbiert wird und dadurch weniger Öl für den Export zur Verfügung steht. Damit im Zusammenhang steht eine umfassende Subventionspraxis im Energiebereich, die zu hohen volkswirtschaftlichen Verlusten (hohe externe Kosten der Energieversorgung z. B. durch Luftbelastung) und Einnahmeeinbußen des Staates führt (durch entgangene Einnahmen). Fehlende Einsparanreize führen zu überdurchschnittlichem Verbrauchswachstum. Die hohe jährliche Inflation macht den Wirtschaftsstandort Iran außerdem wenig attraktiv für ausländische Investoren. Die heimische Wirtschaft ist stark auf den Energiebereich fokussiert, der den überwiegenden Anteil der Exporteinnahmen erwirtschaftet.

Die Einbindung Irans in das internationale Klimaregime gewinnt vor dem Hintergrund, dass auf iranischem Territorium erneuerbare Energien in großem Maßstab genutzt werden können, besondere Bedeutung, und auch aus diesem Blickwinkel ergeben sich für das Land Anreize und Motive, eine hierin verankerte nachhaltige Energieversorgung zu schaffen.

⁵⁸ OPEC: Organization of the Petroleum Exporting Countries. Mitglieder: Algerien, Indonesien, Iran, Irak, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate und seit Januar 2007 auch Angola.

Ziele der Arbeit und Einordnung in den ökonomisch-politischen Zusammenhang

Die vorliegende Arbeit liefert Expertise für folgende Bereiche:

- für den politischen Entscheidungsprozess in Iran
- für die Modernisierung des iranischen Energiesystems unter Gesichtspunkten von Nachhaltigkeit auf nationaler und internationaler Ebene
- als Modell für Energieszenarien in vergleichbaren Ländern
- als ein Beitrag zum Klimaschutz und anderen umweltpolitisch relevanten Aspekten
- für die Integration erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz in das Strategieportfolio der OPEC

Hierfür werden Energieszenarien entwickelt, die unterschiedlich ambitionierte Effizienzsteigerungen erzielen. In Szenariovarianten wird außerdem die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien modelliert.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte (stark steigender Verbrauch, Subventionswesen etc.) ist zu klären, welche Nutzen Iran auf einem Pfad nachhaltiger Entwicklung erzielen kann. Zu nennen sind sowohl ökologische als auch ökonomische Benefits. Zu den ökologischen zählen die geringere Belastung und Zerstörung von Ökosystemen mit zahlreichen positiven Auswirkungen auf die Bevölkerung (höherer Erholungswert, bessere Mikroklimata, evtl. Aufbau eines Tourismuszweigs) sowie reduzierte Belastung von Luft, Böden und Wasser mit ebenfalls positiven Folgen (geringeres Erkrankungsrisiko etc.). Ökonomische Benefits sind möglich auf der Seite steigender staatlicher Einnahmen durch eine Diversifizierung und Steigerung des Energieangebots (Exportaspekte sind hier zentral) und damit verbundener positiver Effekte auf die Binnenwirtschaft Irans.

Wahl der Energieträger als kritischer Parameter der iranischen Energiesicherheit

Für die Szenarienmodellierung kommt eine eingeschränkte Bandbreite an Primärenergieträgern zum Einsatz. Im Bereich erneuerbarer Energieträger sind dies solare Strahlung, Geothermie und Wasserkraft, da deren Potenziale hinreichend genau abgeschätzt werden können bzw. konkrete Datenerhebungen vorliegen. Ausgeschlossen werden Biomasse (geringes Potenzial), Windenergie und Meeresenergie (bei letzteren beiden bisher unsichere Datenlage).

Erdöl und Erdgas dominieren im iranischen Energiesystem. Sie werden bei der Strom-, als auch bei der Wärmeherzeugung eingesetzt; die Versorgung des Verkehrssektors basiert fast vollständig auf raffiniertem Erdöl. Dies findet auch bei der Szenarienerstellung Berücksichtigung. Erdöl ist außerdem das wichtigste Exportgut Irans, und die großen Erdgasreserven werden in der Zukunft möglicherweise ebenfalls eine bedeutende Rolle in der Exportwirtschaft spielen. Daher ist der iranische Staat nicht nur bei der eigenen Energieversorgung und Energiesicherheit, sondern auch bezüglich seiner Exporte sehr stark auf diese fossilen Energien angewiesen.

Kohlen werden derzeit in Iran nicht bzw. in sehr geringem Maße eingesetzt und übernehmen bei der Szenarienmodellierung keinen Versorgungsbeitrag (dies ist in Übereinstimmung mit den fehlenden Ausbauplänen der iranischen Regierung).

Die Kernenergie wird in den Szenarien als Stromerzeugungsoption ebenfalls ausgeschlossen, obwohl der iranische Staat sie als notwendigen Pfeiler der künftigen Stromversorgung erachtet: Eine Notwendigkeit speist sich aus dem Ziel der iranischen Staatsführung, möglichst große Mengen an Erdgas inländisch einzusparen, um die Exportmengen zu steigern. Die Ausbauplanungen des Energieministeriums liegen bei 6000 bis 7000 Megawatt nuklearer Erzeugungleistung bis 2020, und bereits im Jahr 2010 sollen 1000 MW an das iranische Stromnetz angeschlossen werden (CEERS et al. 2006, EIA 2004a). Planungen bzw. Prognosen zur Gesamterzeugungleistung nennen einen Bedarf von insgesamt 90000 Megawatt Stromerzeugungleistung bis 2020. Damit läge der Anteil der Kernenergie am Kraftwerkpark bei weniger als zehn Prozent. Die Nutzung der Kernenergie in Iran zu friedlichen Zwecken wird von der internationalen Staatengemeinschaft akzeptiert, jedoch hat sie sich aufgrund der Dual-Use-Möglichkeiten der einzusetzenden Technologien (Nutzung der Kernenergie zu friedlichen und militärischen Zwecken) und des Beharrens der iranischen Regierung auf der inländischen Anreicherung von Uran zu einem internationalen Konflikt ausgeweitet, dessen Folgen bezüglich der Realisierung der Ausbaupläne nicht absehbar sind. Bei einer weiteren Verzögerung der Beilegung des Atomkonflikts erscheint die Einhaltung des Zwischenziels von 1000 Megawatt im Jahr 2010 ebenso fraglich wie das Erreichen der anvisierten Ausbaustufe von 6000 bis 7000 Megawatt im Jahr 2020. Der Bau des ersten iranischen Atomkraftwerks begann bereits Ende der 1970er Jahre und wurde seither nicht fertig gestellt. Aus diesen Gründen wird die Kernenergie in den Szenarien nicht berücksichtigt.

Bereitstellung regenerativer Energieträger am Beispiel der Stromerzeugung

Die technische, potenzielle und ökonomische Machbarkeit einer vollregenerativen Energieversorgung wird im Bereich Stromerzeugung nachgewiesen. Hierbei wird die Dynamik aufgezeigt, mit der sich ein Versorgungssystem entwickeln kann: ausgehend von sehr großen Anteilen fossiler Energieträger hin zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Bereitstellungsstruktur. Bei der Modellierung des Stromsektors werden für erneuerbare Energien großmaßstäbliche Erzeugungseinheiten angenommen (die jedoch teilweise bis um den Faktor 10 unter denen der herkömmlichen fossil befeuerten Kraftwerke liegen), und zwar aus folgenden Erwägungen:

- der Stromsektor wird weitgehend verstaatlicht bleiben, und unter diesen Bedingungen sind große, zentrale Erzeugungseinheiten für den iranischen Staat eine attraktivere Lösung als dezentrale, sehr kleine Einheiten
- unter der Annahme, dass Iran mittel- bis langfristig die Diversifizierung seines Exportportfolios anstrebt, stellen großmaßstäbliche Erzeugungseinheiten den Einstieg in den Export von regenerativ erzeugtem Strom dar

Szenarien des Primär- und Endenergieverbrauchs bis 2050 – Annahmen

Für die Seite der iranischen *Energienachfrage* werden drei Grundscenarien des Energieverbrauchs erstellt (Kap. 4):

- 1) das Referenzszenario *Business as Usual, BAU*. Die Grundannahme ist die weitgehende Beibehaltung des derzeitigen Energieeffizienzstandes
- 2) Szenario *Geringe Effizienz, GE* mit geringen Energieeffizienzsteigerungen, die durch den Abbau der Energiesubventionen induziert werden
- 3) Szenario *Hohe Effizienz, HE*, mit ambitionierten Effizienzsteigerungen, die zu einer starken Senkung der Energieintensität führen. Unterstellt ist die Umsetzung entsprechender Effizienzvorgaben, die nicht nur einzeltechnische und -technologische Maßnahmen, sondern auch die Schaffung effizienterer Nutzungsstrukturen erfordert

Leitparameter, an denen sich das Wachstum des Energieverbrauchs orientiert, sind das Wirtschafts- und das Bevölkerungswachstum.

Wirtschaftswachstum. Es wird für alle Szenarien ein Entwicklungspfad modelliert mit anfangs starkem Wirtschaftswachstum, das sich im weiteren Verlauf dem (geringeren) Wachstum von Industrieländern annähert.

Tab. 12-1. Wirtschaftswachstum als Leitparameter der Szenarien für alle Sektoren außer Haushalte und Gewerbe.

%/a	2002 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2030	2031 – 2040	2041 – 2050
Wirtschaftswachstum	4,5	3,5	3,0	2,5	1,8

Dem angenommenen Wachstum entsprechend steigt das Bruttoinlandsprodukt zwischen 2001 und 2050 mit dem Faktor 4,5 von 112 Mrd. US\$ auf 507 Mrd. US\$.

Bevölkerungswachstum. Entsprechend den Daten der *United Nations Population Division* (UNPD 2002, 2000) wächst die iranische Bevölkerung bis zum Jahr 2050 auf etwa 105 Millionen Menschen an.

Ergebnisse der Energieszenarien

Primärenergieverbräuche. Die Primärenergieverbräuche der Szenarien sind in Abb. 12-1 dargestellt. Nur in Szenario *Hohe Effizienz* sinkt der absolute Energieverbrauch nach Erreichen eines Maximalwerts im Jahr 2020

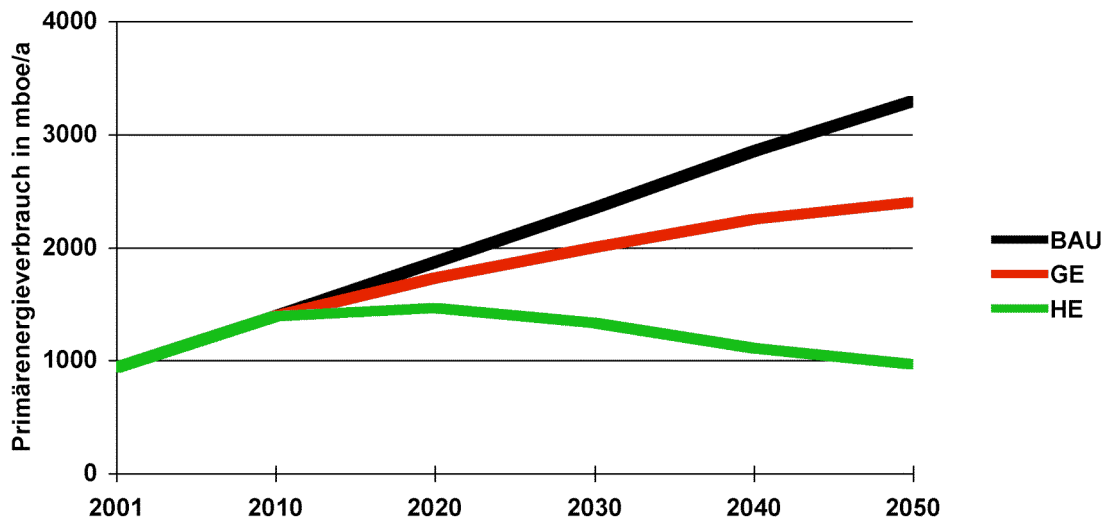


Abb. 12-1. Primärenergieverbräuche in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mboe/a.

Wachstum der Erdölverbräuche. Die Erdölverbräuche entwickeln sich gemäß den allgemeinen Szenarioannahmen sehr unterschiedlich. Innerhalb des jeweiligen Szenarios folgen sie den sektoralen Wachstumsraten nicht synchron, denn Öl wird zunehmend durch Erdgas ersetzt. Dies führt zu einem langsameren Anstieg des Ölverbrauchs und einem rascheren Anstieg des Erdgasverbrauchs im Vergleich zum Verbrauchswachstum der jeweiligen Sektoren. Abb. 12-2 stellt die Ölverbräuche vergleichend dar.

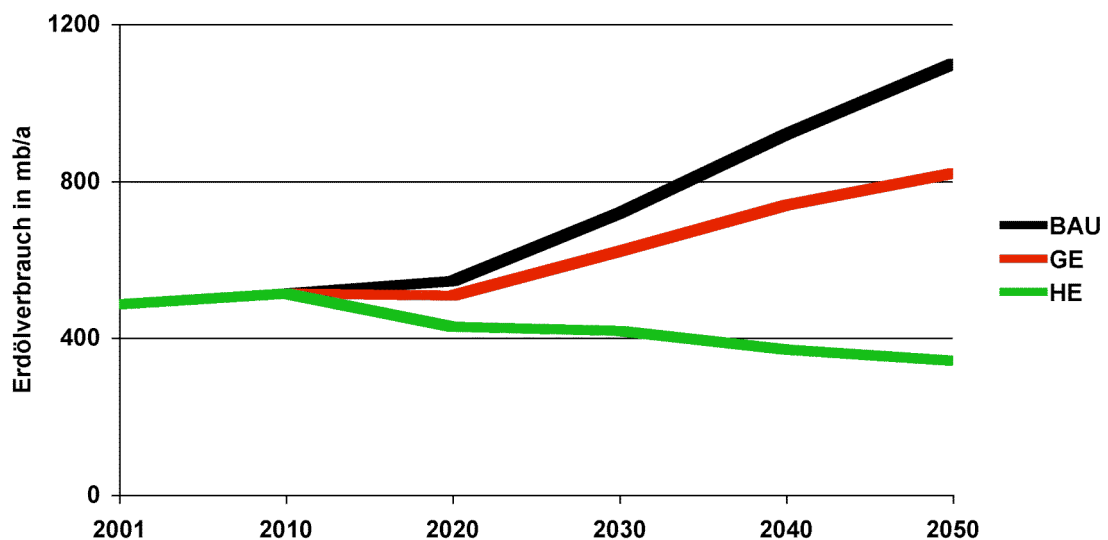


Abb. 12-2. Erdölverbräuche in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mb/a.

Pro-Kopf-Energieverbräuche. Die Energieverbräuche pro Einwohner entwickeln sich je nach Szenario sehr unterschiedlich. Während sie in Szenario *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* stark bzw. moderat wachsen, sinken sie in Szenario *Hohe Effizienz* nach dem Erreichen eines Maximalwerts (2015) ab. Unter Zugrundelegung des Maximalverbrauchs im Jahr 2015 in Szenario *Hohe Effizienz* sinkt der Bruttostromverbrauch um 30 Prozent.

Tab. 12-2. Zusammenfassende Darstellung der Energieverbräuche pro Kopf in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben pro Kopf	2001	2010	2020	2030	2040	2050
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	16,7	19,6	22,7	25,6
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	21,5	24,6	27,9	31,1
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	2327	2675	3045	3409
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	15,6	16,9	18,2	19,1
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	19,9	21,0	22,0	22,7
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	2163	2310	2443	2540
EEV pro Kopf [Barrel/cap]	10,5	13,9	13,1	11,2	8,9	7,6
PEV pro Kopf [Barrel/cap]	13,9	18,4	16,8	13,9	10,8	9,1
Stromverbrauch [kWh/cap]	1500	1985	1960	1760	1564	1365

Quelle: eigene Berechnungen.

Äquivalenzpunkte von Erdöl und Erdgas

Ein in Iran kontrovers diskutierter Aspekt ist die Entwicklung der Energieverbräuche in Relation zur möglichen heimischen Produktion fossiler Energieträger. Bedeutsam ist der Zeitpunkt, an dem heimische Energieproduktion und heimischer Energieverbrauch das gleiche Volumen erreichen, der *Äquivalenzpunkt*, ab dem Iran zum Netto-Importeur von Erdöl und Erdgas werden wird.

Äquivalenzpunkt von Erdöl. Erwartungsgemäß wird dieser Punkt in Szenario *Business as Usual* am frühesten erreicht, im Jahr 2036. In Szenario *Geringe Effizienz* liegt er im Jahr 2041. Allein in Szenario *Hohe Effizienz* bleibt der Ölverbrauch auch im Jahr 2050 unterhalb der noch möglichen Produktion.

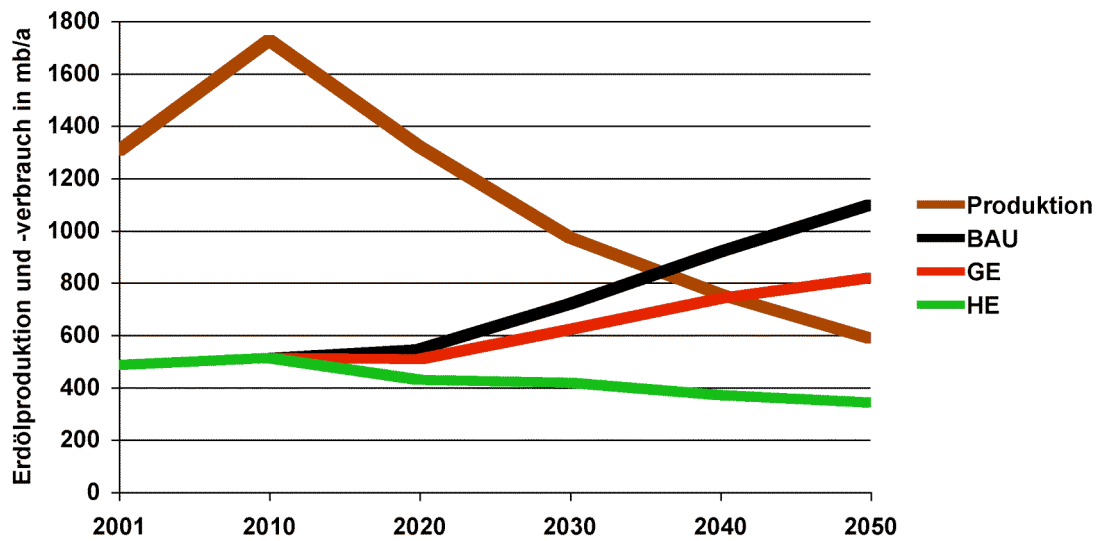


Abb. 12-3. Erreichen der Erdöl-Äquivalenzpunkte in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mb/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Äquivalenzpunkt von Erdgas. In den Szenarien *Business as Usual* und *Geringe Effizienz* wird der Schnittpunkt von Produktions- und Verbrauchskurve bereits im Jahr 2040 bzw. 2043 erreicht, und zwar trotz einer Verdreifachung der Produktion (Abb. 5-4). In Szenario *Hohe Effizienz* sinkt der absolute Erdgasverbrauch langfristig, der Äquivalenzpunkt wird deshalb später als 2050 eintreten.

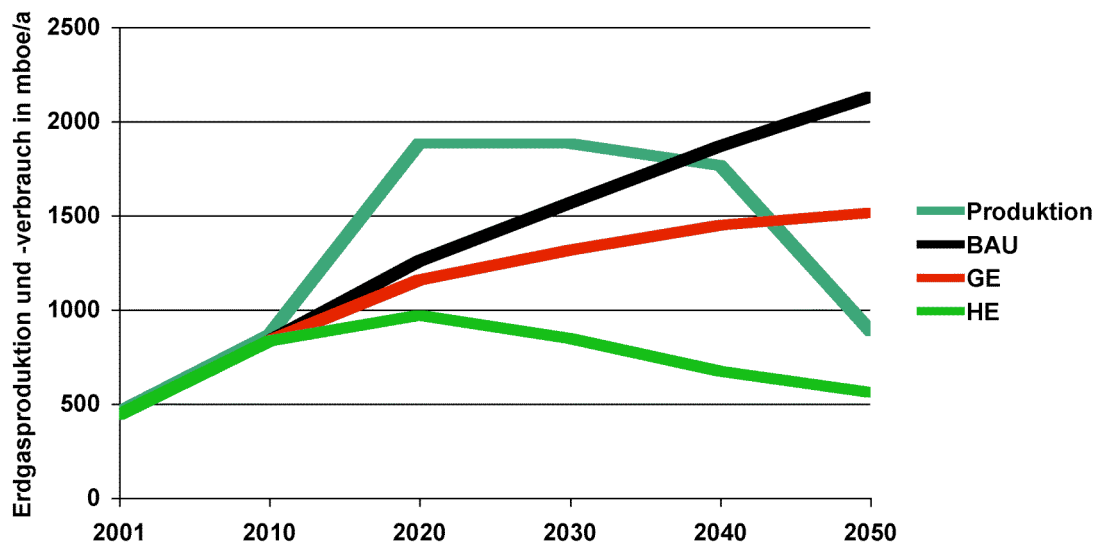


Abb. 12-4. Erreichen der Erdgas-Äquivalenzpunkte in den Szenarien *Business as Usual*, *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz*.

Angaben in mboe/a. Dargestellt ist die Nettoproduktion (Gesamtproduktion abzüglich Verlusten und Einpressung). Quellen: Daten zu Produktion und Verbrauch im Jahr 2001: MoE 2004. Ab 2002: eigene Berechnungen.

Einsparung von Energieträgern: Szenarienvergleiche

Die bereits diskutierten hohen Energieintensitäten eröffnen Optionen, große Mengen an Erdöl und Erdgas einzusparen und für den Export zur Verfügung zu stellen. Die hiermit korrelierenden Mengen an Erdöl und Erdgas sind in Abb. 12-5 dargestellt. Die allein im Jahr 2050 erzielte Einsparung an Erdöl in Szenario *Geringe Effizienz GE* beträgt mit ca. 280 mb Erdöl etwa ein Viertel des Gesamtölverbrauchs in Szenario *BAU*. Die eingesparte Menge an Erdgas liegt bei über 600 mboe (und damit deutlich über dem Erdgasverbrauch des Jahres 2001 von 440 mboe). Deutlich größer sind die Einsparungen in Szenario *Hohe Effizienz HE* gegenüber *BAU*: im Jahr 2050 werden knapp 760 mb Erdöl und 1570 mboe Erdgas eingespart. Zum Vergleich: im Jahr 2001 lagen der Erdöl- und der Erdgasverbrauch bei jeweils unter 500 mb. Diese Einsparungen werden nicht kumulativ über den Betrachtungszeitraum erzielt, sondern allein im Jahr 2050.

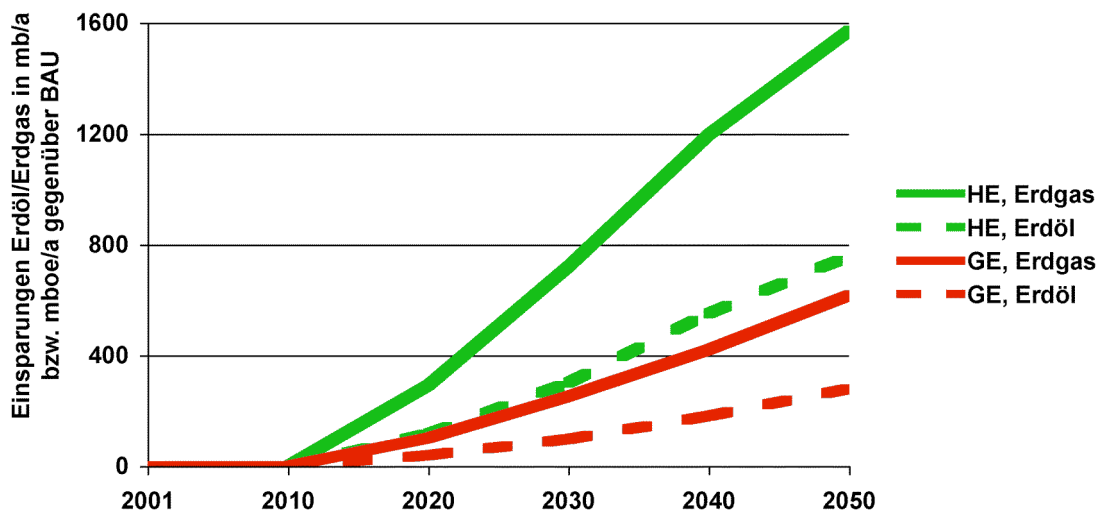


Abb. 12-5. Jährliche durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung mögliche Einsparungen von Erdöl und Erdgas in den Szenarien *GE* und *HE* gegenüber Szenario *BAU*.

Erdöl: in mb/a. Erdgas: in mboe/a. Quelle: eigene Berechnungen.

Gesamtbilanz der Szenarien Business as Usual, Geringe Effizienz und Hohe Effizienz

Effizienzsteigerungen, wie sie in Szenario *Hohe Effizienz* angenommen werden, führen bis zum Jahr 2050 zu erheblichen Mehreinnahmen für den iranischen Staat. Er kann durch einen Energieverbrauchspfad nach Szenario *Hohe Effizienz* gegenüber der *Business-as-Usual*-Entwicklung insgesamt 399,9 Mrd. US\$ an zusätzlichen Gewinnen erzielen (vgl. Tab. 12-3).⁵⁹ Den größten Anteil daran haben die Zusatzgewinne aus dem gesteigerten Export von Erdöl und Erdgas; die eingesparten Ausbaurkosten des Stromerzeugungssektors tragen etwa drei Prozent bei.

⁵⁹ Sämtliche Kosten und Gewinne werden als Barwerte zur Basis des Jahres 2005 ausgedrückt.

Tab. 12-3. Gesamtbilanz Szenario *Hohe Effizienz*, Bilanzvergleich mit Szenario *Business as Usual* und *Geringe Effizienz*, Barwert.

	in Mrd. US\$	Kosten	Gewinne
Export von Erdöl und Erdgas			1575,3
Effizienzkosten		11,5	
Ausbau Stromerzeugung und Netze		36,8	
Gesamtbilanz <i>Hohe Effizienz</i>			1527,0
Differenz Bilanzen <i>HE</i> gegenüber <i>GE</i>			
		Kosten	Gewinne
Mehrexport Erdöl und Erdgas <i>GE</i> ggü. <i>BAU</i>			264,7
Effizienzkosten <i>HE</i>		11,5	
Ausbau Stromsektor (vermiedene Kosten in <i>HE</i>)			5,9
Ökonomischer Vorteil <i>HE</i> gegenüber <i>GE</i>			259,1
Differenz Bilanzen <i>HE</i> gegenüber <i>BAU</i>			
		Kosten	Gewinne
Mehrexport Erdöl und Erdgas <i>HE</i> ggü. <i>BAU</i>			399,2
Effizienzkosten <i>HE</i>		11,5	
Ausbau Stromsektor (vermiedene Kosten in <i>HE</i>)			12,2
Ökonomischer Vorteil <i>HE</i> gegenüber <i>BAU</i>			399,9

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Differenzkosten des Ausbaus des Stromsektors von *HE* gegenüber *BAU* in Höhe von 12,2 Mrd. US\$ resultieren aus den Ausbaukosten in *BAU* i. H. v. 49,0 Mrd. US\$ und in *HE* i. H. v. 36,8 Mrd. US\$. Quelle: eigene Berechnungen.

Fazit: Mit abnehmenden Exportkapazitäten wird Iran immer weniger (Devisen-) Einnahmen (und damit Gewinne) erzielen. Preisanstiege für Erdöl und Erdgas durch das Erreichen globaler Produktionsmaxima generieren vorübergehend zwar höhere Exporteinnahmen. Der steigende inländische Verbrauch jedoch führt dazu, dass Iran dann in einem Regime hoher Energiepreise zum Nettoimporteur werden wird. Dieser Trend ist nur durch starke Steigerung der Energieeffizienz abzumildern bzw. über den Betrachtungszeitraum von 2050 hinauszuschieben.

Ausbau erneuerbarer Energien

Neben der Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen wird der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien modelliert. Zum Einsatz kommen Solarthermie, Wasserkraft und Geothermie. Während im Jahr 2050 die geothermische Stromerzeugung einen Anteil zwischen 6 und 10 Prozent erreicht, bestreiten Wasserkraft und Solarthermie 15 bis 37 Prozent bzw. 79 bis 53 Prozent der Elektrizitätserzeugung. Tab. 12-4 fasst die jeweiligen Anteile zusammen.

Tab. 12-4. Anteile erneuerbarer Energien am Kraftwerkpark in den REG-Szenarien, 2050.

in %	<i>BAU-REG</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE-REG</i>
Wasserkraft	15	21	37
Geothermie	6	8	10
Solarthermie	79	71	53

Angaben in Prozent. Rein fossile Erzeugungskapazitäten (Erdgaskraftwerke) sind im Jahr 2050 vom Netz. Erdgas wird lediglich noch in solarthermischen Hybridkraftwerken eingesetzt. Die Entwicklung der jeweiligen Anteile der Technologien (in Gigawatt) zeigen Tab. 7-4, Tab. 7-6 und Tab. 7-8.

Die Investitionskosten für den Ausbau der iranischen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien liegen deutlich über den Kosten des Ausbaus mit konventionellen Gaskraftwerken. Wie jedoch gezeigt wurde, können durch ihren Einsatz erhebliche Mengen an Erdgas eingespart und dadurch exportiert werden, was nach Grenzübergangspreisen bemessen hohe Gewinne für den iranischen Staat generiert. Trotzdem liegen die Gesamtinvestitionskosten über den zu erzielenden Einnahmen. Dieser Vergleich allein greift jedoch zu kurz. In einer ganzheitlichen Betrachtung müssen die eingesparten Kosten des vermiedenen konventionellen Ausbaus in die Gesamtrechnung einbezogen werden. Je nach Szenario liegen diese Kosten zwischen 36,8 und 49,0 Mrd. US\$. (Tab. 12-5).

Tab. 12-5. Gesamtkosten des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und fossiler Energieträger, Barwert.

in Mrd. US\$	<i>BAU-REG</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE-REG</i>
Ausbaukosten, erneuerbare Energien	80,2	64,1	44,5
Gewinne durch gesteigerten Export von Erdgas (aufgrund heimischer Einsparung)	39,8	26,1	10,8
Nettokosten <i>REG</i> -Ausbau	40,4	38,0	33,7
	<i>BAU</i>	<i>GE</i>	<i>HE</i>
Ausbaukosten, konventionelle Kraftwerke	49,0	42,7	36,8
Differenz zwischen <i>REG</i> -Ausbau und konventionellem Ausbau*	8,6	4,7	3,1

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. *: Positive Werte: höhere Einnahmen in den *REG*-Szenariovarianten. Quelle: eigene Berechnungen.

Fazit: Der Aufbau einer auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Stromversorgung in Iran ist unter den hier getroffenen Annahmen und unter Einbeziehung möglicher Erdgasexportsteigerungen ökonomisch vorteilhaft, da die zusätzlichen Ausbaukosten (im Vergleich zum konven-

tionellen Ausbau) geringer sind als die erzielbaren Einnahmen. Dies gilt für alle drei Erzeugungspfade *BAU-REG*, *GE-REG* und *HE-REG*.

Die Szenarien zeigen, dass der modellierte Mix aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 das gesamte iranische Stromaufkommen decken kann. Es verbleibt nur ein geringer Restanteil von Erdgas für den Hybridbetrieb solarthermischer Kraftwerke. Dies bedeutet, dass aus der Perspektive iranischer Versorgungssicherheit sowohl *Windkraft* und *Biomasse* als auch *Kohle* und *Kernbrennstoffe* als Energieträger für die Stromerzeugung nicht zwingend erforderlich sind. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien kann außerdem auf reine Erdgaskraftwerke verzichtet werden. Gleichwohl sind die nutzbaren Potenziale von Windkraft und Biomasse nicht zu vernachlässigen; sie könnten als „regenerative Reserve“ für eine weitere Diversifizierung der Stromerzeugung Bedeutung erlangen.

Konsequenzen der Verbrauchentwicklungen für den iranischen Staatshaushalt

Die zusammenfassende quantitative Darstellung der Ergebnisse erfolgt in Tab. 12-6. Sie werden zuvor im Text qualitativ mit den entsprechenden Verweisen auf die Tabelle (in Klammern) angesprochen.

Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen. In allen Szenarien werden Gewinne durch Exporte von Erdöl und Erdgas erzielt. Durch verschiedene Grade an Energieeinsparungen sind diese Gewinne in Szenario *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* höher als in *Business as Usual* (Zeile 2 *Exportgewinne* in Tab. 12-6). Verluste entstehen für den iranischen Staat nur in Szenario *Hohe Effizienz* durch Maßnahmen(bündel) zur Steigerung der Energieeffizienz (Zeile 3). Hieraus leitet sich die *Bilanz Effizienz* ab (Zeile 4).

Verteilung und Export von Erdöl und Erdgas. Die Ausbaurkosten von Infrastrukturen für die inländische Verteilung und den Export von Erdöl und Erdgas (nicht Strombereitstellung) sind gemäß Annahme in allen Szenarien identisch (hierauf wurde bereits in Kap. 5.5 ausführlich eingegangen). Sie sind daher nicht in der zusammenfassenden Tabelle berücksichtigt.

Strombereitstellung. Da in den Szenarien *Geringe Effizienz* und *Hohe Effizienz* weniger Strom nachgefragt wird und dadurch die gesamte Bereitstellungskette eine geringere Kapazität benötigt als in *Business as Usual*, sind die Investitionen (Verluste) geringer als in *BAU*. Gegenüber *BAU* werden in *GE* und *HE* außerdem zusätzliche Exportgewinne erzielt, da weniger Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt werden muss: neben den geringeren Investitionskosten lassen sich also noch zusätzliche Deviseneinnahmen generieren. Diese zusätzlichen Gewinne sind bereits in der *Bilanz Effizienz* (Zeile 2 in Tab. 12-6) enthalten. Die Investitionen in die Strominfrastruktur werden separat aufgelistet als *Bilanz Strom* (Zeile 5 für die Szenarien *BAU*, *GE* und *HE*).

Die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien (in den *REG*-Szenarien) ist mit höheren Investitionen verbunden. Verglichen mit dem jeweiligen konventionellen Ausbauszenario wird jedoch Erdgas eingespart und für den Export zur Verfügung gestellt. Die Investitionen in den *REG*-Ausbau werden gemeinsam mit den zusätzlich erzielbaren Gewinnen bilanziert (Zeile 5, Spalten *BAU-REG*, *GE-REG* und *HE-REG*). Diese Art der Bilanzierung ermöglicht die genaue

Unterscheidung und Quantifizierung der Devisengewinne durch Energieeffizienz und durch erneuerbare Energien. Es wird deutlich, dass die Nettokosten des *REG*-Ausbaus geringer sind als die des konventionellen Ausbaus *trotz* dessen geringerer Investitionskosten.

Aus den Gewinnen und Verlusten kann die Gesamtbilanz für alle Szenarien berechnet werden (Zeile 6). **Subventionen** bzw. der Subventionsabbau werden nicht gemeinsam mit den Gewinnen und Verlusten bilanziert, sondern anschließend separat diskutiert.

Tab. 12-6. Szenarienvergleich: Gesamtbilanzen für Energieeffizienz und *REG*-Varianten (Ausbau Stromerzeugung), Barwert.

in Mrd. US\$	<i>BAU</i>	<i>BAU-REG</i>	<i>GE</i>	<i>GE-REG</i>	<i>HE</i>	<i>HE-REG</i>
Exportgewinne		1176,1		1310,6		1575,3
Effizienzkosten		0		0		11,5
Bilanz Effizienz (Gewinne/Verluste)		1176,1		1310,6		1563,8
Bilanz Strom (Verluste/Gewinne)	-49,0	-40,4	-42,7	-38,0	-36,8	-33,7
Gesamtbilanz	1127,1	1135,7	1267,9	1272,6	1527,0	1530,1
Differenz Gesamtbilanz zu <i>BAU</i>			140,8	145,5	399,9	403,0
Differenz Gesamtbilanz zu <i>BAU-REG</i>				136,9		394,4
Differenz Gesamtbilanz zu <i>GE</i>					259,1	262,2
Differenz Gesamtbilanz zu <i>GE-REG</i>						257,5

Angaben in Mrd. US\$, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Die Daten stellen auf das Jahr 2005 abdiskontierte kumulierte Werte dar. *BAU* und *BAU-REG* repräsentieren als Referenzszenarien (ohne nachfrageseitige Effizienzsteigerungen) die Exportgewinne. In Szenario *BAU* und *GE* entstehen keine Kosten für die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen, in Szenario *HE* hingegen in Höhe von 11,5 Mrd. US\$. *Bilanz Strom* enthält die Ausbaukosten der Strombereitstellungskette und in den *REG*-Varianten außerdem die Zusatzgewinne, die aus heimisch eingespartem und exportiertem Erdgas erzielt werden. Der Energieverbrauchspfad gemäß des Zielszenarios *BAU-REG* generiert die höchsten Gewinne aller Szenarien bzw. Szenario-Varianten: 1530 Mrd. US\$.

Vergleich der Szenarien. Unter Gesichtspunkten einer nachhaltigen Entwicklung ist das Szenario *HE-REG* als *Zielszenario* hervorzuheben: Durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und die Nutzung erneuerbarer Energien werden insgesamt über 1530 Mrd. US\$ an Nettogewinnen aus Erdöl- und Erdgasexporten erzielt. Der Vergleich der Szenarien *Hohe Effizienz* und *Geringe Effizienz* zeigt, dass mit Investitionen in Effizienzmaßnahmen in Höhe von 11,5 Mrd. US\$ über den gesamten Zeitraum (abdiskontiert auf das Jahr 2005) erhebliche Zusatzgewinne erwirtschaftet werden können: Die Netto-Zusatzgewinne betragen in den beiden *HE*-Szenarien gegenüber *GE* und *GE-REG* ca. 260 Mrd. US\$ (vgl. Zeilen 9 und 10 in Tab. 12-6). Die zusätzlichen Gewinne durch den Umstieg auf erneuerbare Energien (Differenz zwischen *HE* und *HE-REG*) tragen hierzu einen geringen Teil in Höhe von 3,1 Mrd. US\$ bei. Die Mehrgewinne des Zielszenarios *HE-REG* gegenüber Szenario *Business as Usual* sind deutlich

größer, sie betragen etwa 400 Mrd. US\$, kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum (Barwert zur Basis 2005) (vgl. Zeile 7).

Effizienzsteigerungen nach den Szenarien *Geringe Effizienz* und *GE-REG* führen zu Netto-Zusatzgewinnen gegenüber der *Business-as-Usual*-Entwicklung zwischen 137 bis 145 Mrd. US\$ (vgl. Zeilen 7 und 8).

Subventionspraxis in Iran und Modell des vollständigen Subventionsabbaus

Die Subventionierung von Energie zieht zahlreiche Effekte nach sich:

- hohe Energieintensität einer Volkswirtschaft
- dadurch starke Umweltverschmutzung durch Nutzung fossiler Energieträger
- geringere Staatseinnahmen aufgrund entgangener Einnahmen und/oder hohe Staatsausgaben aufgrund direkter Subventionsleistungen
- geringe Anreize für privatwirtschaftliche Investitionen in den Energiesektor

Eine Berechnung der Subventionen auf Grundlage entgangener Einnahmen (da für die Energieträger keine internationalen Preise erzielt werden können) führt zu Energiesubventionen im Jahr 2003 von über 18 Mrd. US\$ (IES 2004b). Durch den Abbau von Energiesubventionen kann der iranische Staat erstens seine Deviseneinnahmen steigern. Denn durch Subventionsabbau (also höhere Preise) werden inländisch Spareffekte erzeugt, die zu einem Mehrexport fossiler Energieträger führen. Zweitens werden direkt bezahlte Subventionen eingespart (die Differenz zwischen dem inländischen Preis und den Bereitstellungskosten). Die erzielbaren Effekte des Subventionsabbaus betreffen darüber hinaus das gesamte Wirtschaftsleben Irans (vgl. Massarrat 2004):

- Die Senkung der Energieintensität der Wirtschaft reduziert die Umwelt- und Gesundheitsbelastung
- Höhere Preise als Energiesparanreiz können die Entstehung einer Industrie induzieren, die auf der Entwicklung und Herstellung energieeffizienter Produkte basiert
- Dadurch können Arbeitsplätze geschaffen werden, was wiederum einen Beitrag zur Reduzierung der Arbeitslosigkeit leisten würde
- Subventionsabbau ist die Voraussetzung für die kostendeckende Nutzung erneuerbarer Energien
- Die höheren Staatseinnahmen können dazu verwendet werden, armen Bevölkerungsteilen einen finanziellen Ausgleich für höhere Energiepreise zu schaffen. Bisher profitieren diejenigen Bevölkerungsteile von den Subventionen am meisten, die am meisten verbrauchen

Aufgrund der zu erwartenden stark steigenden Energiepreise (vgl. Kap. 3.2) steigen die Kosten einer Nicht-Anpassung heimischer Energiepreise an das Weltmarktniveau ebenfalls stark. Tab. 12-7 stellt diese Entwicklung für die verschiedenen Szenarien dar. Die entgangenen Einnahmen

aufgrund steigender Kosten für Subventionen sind in Bezug zu den sinkenden Produktionsmöglichkeiten von Erdöl zu setzen.

Tab. 12-7. Subventionen in den Szenarien BAU, GE und HE sowie Einnahmeneffekte eines Subventionsabbaus, Barwert.

in Mrd. US\$/a	2005	2010	2015	2020	2025
BAU, ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	44,2	44,9	41,0
BAU, Subventionsabbau	32,1	31,6	24,2	3,2	0,0
Differenz	0,0	0,0	19,9	41,8	41,0
GE, ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	42,5	41,7	36,6
GE, Subventionsabbau	32,1	31,6	23,3	2,9	0,0
Differenz	0,0	0,0	19,2	38,8	36,6
HE, ohne Subventionsabbau	32,1	31,6	39,2	35,3	27,5
HE, Subventionsabbau	32,1	31,6	21,5	2,4	0,0
Differenz	0,0	0,0	17,7	32,9	27,5

Angaben in Mrd. US\$ pro Jahr, Barwert zur Basis des Jahres 2005. Die Berechnung erfolgt auf Basis der im Text erläuterten Dynamik des Subventionsabbaus bis spätestens 2023. Die Subventionen für Erdöl, Erdgas und Strom werden hier zusammengefasst. Quelle: eigene Berechnung. Anmerkung: Die jährlichen Subventionen in der Tabelle sinken im Zeitverlauf. Der Grund liegt in der Barwertberechnung zur Basis des Jahres 2005: es werden für jedes Jahr die Subventionen in realen Werten berechnet und anschließend auf das Bezugsjahr 2005 abgezinst. Die Abzinsung in Höhe von jährlich fünf Prozent entwertet die Subventionen rascher, als sie unabgezinst steigen. In realen Werten betragen die Subventionen allein im Jahr 2025 in Szenario *Business as Usual* ohne Subventionsabbau 108 Mrd. US\$.

Fazit: Eine Fortführung der iranischen Subventionspraxis führt zu noch größeren Einbußen von Staatseinnahmen als bisher. Der Subventionsabbau im Energiebereich kann zahlreiche positive Effekte hervorrufen, wie z. B. die Forcierung von Energieeffizienz und Energieeinsparung und dadurch induzierte wirtschaftliche Dynamiken (Schaffung von Arbeitsplätzen etc.), sinkende externe Kosten des Energieverbrauchs und weitere.

CO₂-Emissionsbilanzen der verschiedenen Szenarien

Der Entwicklungspfad von Szenario *Hohe Effizienz* führt zu einer Senkung des CO₂-Ausstoßes gegenüber der Referenzentwicklung *BAU* um 75 Prozent im Jahr 2050. Die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energieträger nach Szenario *HE-REG* führt zu einer weiteren Absenkung der CO₂-Emissionen, sodass dann 78 Prozent weniger Kohlendioxid emittiert wird als in Szenario *Business as Usual* mit konventionellem Ausbau des Stromerzeugungssektors (vgl. Tab. 12-8). Ein CO₂-Ausstoß von insgesamt 227 Millionen Tonnen in *HE-REG* im Jahr 2050 bedeutet außerdem eine 32-prozentige Emissionsreduzierung im Vergleich zu 2001.

Tab. 12-8. CO₂-Emissionen der Szenarien BAU, HE und HE-REG im Jahr 2050.

	2001	BAU, 2050	GE, 2050	GE-REG, 2050	HE, 2050	HE –REG, 2050
CO ₂ -Emissionen [Mio. t/a]	334	1041	755	678	256	227
Differenz zu 2001	0 %	+ 212 %	+ 126 %	+ 103 %	– 23 %	– 32 %
Differenz zu BAU 2050		0 %	– 28 %	– 35 %	– 75 %	– 78 %

Dargestellt sind nur die Emissionen aus der energetischen Nutzung von Erdöl und Erdgas ohne nicht-energetischen Verbrauch, ohne Verluste (Abfackelung etc.). Quelle: eigene Berechnungen.

Hemmnisse für die Transformation des iranischen Energiesystems

Die Subventionspraxis als Hemmnis einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiesystementwicklung wurde bereits analysiert und quantifiziert. Weitere Hemmnisse existieren in Iran auf perceptiver und konkret praktischer bzw. marktlicher Ebene, jedoch auch auf struktureller und institutioneller Ebene (Auswahl):

- Große Vorräte an Erdöl und Erdgas lassen die Nutzung erneuerbarer Energien als nicht notwendig erscheinen
- Unzureichende Fördermaßnahmen, fehlende Marktanreize
- Ablehnungshaltung traditioneller Akteure, deren Erfahrungsschwerpunkte auf fossilen Energieträgern liegen
- Unklare Kompetenzverteilung bei staatlichen Akteuren

Energieeffizienz hat außerdem das Problem der „Unsichtbarkeit“: eindruckliche Demonstrationsprojekte sind nicht durchführbar, Effizienz kann lediglich gemessen werden. Energieeffiziente Produkte werden im Allgemeinen als „Low Interest“-Produkte wahrgenommen, sie werden weder mit Status noch mit Fortschrittlichkeit verbunden. Außerdem ist die Markttransparenz gering, weil effiziente Lösungen in allen Produktgruppen möglich sind, der Markt ist entsprechend unübersichtlich; die Effizienz eines Produktes erschließt sich nicht intuitiv.

Kapitalmangel als Ausbauehemmnis ist eng mit dem wirtschaftlichen Umfeld in Iran verbunden: die hohe jährliche Inflation wird als Investitionsrisiko wahrgenommen. Schwankende Wechselkurse bieten vor allem ausländischen Investoren wenig Stabilität und langfristige Planbarkeit. Der Mangel an Informationen über mögliche Effizienztechnologien, Effizienz- und Energiesparpotenziale sowie Ansprechpartner wird auch in Iran als Hemmnis betrachtet. Weiter spielt die unklare Kompetenzverteilung, welche Organisation für welche Effizienzmaßnahme zuständig ist (SABA oder IFCO), in diesem Zusammenhang eine Rolle (CEERS et al. 2006).

Instrumente zur Einführung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien

Die speziellen nationalen und infrastrukturellen Gegebenheiten Irans sind bei der Formulierung von Maßnahmenbündeln und einer Gesamtstrategie („Langfriststrategie“) von großer Bedeu-

tung. Für die Umsetzung einer Langfriststrategie für Energieeffizienz und erneuerbare Energien sind in Iran folgende Aspekte von Bedeutung:

- Herstellung eines Preisniveaus, das die wahren Kosten von Energie reflektiert
- Berücksichtigung von Angebots- und Nachfrageseite gleichermaßen
- Einbeziehung sämtlicher relevanten Akteure
- Absicherung von Hauptmaßnahmen durch geeignete flankierende Instrumente
- Kombination von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, wo Synergien erzielt werden können
- Nutzung internationaler Finanzierungs- und Unterstützungsinstrumente sowie (stärkere) Einbindung Irans in maßgebende internationale Organisationen
- Sicherstellung der Überprüfbarkeit des Zielerreichungsgrads

Es sind vertiefende Analysen erforderlich, um ein endgültiges Set von Maßnahmen zu formulieren und in den politischen Entscheidungsprozess einzuspeisen. In zahlreichen Ländern eingesetzte Förderinstrumente sind:

- Auflagen und andere rechtliche Rahmenvorgaben
- Integrierte Planungsansätze zur Umsetzung nachhaltiger Entwicklungsziele
- Fiskalische und finanzielle Instrumente: Anreizsysteme
- Informations-, Motivations-, Bildungs- und Partizipationsinstrumente
- Marktlenkung durch Nachfrageinduktion: Öffentliche Beschaffung
- Freiwillige Verpflichtungen in Industrie und öffentlicher Verwaltung
- Internationale Kooperationen und Finanzierungsinstrumente

Die Rolle des Subventionsabbaus bei der Etablierung einer Langfriststrategie. Die Energiesituation in Iran gestaltet sich durch das Subventionswesen als komplex. Denn ohne den Abbau von Subventionen wird (aufgrund der niedrigen Energiepreise) die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbarer Energien immer auf die Förderung des Staates angewiesen sein (CEERS 2004). In eine Langfriststrategie wären demnach nicht nur (möglichst verbindliche und von sämtlichen beteiligten Akteure getragene) Effizienzziele zu integrieren, sondern auch der sukzessive Abbau von Energiesubventionen. Denn dadurch könnten erstens die (bei steigendem Energieverbrauch steigende) Subventionsbelastung des Staates reduziert und zweitens auf der Seite der Endverbraucher Anreize für die Steigerung der Energieeffizienz geschaffen werden.

Nutzung des *Oil Stabilisation Fund*. Aus den oben diskutierten Gründen ist eine Diversifizierung der iranischen Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien sowie die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen zielführend. Die Herausforderung für den iranischen Staat ist hierbei, die Bedingungen zu schaffen und Mittel bereitzustellen, um Schritte in die Richtung

einer verbrauchsminimierten und nachhaltigen Wirtschaftsweise einzuleiten. Eine zur Verfügung stehende Finanzierungsstruktur ist der *Oil Stabilisation Fund* (OSF), der aus überschüssigen Einnahmen aus dem Verkauf von Erdöl auf den internationalen Ölmärkten gespeist wird. Allerdings werden die Mittel des OSF nicht für den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung verwendet, sondern im Gegenteil teilweise für die Finanzierung des starken Verbrauchswachstums des Verkehrssektors. So werden im Haushaltsjahr 2006/2007 voraussichtlich etwa vier Mrd. US\$ aus dem OSF entnommen, um Kraftstoffimporte zu finanzieren, die anschließend als hoch subventionierte Energieträger in den iranischen Verbrauch fließen.

Eine ähnliche Grundstruktur wie der OSF besitzen die in anderen Ländern (Großbritannien, Dänemark) eingeführten Energieeffizienzfonds (EEF): sie werden aus der wirtschaftlichen Tätigkeit eines Landes gespeist und stellen für bestimmte vorher definierte Maßnahmen Mittel zur Verfügung. Ein EEF kann ein sehr großes Aufgabenspektrum abdecken und dabei neben der reinen Finanzierungstätigkeit auch die Koordination von Aktivitäten auf nationaler wie auch regionaler, kommunaler und lokaler Ebene übernehmen. Die kosteneffiziente Ausgestaltung des EEF hängt stark vom umgebenden Marktumfeld ab. Voraussetzung für Kosteneffizienz ist der Abbau der Energiesubventionen. Der *Oil Stabilisation Fund* könnte als bereits etablierte Finanzierungsstruktur in Iran die Aufgaben eines Energieeffizienzfonds erfüllen. Hierfür wären jedoch strukturelle Anpassungen des OSF notwendig.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz im Gesamtrahmen der OPEC

Die vorgelegten Szenarien für Iran zeigen, dass

- der stark steigende Verbrauch fossiler Energieträger zur Verringerung der Exportmengen führt und Iran sich vom Energiexporteur in einen Energieimporteuer wandeln kann
- Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energien zu positiven Effekten für Staat, Verbraucher und Volkswirtschaft führen
- die umfangreiche Subventionspraxis hohe Einnahmenverluste und hohe externe Kosten verursacht

Export erneuerbarer Energieträger zur Diversifizierung des Exportportfolios. Es gibt verschiedene Technologienlinien, mit denen erneuerbare Energieträger für den Export verfügbar gemacht werden können, namentlich als Strom und Wasserstoff. Der Export von Strom aus erneuerbaren Energien wurde vom *Deutschen Institut für Luft- und Raumfahrt* (DLR) für die Regionen Nordafrika und Persischer Golf untersucht: sowohl die technische, als auch die wirtschaftliche Umsetzbarkeit sind gegeben. Das Konzept besteht aus der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. in solarthermischen Kraftwerken), der sowohl in diesen Ländern selbst eingesetzt als auch per Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) nach Europa transportiert und in das dortige Stromsystem eingespeist werden soll (DLR 2006, Trieb 2007). Aus erneuerbaren Energien hergestellter Wasserstoff kann entweder per Pipeline zu den Verbrauchsorten transportiert werden, was eine ähnliche Infrastruktur erfordert wie der Export

von Solarstrom, oder per Schiff, vergleichbar mit Flüssiggas. Die zweite Option könnte Wasserstoff für einen räumlich flexiblen Handel ähnlich dem des Erdöls verfügbar machen.

Disaggregation und Kooperation der OPEC

Der Aufbau von Infrastrukturen zum Export von Solarstrom erfordert große Investitionen mit langen Amortisationszeiten, entsprechend sind die beteiligten Akteure am Aufbau langfristiger Kooperationen und der Schaffung stabiler Rahmenbedingungen interessiert. Enge Kooperationen zwischen Produzenten und Konsumenten wären die Folge. Da sich Märkte für Strom nur auf Ebene von Regionen (nicht global) erstrecken (z. B. der europäische Stromverbund), wären sowohl strategische als auch Gewinninteressen der einzelnen OPEC-Staaten aus dem globalen Kontext gelöst. Die gegenseitige Bindung von Produzenten und Abnehmern durch ortsfeste Leitungen stünde damit direkt gegen die Bindung der Produzenten untereinander, wie sie bisher innerhalb der OPEC zu beobachten war (z. B. in Form von Produktionsabsprachen). Der absolute Markteinfluss der OPEC würde sinken: die Leitungsgebundenheit über Staatsgrenzen hinweg erfordert die Beteiligung zahlreicher Akteure, auch der Transitländer, die dann auf Kosten der OPEC Marktbedeutung erlangen. Damit würde eine Disaggregation und Regionalisierung der OPEC eingeleitet.

In der Diskussion über die Einbindung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz in das Angebots- und Strategieportfolio der OPEC sind auch komparative Vorteile einer weiterhin „global wirksamen OPEC“ gegenüber regionalen Staatenallianzen zu thematisieren. Diese Diskussion entfaltet im Kontext der oben dargelegten Gemeinsamkeiten und Differenzen auf vier Ebenen Relevanz:

- 1) auf Ebene der OPEC-internen Möglichkeiten einer gegenseitigen Unterstützung bei der Etablierung von Energiestrukturen auf Basis erneuerbarer Energien und somit einer konzertierten Ausbaustrategie
- 2) innerhalb eines Knappheitsregimes durch das Erreichen eines globalen Produktionsmaximums von Erdöl
- 3) auf Ebene der Einbindung der OPEC in das globale Klimaregime
- 4) auf Ebene gesamtstrategischer Verhaltensweisen der OPEC

Die OPEC als Zusammenschluss verschiedener Länder könnte aus dem heimischen Ausbau erneuerbarer Energien und der Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen Nutzen ziehen. Eine Option ist die Schaffung OPEC-interner Strukturen zur Förderung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz. Mögliche Elemente dieser Strukturen sind:

- Formulierung von Leitkriterien
- Gegenseitige Unterstützung bei der Formulierung nationaler REG/REN-Politiken
- Mechanismen für OPEC-internen Technologietransfer
- Kooperationen bei Forschung und Entwicklung

- Wissensmanagement für die Verbreitung von Erfahrungen
- Kooperationen im industriellen Bereich
- Zentraler Fonds zur Finanzierung von Maßnahmen

Fazit zur Situation der OPEC. Die Mitglieder der OPEC unterscheiden sich hinsichtlich ihrer vorhandenen Reserven an fossilen Energieträgern und ihren Inlandsverbräuchen erheblich voneinander. Daher verfolgen sie unterschiedliche Energiestrategien. Die ineffizienten und energieintensiven Wirtschaften eröffnen für die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen große Möglichkeiten. Hinsichtlich des natürlichen und wirtschaftlich nutzbaren Angebots an erneuerbaren Energien sind sämtliche OPEC-Mitglieder Nordafrikas und der Region Persischer Golf mit Iran vergleichbar. Prognostizierte stark steigende Energieverbräuche und der steigende Bedarf an Trinkwasser legen den inländischen Einsatz erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen nahe. Der steigende Energieverbrauch wird jedoch nicht bei allen OPEC-Mitgliedern gleichermaßen den Bedarf nach diesen Optionen induzieren. Ein Grund ist (neben anderen), dass in einigen Staaten (Saudi-Arabien, VAE, Kuwait, Katar) nur ein geringer Teil der eigenen Ölproduktion inländisch verbraucht wird und die Verbrauchssteigerung keinen bestimmenden Einfluss auf den Exportanteil hat.

Globale Kontingentierungen fossiler Energieträger – ob gesteuert oder durch das Erreichen eines strukturellen Produktionsmaximums – eröffnen für die OPEC Chancen, eine treibende Kraft im Klimaschutz zu werden. Gleichwohl kann die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von exportierbarem Strom eine Disaggregation der OPEC einleiten, da ortsfeste (Strom-) Leitungen in einen regionalen Kontext eingebettet sind und ein globales Abspracheregime redundant machen. Jedoch eröffnet die Nutzung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz zahlreiche Ansatzpunkte für die OPEC, als Staatenallianz komparative Vorteile gegenüber einzelstaatlichem Vorgehen zu erzielen.

13 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Abbaspour, Madjid (2002). Climate Change and its Outlook in Energy Sector in Iran. In: Climate Policy and Sustainable Development: Opportunities for Iranian-German Co-operation, Tagungsband, Center for Environment and Energy Research and Studies, Teheran, und Wuppertal Institut, Wuppertal. S. 35 – 49. 10./11.10.2002
- Adelman, Morris (1993). Modelling World Oil Supply. The Energy Journal, Bd. 14, Nr. 1, S. 1 – 32
- Aleklett, Kjell (o. J.). www.peakoil.net
- Alt, Franz (2002). Krieg um Öl oder Frieden durch die Sonne. Riemann, München
- Al-Zubari, Waleed (2002). Alternative Water Resource Management Policies in West Asia. Industry and Environmental Journal, Issue Theme: Regional Challenges for Sustainability. Bd. 25, Nr. 1, S. 43 – 47
- Ashtari (2004). Präsentation von Taymoor Ashtari und anschließende Diskussion mit Mitarbeitern von IFCO, Iranian Fuel Conservation Organisation, 02.10.2004, Teheran
- ASPO (2002a). Newsletter No. 16, April 2002. The Association for the Study of Peak Oil and Gas, Uppsala
- ASPO (2002b). Newsletter, No. 19, July 2002. The Association for the Study of Peak Oil and Gas, Uppsala
- ASPO (2003). Newsletter No. 32, August 2003. The Association for the Study of Peak Oil and Gas, Uppsala
- ASPO (2005). Newsletter No. 49, January 2005. The Association for the Study of Peak Oil and Gas, Uppsala
- ASPO (2006a). Newsletter No. 61, January 2006, Updated Depletion Model. Association for the Study of Peak Oil, Uppsala
- ASPO (2006b). Newsletter Nr. 64, April 2006. Association for the Study of Peak Oil, Uppsala
- Atabi, Farideh (2006a). E-mailkommunikation, 18.04.2006
- Atabi, Farideh (2006b). E-mailkommunikation, 10.06.2006
- Atkinson, Giles, Richard Dubourg, Kirk Hamilton, Mohan Munasinghe, David Pearce, Carlos Young (1999). Measuring Sustainable Development. Verlag Edward Elgar, Cheltenham
- Auswärtiges Amt 2007. Persönliche E-mailkommunikation mit der Deutschen Botschaft in Kiew, 7.2.2007
- Awerbuch, Shimon (2006). The Economic Benefits of Renewables: Avoided GDP Losses, Energy Security and Risk Mitigation. Präsentation Jahreskonferenz Erneuerbare Energie, Berlin, 15./16.02.2006
- Awerbuch, Shimon, Martin Berger (2003). Energy Security in the EU: Applying Portfolio Theory To EU Electricity Planning And Policy-Making. Working Paper, Nr. EET/2003/03, Internationale Energieagentur, Paris

- BAFA 2007. Erdgasimporte: November 2006. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Energie-INFOs Erdgas, B02/2006. Eschborn
- BBC 2006. Ukraine takes extra Russian gas. British Broadcasting Company, London. 24.1.2006. www.bbc.co.uk. Download vom 7.2.2007
- Beckett, Margaret (2006). Berlin speech on climate and security. Rede der britischen Außenministerin in der Britischen Botschaft, Berlin, 24.10.2006. www.britischebotschaft.de. Download vom 9.1.2007
- Benchmarking-Energie (2006). <http://www.benchmarking-energie.nl>. Verschiedene Dokumente, u. a. Energy Efficiency Benchmarking Covenant, pdf-Dokument vom 6.7.1999
- BGR (2005). Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energieträgern. Kurzstudie. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- Blank, Jürgen (1993). Cooperation and Competition in the World Oil Market with Respect to the Greenhouse Effect. In: W. Kuckshinrichs et al. (Hrsg.). Workshop on the Economics of the Greenhouse Effect. Kernforschungsanstalt, Jülich
- Blank, Jürgen (1994). Koalitionsspiele und OPEC-Koalitionen. Diskussionsbeitrag Nr. V-143-94, Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg
- BMU (2004a): Renewable Energies – Innovation for the future. W. Dürrschmidt, G. Zimmermann (Hrsg.). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- BMU (2004b). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. Download unter www.bmu.de
- BMU (2006). Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. www.bmu.de
- BMWi (2003). Energie Daten 2003. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin
- BP (2002). BP Statistical Review of World Energy. British Petroleum, London
- BP (2004): BP Statistical Review of World Energy. British Petroleum, London
- BP (2005a). BP Statistical Review of World Energy. British Petroleum, London
- BP (2005b): Pressemitteilung. www.bp.com
- Campbell, Colin (2005). Persönliche Email-Kommunikation, 06.04.2005
- Cayrade, Patrick (2004). Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. What is the Impact on the Security of Supply? INDES Working Paper, Centre for European Policy Studies DEPS, Brüssel
- CEERS (2004). Investigation on Potential, Barriers, and Obstacles to Promote Solar Thermal Energy in Iran. Projektbericht. Center for Environmental and Energy Research and Studies, Teheran
- CEERS, HBS, WI (2006). Evaluation of Long-Term Energy Policies in Iran. Projektbericht. Center for Environment and Energy Research and Studies, Heinrich Böll Stiftung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

- Chandler, William, John Parker, Igor Bashmakov, Zdravko Genshev, Jaroslav Marousek, Slawomir Pasiurb, Mykola Raptun, Zhou Dadi (1999). Energy Efficiency Centers in Six Countries: A Review. Pacific Northwest National Laboratory, Washington, D. C.
- Chandler, Willinam, Holly Gwin (ohne Jahr). China's Energy and Emissions: A Turning Point? Pacific Northwest National Laboratory, Richland. Download vom 30.12.2006
- Cornot-Gandolphe, Sylvie, Olivier Appert, Ralf Dickel, Marie-Francoise Chabrelie, Alexandre Rojey (2003). The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (Pipeline, LNG, GTL). 22. World Gas Conference, 1.-5.3.2003, Tokyo
- Czisch, Gregor (2001). Global Renewable Energy Potential. Vortrag in Magdeburg, 2001. Verfügbar unter www.iset.de
- Dalkmann, Holger, Dirk Aßmann, Kora Kristof, Rudolf Petersen, Claudia do Valle Costa, Holger Wallbaum, Thorsten Reckerzügl, Maria Welfens, Dorjee Hegel (2004). Wege von der nachholenden zur nachhaltigen Entwicklung. Infrastrukturen und deren Transfer im Zeitalter der Globalisierung. Wuppertal Paper, Nr. 140
- Daly, Herman (1999). Wirtschaft jenseits von Wachstum: die Volkswirtschaftslehre nachhaltiger Entwicklung. Verlag Pustet, Salzburg
- DEHSt (2004). Emissionsfaktoren und Kohlestoffgehalte. Deutsche Emissionshandelsstelle, Umweltbundesamt, Dessau
- Deutscher Bundestag (2002). Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode. Drucksache 14/9400
- DG Research (2005). ExternE. Externalities of Energy. Methodology 2005 Update. Directorate-General for Research, Brüssel. www.externe.info, www.europa.eu.int
- District Energy Library (2007). Universität Rochester. www.energy.rochester.edu. Download vom 1.2.2007
- DLR (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Projektbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart
- DLR (2006). Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Projektbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart
- DoE (2004). Geothermal Today. United States Department of Energy, Washington, D. C.
- DSIRE (2006). Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. North Carolina Solar Center NCSC, Interstate Renewable Energy Center IREC, Raleigh. www.dsireusa.org
- Düwell, Matthias (2002). Energiepolitischer Jahresbericht Iran 2002. Deutsche Botschaft, Teheran
- Düwell, Matthias (2003). Energiepolitischer Jahresbericht Iran 2003. Deutsche Botschaft, Teheran
- EEA (2006) Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2004 and inventory report 2006. EEA Technical report No 6/2006. European Environment Agency, Kopenhagen
- EeE (2004): Iran's Oil Official Urges Establishment of International Energy Development Bank. Eghtessad e Energy, Nr. 66/67, Dez. 2004 / Jan. 2005, S. 6 – 7. Zitat von Hossein Ardebili

- (damaliger Berater des iranischen Ölministers) von der „9th International Conference on Iran and the Middle-East Oil and Gas“. Veranstaltungsort und Datum unbekannt
- EeE (2005). verschiedene Ausgaben des Jahres 2005. Eghtessad e Energy, Teheran
- EeE (2005a). Can Iran produce the oil foreseen in grand plans? Eghtessad e Energy, Nr. 75/76, Okt./Nov. 2005, S. 12 – 14. Ohne Autor
- EeE (2005b). Iran has no Gas for Export for the Next 10 Years. Eghtessad e Energy, Nr. 75/76, Okt./Nov. 2005, S. 6. Ohne Autor
- EeE (2005c). Reaping the benefits of higher prices. Eghtessad e Energy, Nr. 73/74, Aug./Sept. 2005, S. 18. Ohne Autor
- EeE (2005d). Has Iran Attained Gas Injection Objectives of 5-Year-Plans? Eghtessad e Energy, Nr. 75/76, Okt./Nov. 2005, S. 7 – 8. Ohne Autor
- EeE (2006). The Drilling Rig Story and Iran's Upstream Projects. Eghtessad e Energy, Nr. 79/80, Feb./Mrz. 2006, S. 30 – 31. Ohne Autor
- Egger, Christiane, Gerhard Dell (1999). The regional energy plan of Upper Austria: 12 % CO₂ reduction in 4 years. Proceedings of the 1999 ECEEE Summer Study. European Council for an Energy-Efficient Economy, Paris. Download unter www.eceee.org, 2.1.2007
- EIA (2004a). Iran Country Analysis Brief. Energy Information Administration, United States Department of Energy, Washington, D. C. www.eia.doe.gov. Fassung vom August 2004
- EIA (2004b). LNG Industry Costs Declining. Energy Information Administration, United States Department of Energy. www.eia.doe.gov. Download vom 31.8.2005. Erschienen am 19.04.2004
- EIA (2005). International Energy Outlook 2005. Energy Information Administration, United States Department of Energy, Washington, D. C. www.eia.doe.gov
- EIA (2006). Petroleum Marketing Monthly. March 2006. Energy Information Administration, Washington D. C.
- Energy+ (2006). „energy+“-Initiative der Europäischen Union. www.energy-plus.org
- Enermodal (1999). Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report. Enermodal Engineering, im Auftrag der Weltbank, Washington, D.C.
- Ertan, Fikret (2006). The Iran-Armenia natural gas pipeline. Gasandoil Newsletter, Bd. 11, Nr. 3, 9.2.2006. www.gasandoil.com
- Esso (2002). Oeldorado 2002. Esso Deutschland, Hamburg
- Esso (2005). Oeldorado 2005. Esso Deutschland, Hamburg
- EU (2004). European Energy and Transport Scenarios on Key Drivers. Europäische Union, DG TREN, Brüssel
- EU-Kommission (2003). Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes. SEK [2003] 448. Brüssel
- EU-Kommission (2005). MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND AN DEN RAT. Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes. Januar 2005. Brüssel

- Eurostat (2002). Energy efficiency indicators. Europäische Union, Brüssel
- FAO (2002). Crops and Drops - making the best use of water for agriculture, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rom. <http://www.fao.org/landandwater>
- Fawcett, Tina (2001). Retail Therapy: Increasing the Sales of CFLs. Proceedings of the 2001 ECEEE Summer Study 2, S. 118 – 129. European Council for an Energy-Efficient Economy, Paris
- Fesharaki, Fereidun (2005). Iran's gas industry and export projects. Eghtessad e Energy, Nr. 73/74, Aug./Sept. 2005, S. 14 – 18
- Fischedick, Manfred, Nikolaus Supersberger (2006). Das Ende des Öls. Wechselwirkung, Nr. 135, März 2006, S. 28 – 33
- Forum für Energiemodelle (2002). Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland: Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart. Physica-Verlag, Heidelberg
- Forum für Energiemodelle (2004). Modellexperiment I-IV im Rahmen des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart. www.ier.uni-stuttgart.de. Download vom 25.2.2004
- Fotouhi, Manuchehr (1994). Iran's Geothermal Potential. International Geothermal Association, IGA News, Nr. 17, S. 5
- Fotouhi, Manuchehr (1995). Geothermal Development in Sabalan, Iran. Proceedings World Geothermal Congress, Florenz, Mai 1995, S. 191 – 196
- Fotouhi, Manuchehr, Younes Noorollahi (2000). Updated Geothermal Activities in Iran. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, 28.5. – 10.6.2000. S. 183 – 185
- Friedrich, Rainer, Peter Bickel (2001). Environmental External Costs of Transport. Springer-Verlag, Berlin
- Gasandoil (2002). Iran has about 30 international customers for its crude oil. Newsletter, Bd. 7, Nr. 16, 23.8.2002. www.gasandoil.com
- Gasandoil (2005). Newsletter, verschiedene Ausgaben des Jahres 2005. www.gasandoil.com
- Gasandoil (2006). Newsletter, verschiedene Ausgaben des Jahres 2006. www.gasandoil.com
- Gasandoil (2006a). Iran to stop LNG supply to India if oil crosses \$ 80/barrel. Newsletter, Bd. 11, Nr. 3, 9.2.2006. www.gasandoil.com
- Gasandoil (2006b). Iran and Turkmenistan agree to increase gas price. Newsletter, Bd. 11, Nr. 6, 23.3.2006. www.gasandoil.com
- Geller, Howard (2003). Energy revolution: policies for a sustainable future. Island Press, Washington, D. C.
- Gerrits, Reinier, Bianca Oudshoff (2003). Energy Efficiency through Long-Term Agreements: Broadening the Horizon in the New LTAA Approach. <http://www.senternovem.nl>. Download vom 30.12.2006
- Gerth, Jeff, Stephen Labaton (2004). Oman Oil Yield Long in Decline, Shell Data Show. The New York Times, 8.4.2004

- Geyer, Michael (1997). Solar Thermal Power Generation Options for the Islamic Republic of Iran.
Endbericht, GEF Renewable Energy Reconnaissance Mission, 20.10. – 01.11.1997
- Groenendaal, Willem van, Mohammad Moghaddam (2005). Iran's domestic fuel-mix in perspective.
Eghtessad e Energy, Nr. 75/76, Okt./Nov. 2005, S. 25 – 29
- Hagenkort, Bert (2004). (Wind-)Verhältnisse im Iran. Erneuerbare Energien, Nr.7/2004, Juli
- Hennicke, Peter (1999). Wa(h)re Energiedienstleistung. Ein Wettbewerbskonzept für die Energieeffizienz- und Solarenergiewirtschaft. Birkhäuser Verlag, Berlin
- Hennicke, Peter (2004). Effizienz und Suffizienz in einem System nachhaltiger Energienutzung. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 28, Nr. 1, S. 55 – 63
- Hennicke, Peter (2005). Long-term Scenarios and Options for Sustainable Energy Systems and for Climate Protection. A Short Overview. International Journal of Environmental Science and Technology, Bd. 2, Nr. 2, S. 181 – 191
- Hennicke, Peter (2007). Deutschland 2050 – Optionen eines nachhaltigen Energiesystems. In: P. Hennicke, N. Supersberger (Hrsg.). Krisenfaktor Öl, Abrüsten mit neuer Energie. S. 106 – 120. oekom-Verlag, München
- Hensing, Ingo, Wolfgang Pfaffenberger, Wolfgang Ströbele (1998). Energiewirtschaft. Oldenbourg-Verlag, München
- Hosseini, Shoja (2001). Buy back contracts. www.iranmania.com. Download vom 18.12.2003, veröffentlicht am 10.8.2001
- Hotelling, Harold (1931). The Economics of Exhaustible Resources. Journal of Political Economy. Nr. 39, S. 137 – 175
- HVB (2006). Verflüssigtes Erdgas (LNG). Ein Markt im Fokus. HypoVereinsbank, Hamburg
- IEA (1997). Energy Efficiency Initiative. Vol. 2: Country Profiles and Case Studies. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2000). Energy Labels and Standards. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2001). Energy Efficiency Update: Japan. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2003). Key World Energy Statistics 2003. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2004). World Energy Outlook 2004. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2005a). World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2005b). Key World Energy Statistics 2005. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2005c). Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2005d). Electricity Information 2005. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2006a). World Energy Outlook 2006. Internationale Energieagentur, Paris
- IEA (2006b). CO₂ Emissions from fuel combustion. 1971 – 2004. Highlights. Internationale Energieagentur, Paris

- IELE (2003). Introduction to LNG. Institute for Energy, Law & Enterprise IELE, University of Houston Law Center, Houston
- IETA, Weltbank (2006). State and Trends of the Carbon Market 2006. International Emissions Trading Association, Weltbank, Washington DC
- IFCO (2004). Test 323. Iranian Fuel Conservation Organization, Teheran. (Es handelt sich hierbei um die Auswertung eines Serientests noch in Betrieb befindlicher PKW in Teheran)
- IGA (2004). Hundred MW potential for geothermal in Iran. International Geothermal Association, IGA News, Nr. 55, S. 8 – 9
- IIES (2004a). Hydro carbon Reservoir of the Country. Institute of International Energy Studies, Teheran
- IIES (2004b). Iran Energy Report 2003. International Institute for Energy Studies, Teheran, erschienen im Januar 2004
- IPCC (2000). Emissions Scenarios. International Panel on Climate Change, Genf
- IPCC (2001). Climate Change 2001. Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge
- IPDC (2001). The integrated solar combined cycle (ISCCS) power plant project in Yazd, Iran. Project description and Status of October 2001. Iranian Power Development Company. www.ystpp.com
- Iran Focus (2006). Iran oil terms do not lure investment: Statoil. www.iranfocus.com. Download vom 20.6.2006
- Irrek, Wolfgang, Stefan Thomas (2006a). Der EnergieSparFonds für Deutschland. Hans Böckler Stiftung, Düsseldorf
- Irrek, Wolfgang, Stefan Thomas (2006b). Der EnergieSparFonds für Deutschland. Anhang 4. Hans Böckler Stiftung, Düsseldorf
- Jeeninga, H., C. Weber, I. Mäenpää, F. Rivero Garcia, Victoria Wiltshire, Joanne Wade (1999). Employment Impacts of Energy Conservation Schemes in the Residential Sector. Calculation of direct and indirect employment effects using a dedicated input/output simulation approach. Bericht im Rahmen des Projekts SAVE der Europäischen Union, Brüssel
- Jensen, James (2002). The LNG option for Middle East gas trade. Präsentation, 6th Meeting of Experts from Energy Exporting and Importing Countries. Abu Dhabi, 29.01.2002
- Jensen, James (2004). Imported LNG for U.S. markets – gas supply is not just about North America anymore. Präsentation, 24th Annual North American Conference of the USAEE/IAEEE, Washington, 09.07.2004
- Jensen, Jesper, David Tarr (2002). Trade, Foreign Exchange, and Energy Policies in the Islamic Republic of Iran. Reform Agenda, Economic Implications, and Impact on the Poor. Policy Research Working Paper 2768. Weltbank, Washington D.C.
- Jochem, Eberhard, Michael Schön (1994). Sparen als Konjunkturspritze. Energie & Management, Nr. 6, S. 42 – 45, und Nr. 7/8, S. 32 – 36
- Johansson, Thomas, H. Kelly, A. Reddy, R. Williams (1993): Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity, Earthscan Publications, London

- Karbassi, Alireza (2003). Präsentation, Konferenz Climate Policy and Sustainable Development, Teheran, 08. – 10.05.2003
- Karbassi, Alireza (2004). Persönliche Kommunikation mit Dr. Alireza Karbassi, SABA (Energieeffizienz-Organisation des iranischen Energieministeriums), Teheran, 2.10.2004
- Karbassi, Alireza (2005). Iran Energy Efficiency Organization. Präsentation, Workshop Iranian-German Cooperation – Energy for Sustainable Development, Teheran, 18./19.5.2005
- Karbassi, Alireza (2006). Persönlicher Emailkontakt, 17. – 30.8.2006
- KfW (2007). Merkblätter zu Förderprogrammen. Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt. www.kfw-foerderbank.de. Downloads vom 5.1.2007
- KfW, UVS (2007). www.100000daecher.de. Kreditanstalt für Wiederaufbau, Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. Download vom 31.7.2007
- Kipke, Rüdiger (2004). Persönliche Kommunikation (Telefonat), 25.10.2004
- Kleemann, Manfred, Rainer Heckler, Armin Kraft, Wilhelm Kuckshinrichs (2003). Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Bd. 34. Forschungszentrum Jülich, Jülich
- Kobos, Peter (2003). The Empirics and Implications of Technological Learning for Renewable Energy Technology Cost Forecasting. In: International Association for Energy Economics, Newsletter, Third Quarter 2003, S. 24 – 27
- Laherrere, Jean (2004a). Natural Gas Future Supply. International Energy Workshop IIASA-IEW, Paris, 22. – 24.4.2004
- Laherrere, Jean (2004b). Oil and Natural Gas Resource Assessment: Production Growth Cycle Models. Encyclopedia of Energy, Bd. 4, S. 617 – 631
- Laherrere, Jean (2004c). Persönlicher Email-Kontakt, verschiedene Emails des Jahres 2004.
- Lam, Ricky, Leonard Wantchekon (2003). Politicized Dutch Disease. New York University, New York. www.nyu.edu. Download vom 11.1.2007
- Luyt, Peter van (2001). LTA's [sic] and the Recent Covenant Benchmarking Energy Efficiency Agreements in the Netherlands. Präsentation auf dem IEA Workshop on Government-Industry Cooperation to Improve Energy Efficiency and the Environment through Voluntary Action, 22.2.2001, Washington, D. C.
- Majidzadeh, Iraj (2004). Optimierung des Energieverbrauchs im Iran. TU International, Nr. 55, Juli 2004, S. 36 – 37
- Martinot, Eric, Omar McDoom (2000). Promoting Energy Efficiency and Renewable Energy: GEF Climate Change Projects and Impacts. Global Environment Facility GEF, Washington, D. C.
- Massarrat, Mohssen (2002). Strategische Allianz für den Einstieg in das Zeitalter Erneuerbarer Energien. Solarzeitalter, Nr. 4, S. 13 – 20
- Massarrat, Mohssen (2004). Irans Energiepolitik. Gegenwärtige Dilemmata und Perspektive einer nachhaltigen Energiepolitik. Nord-Süd aktuell, Bd. 14, Nr. 4, S. 732 – 745

- Massarrat, Mohssen (2006). Kapitalismus. Machtungleichheit. Nachhaltigkeit. Perspektiven Revolutionärer Reformen. VSA, Hamburg
- Massarrat, Mohssen (2007). Faire Preise für Öl sind Knappheitspreise: Ricardo, Marx und Hotelling. In: P. Hennicke, N. Supersberger (Hrsg.). Krisenfaktor Öl, Abrüsten mit neuer Energie. S. 52 – 63. oekom-Verlag, München
- Mazraati, Mohammad (2005a). Persönliche Email-Kommunikation zur Erdgasproduktion Irans, verschiedene Emails im Jahr 2005
- Mazraati, Mohammad (2005b). Persönliche Email-Kommunikation zur Erdölproduktion (Produktionskosten, Gesamtproduktion), verschiedene Emails im Jahr 2005
- Mazraati, Mohammad, Mehran Amirmoeini (2002). Structure Evolution and Commercialization in the Iranian Oil Industry. Eghtessad e Energy, Nr. 32, Jan. 2002, S. 13 – 17
- Mazraati, Mohammad, Reza Fathollahzadeh (2000). Energy Subsidies, Energy Demand, Inflation, and Growth in Iran. The Young Economists Conference, Oxford, 27./28.3.2000
- Meritet, Sophie, Elizalde Baltierra (2004). Developing LNG in North America: Impact on prices of natural gas. Präsentation, 24th Annual North American Conference of the USAEE/IAEEE, Washington, 09.07.2004
- Metschies, Gerhard (2003). International Fuel Prices 2003. Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GTZ , Eschborn
- Metschies, Gerhard (2005). International Fuel Prices 2005. Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GTZ , Eschborn
- Michaelowa, Axel (2004). Clean Development Mechanism und Joint Implementation. In: M. Lucht, G. Spangardt (Hrsg.). Emissionshandel. S. 137 – 152. Springer-Verlag, Heidelberg
- Mitchell, Catherine (2000). The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: History and Lessons. Annual Review of Energy and Environment, Nr. 25, S. 285 – 312
- MoE (2004). Energy Balances of Islamic Republic of Iran. Iranisches Energieministerium (Ministry of Energy), Teheran
- MoE (2005). Energy Balances of Islamic Republic of Iran. Ministry of Energy, Teheran
- Moghaddam, Mohammad (2003). Improving Iran's Domestic Energy Basket. Dissertationsschrift, Tilburg Universität, Niederlande
- Monopolkommission 2004. Wettbewerbspolitik im Schatten 'Nationaler Champions'. Hauptgutachten. Sonderthema „4. Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung“. Bonn
- MWV (2006): Mineralölwirtschaftsverband, verschiedene jährlich erscheinende Publikationen. www.mwv.de
- Nast, Peter-Michael, Ole Langniß, Uwe Leprich (2005). Förderinstrumente für die Markteinführung – das Erneuerbare-Wärmeenergie-Gesetz. In: ForschungsVerbund Solarenergie. Themen 2005. S. 132 – 139. Berlin
- National Climate Change Office (2006). Nationale Emissionsfaktoren für Treibhausgase, Tabellenwerk. Persönliche E-mailkommunikation mit Dr. Mohammad Soltanieh und Mohammad Ahadi, 27.11. – 19.12.2006, Nationale Kontaktstelle UNFCCC im iranischen Umweltministerium, Teheran

- Neij, Lena (2001). Methods for Evaluating Market Transformation Programmes: Experience in Sweden. Energy Policy, Bd. 29, Nr. 11, S. 67 – 79
- Nejad-Hosseinian, Hadi (2004). Iran's Views on Energy Transit (Problems and Risks). Präsentation, Konferenz Energy Transit in EURASIA, Challenges & Perspectives, Brüssel, 19./20.10.2004
- Neumayer, Eric (1999). Weak versus Strong Sustainability. Verlag Edward Elgar, Cheltenham
- Newman, John (1998). Evaluation of Energy-Related Voluntary Agreements. In: N. Martin et al. (Hrsg.). Industrial Energy Efficiency Policies: Understanding Success and Failure. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley
- Nirumand, Bahman (2006). iran-report. Nr. 4/2006. Heinrich Böll Stiftung (Hrsg.), Berlin
- Nirumand, Bahman (2007). Persönliche Kommunikation per Email, 8./9.1.2007
- Nitsch, Joachim, Michael Nast, Martin Pehnt, Christine Rösch, Jürgen Kopfmüller (2001). Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“. Hermann-von-Helmholtz-Gemeinschaft
- Nomura, Koji (2004). Energiestatistik für Japan. Mitteilung und Dokumentversand via Email, 2004
- Nouraliee, Younes (2004). Persönliche Kommunikation mit Javad Nouraliee, Niroo Research Institute NRI, 4.10.2004, Teheran
- n-tv (2006). 94 Prozent der Arbeitnehmer sind Staatsangestellte. www.n-tv.de
- OME (2004). Assessment of internal and external gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU and an investigation of related financial requirements and tools. Executive Summary. Observatoire Mediterranee De L'Energie, Sophia Antipolis
- OPEC (2005). Annual Statistical Bulletin OPEC 2004. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Wien
- OPEC (2007a). Crude Oil Production Ceiling Allocations. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Wien. www.opec.org. Download vom 23.1.2007
- OPEC (2007b). Monthly Oil Market Report. Januar 2007. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Wien. www.opec.org
- Österreichische Energieagentur (2007). Technology Procurement. www.energyagency.at. Download vom 2.1.2007
- Pfahl, Stephanie, Dennis Tänzler (2005). Bestandsaufnahme und Bewertung von Capacity Development-Maßnahmen im Bereich der internationalen Klimapolitik. Deutsches Institut für Entwicklungspolitik, Bonn
- Pipeline Magazine (2006). Realising Iran's gas wealth. Pipeline Magazine, Nr. 111, April 2006. www.pipelinedubai.com
- Presstext Deutschland (2007). China: Probleme bei Erreichung der grünen Ziele. 17.1.2007. www.pressetext.de. Download vom 1.2.2007
- Price, Lynn, Ernst Worrell (2000). International Industrial Sector Energy Efficiency Policies. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley

- Quaschnig, Volker, Jürgen Dersch, Franz Trieb, Winfried Ortmanns (2002b). Hybride Solarkraftwerke. In: G. Stadermann (Hrsg.). Solare Kraftwerke. Themen 2002. Tagungsband der Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, Stuttgart, 14./15.10.2002
- Quaschnig, Volker, Norbert Geuder, Christoph Richter, Franz Trieb (2002a). Contribution of concentrated solar thermal power for a competitive sustainable energy supply. Clean Air 2003, Seventh International Conference on Energy for a Clean Environment, 7. – 10.7.2003, Lissabon. www.volker-quaschnig.de. Download vom 28.8.2006
- Ragwitz, Mario (2005). Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Energy Economics Group, Technische Universität Wien. Projektbericht
- Rempel, Hilmar (2005). Erdöl und Erdgas im Iran. Commodity Top News, Nr. 23. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- SABA (2005). Internal Report on ESCOs Activities in Iran. Iranische Energieeffizienzorganisation, Teheran
- Sathaye, Jayant, Kenneth Andrasko, Willy Makundi, Emilio Lebre La Rovere, N.H. Ravindranath, Anandi Melli, Anita Rangachari, Mireya Imaz, Carlos Gay, Rafael Friedmann, Beth Goldberg, Clive van Horen, Gillian Simmonds, Gretchen Parker (1999). Concerns about Climate Change Mitigation Projects: Summary of Findings from Case Studies in Brazil, India, Mexico, and South Africa. Environmental Science and Policy, Bd. 2, S.187 – 198
- Scheer, Hermann (1999). Sonnen-Strategie. Politik ohne Alternative. Piper-Verlag, München.
- Schindler, Jörg, Werner Zittel (2000). Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit. Öffentliche Anhörung von Sachverständigen durch die Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Schriftliche Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Kommission, Ottobrunn
- Schlesinger, James (1990). SEI-2 – Energy and Geopolitics in the 21st century. In: World Energy Council (Hrsg.). Digest, 14. World Energy Congress „Energy for Tomorrow, Montreal 17. – 22.9.1989. Veröffentlicht 1990
- SCI (2003). Iran Statistical Pocketbook of the Islamic Republic of Iran, 1380 (March 2000 – March 2001). Statistical Centre of Iran, Teheran
- Seifried, Dieter, Norbert Stark (1995). Energiedienstleistungen. Strategien und Marketingansätze für eine ökologische Energieversorgung. Öko-Institut e. V., Freiburg
- Shukla, Anand (2007): Study of technological, economical and social aspects to energise off-grid regions through distributed generation in developing countries. Dissertationsschrift, Universität Osnabrück
- Sinton, Jonathan, David Fridley (2000). What goes up: Recent trends in China's Energy consumption. Energy Policy, Nr. 28, S. 671 – 687
- Skrebowski, Chris (2004). Depletion now running at over 1mn b/d. Petroleum Review, August 2004, S. 42 – 44

- Solarsserver (2006). Informationen zum Marktanreizprogramm zu Gunsten erneuerbarer Energien (MAP).
www.solarsserver.de
- Soltanieh, Mohammad (2005). Addressing the Problems and Gaps in Estimating the GHG Inventory from Fugitive Sources During Preparation of the Initial National Communication of Iran. UNFCCC's CGE Hands-on Training Workshop on National Greenhouse Gas Inventories, Shanghai, 8. – 12.2.2005
- Spiegel (2003). Spiegel Jahrbuch 2003. Spiegel (Hrsg.), Hamburg
- SRU (2000). Umweltgutachten 2000 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen. Schritte ins nächste Jahrtausend. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode, Drucksache 14/3363
- SRU (2002). Umweltgutachten 2002 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen. Für eine neue Vorreiterrolle. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode, Drucksache 14/8792
- StatBA (2005). Wirtschaftsdaten Deutschland. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Stern, Jonathan (2006). The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford
- Stern, Nicholas (2007): The Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge University Press, Cambridge
- Ströbele, Wolfgang (1996). Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt. In: J.-Fr. Hake et al. (Hrsg.). Energieforschung, Teil I. Forschungszentrum Jülich, S. 345 – 358
- SUNA (2004). Organisation für erneuerbare Energien des iranischen Energieministeriums, Teheran
- Supersberger, Nikolaus (2005). Fuelling Insecurity. Oil vs. Renewables. 11th EADI General Conference, 21.-24.9.2005, Bonn
- Supersberger, Nikolaus (2006). Energy Security and Vulnerability: Options of Risk Minimisation and the Broader European Context. World Security Network, Newsletter, 29.11.2006.
www.worldsecuritynetwork.org
- Talebi (2004). Persönliche Kommunikation mit Behnam Talebi, SUNA (Organisation für erneuerbare Energien des iranischen Energieministeriums), 4.10.2004, Teheran
- Tavanir (2003). Electric Power Industry in Iran 2002 – 2003. Tavanir (Staatliche iranische Stromerzeugungsgesellschaft), Teheran
- Teplitz-Sembitzky, Witold 2001. Liberalisierung in der Stromwirtschaft – Erfahrungen und Trends in Transformations- und Entwicklungsländern. Arbeitspapier Nr. 7, Public Private Partnerships im Infrastrukturbereich. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Eschborn
- Thomas, Stefan, Uwe Leprich, Lorenzo Pagliano, Dieter Schulte-Janson (1999). The future of IRP and DSM in changing markets. Proceedings of the 1999 ECEEE Summer Study. European Council for an Energy-Efficient Economy, Paris. Download unter www.eceee.org, 2.1.2007
- Trieb, Franz (2007). EUMENA – Transregionale Partnerschaft unter Strom. In: P. Hennicke, N. Supersberger (Hrsg.). Krisenfaktor Öl, Abrüsten mit neuer Energie. S. 77 – 92. oekom-Verlag, München

- UGRdL (2007). Online-Glossar. Statistische Ämter der Länder, Arbeitsgruppe Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder (AG UGRdL). www.ugrdl.de. Download vom 15.1.2007
- UN (2005). The Millennium Development Goals Report. Vereinte Nationen, New York
- UNDP (2001). World Development Report 2000/2001. United Nations Development Program, New York
- UNESCAP (2004). End-use Energy Efficiency and Promotion of a Sustainable Energy Future. Energy Resources Development Series No. 39. United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific, New York
- UNPD (2000). World Population Prospects: The 2000 Revision. United Nations Population Division, New York
- UNPD (2002). World Population Prospects: The 2002 Revision. United Nations Population Division, New York
- USAID (1996). Strategies for Financing Energy Efficiency. United States Agency for International Development, Washington, D. C.
- Wacker, Holger, Jürgen Blank (1999). Ressourcenökonomik. Band II. Oldenbourg-Verlag, München
- WADE (2007). World Alliance for Decentralized Energy. www.localpower.org. Zugriff am 22.1.2007
- Wade, Joanne, Victoria Wiltshire, Ivan Scrase (2000). National and Local Employment Impacts of Energy Efficiency Investment Programmes. Bericht im Rahmen des Projekts SAVE der Europäischen Union, Brüssel
- Waide, Paul (2001). Findings of the Cold II SAVE Study to Revise Cold Appliance Energy Labeling and Standards in the EU. Proceedings of the 2001 ECEEE Summer Study 2, S. 376 – 389. European Council for an Energy-Efficient Economy, Paris
- WBGU (2003a). Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung. Springer-Verlag, Berlin
- WBGU (2003b). Über Kioto hinaus denken – Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert. Sondergutachten. Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung, Berlin
- WCED (1987). Our Common Future. World Council for Economy and Development, Oxford
- WEC (1998). Global Energy Perspectives. World Energy Council, Laxenburg
- WEC (2001). Survey of energy resources 2001. World Energy Council, Laxenburg. www.worldenergy.org
- WEC (2004). Energy Efficiency: A Worldwide Review. World Energy Council, London
- Weizsäcker, Ernst-Ulrich von (1994). Erdpolitik - Ökologische Realpolitik an der Schwelle zum Jahrhundert der Umwelt. Primus Verlag, Darmstadt
- Weizsäcker, Ernst-Ulrich von, Oran Young, Matthias Finger (Hrsg.) (2006). Grenzen der Privatisierung. Hirzel-Verlag, Stuttgart
- Weltbank (1999). Economic Aspects of Increasing Energy Prices to Border Price Levels in the Islamic Republic of Iran. Weltbank, Washington D. C.
- Weltbank (2004a). Iran, Islamic Rep. at a glance. Weltbank, Washington D. C. www.worldbank.org

- Weltbank (2004b). Online-Datenbank zu wirtschaftlichen Indikatoren. Weltbank, Washington, D. C.
www.worldbank.org
- Weltbank (2004c). Seawater and Brackish Water Desalination in the Middle East, North Africa and Central Asia – A Review of Key Issues and Experience in Six Countries. Weltbank, Washington, D. C.
- Weltbank (2006). Clean Energy and Development: Towards an Investment Framework. Weltbank, Washington, D. C.
- WI/GTZ (2004). Towards Sustainable Energy Systems: Integrating Renewable Energy and Energy Efficiency is the Key. Wuppertal Institut, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit. Diskussionspapier zur Renewables2004, Bonn
- WISIONS (2006). Verschiedene Informationsbroschüren. Laufendes Projekt zur Förderung nachhaltiger Entwicklung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal
- Wolters, Dirk (2001). Struktur- und akteursorientierte Szenarioanalyse eines nachhaltigen deutschen Energiesystems im internationalen Kontext. Dissertationsschrift, Universität Osnabrück.
- Wuppertal Institut (2002). Bringing Energy Efficiency to the Liberalised Electricity and Gas Markets. Projektstudie im Rahmen des EU-Programms SAVE. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal (Hrsg.)
- WWF (2005). Target 2020: Policies and Measures to reduce Greenhouse gas emissions in the EU. World Wide Fund For Nature, Brüssel
- Yergin, Daniel (1991). Der Preis. Fischer Verlag, Frankfurt
- Zanganeh, Bijan Namdar (2001). Natural Gas and Iran's Program. Vortrag, 6th International Conference „Middle East Gas Resources and Opportunities“, Teheran, 10./11.11.2001. Eghtessad e Energy, Nr. 12
- Zeit (2005). Der Brandstifter. Die Zeit. Nr. 51, 15.12.2005. www.zeit.de
- Zhang, Zhong-Xiang (1999). Is China Taking Actions to limit its greenhouse gas emissions? Past Evidence and Future Prospects. In: J. Goldemberg, W. Reid. Promoting Development While Limiting Greenhouse Gas Emissions: Trends and Baselines. S. 45 – 58, UNDP, New York
- Zündorf, Lutz (2002). Das System der internationalen Erdölindustrie. Eine theoretisch-empirische Skizze. Arbeitsbericht Nr. 269. Universität Lüneburg, Lüneburg

14 Anhang

Abkürzungen

AIJ	Activities Implemented Jointly
ASPO	Association for the Study of Peak Oil and Gas
b	Barrel
bbl	Barrel, identisch mit b
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
boe	Barrel Öläquivalente
boe/cap	Barrel Öläquivalente pro Kopf
BP	British Petroleum
CDM	Clean Development Mechanism
CTL	Coal-to-liquid
DMP	Depletion Mid Point
EBRD	Europäische Entwicklungsbank
EDL	Energieeffizienzdienstleistung
EE	Endenergie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EIA	Energy Information Administration
EnEV	Energieeinsparverordnung
ESCO	Energy Service Company
EUR	Estimated ultimate recovery
Gb	Gigabarrel
GEF	Global Environment Facility
GTL	Gas-to-liquid
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
IEA	Internationale Energieagentur
IEA	Internationale Energieagentur, Paris
IFCO	Iranian Fuel Conservation Organisation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCP	Least Cost Planning

LFS	Langfriststrategie
LNG	Liquified natural gas, Flüssiggas
mb	Millionen Barrel
mb/a	Millionen Barrel pro Jahr
mb/d	Millionen Barrel pro Tag
mboe	Millionen Barrel Öläquivalente
mboe	Millionen Barrel Öläquivalente
mboe/a	Millionen Barrel Öläquivalente pro Jahr
MoE	Iranisches Energieministerium (Ministry of Energy)
Mtoe	Millionen Tonnen Öläquivalente
OAPEC	Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
OGJ	Oil & Gas Journal
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PE	Primärenergie
PEV	Primärenergieverbrauch
REG	Erneuerbare Energien
REN	Rationelle Energienutzung, Energieeffizienz
SABA	Iranische Energieeffizienzagentur
STK	Solarthermisches Kraftwerk
SUNA	Organisation für erneuerbare Energien des iranischen Energieministeriums
THG	Treibhausgase (nach Kyoto-Protokoll): Kohlendioxid CO ₂ , Methan CH ₄ , Lachgas (Distickstoffoxid) N ₂ O, Schwefelhexafluorid SF ₆ , perfluorierte Kohlenwasserstoffe PFC, halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe HFC
UNDP	United Nations Development Program
UNPD	United Nations Population Division
USGS	United States Geological Survey
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung

Glossar

- Grundlast bezeichnet den konstanten elektrischen Leistungsbedarf über die gesamte Tageslänge, also rund um die Uhr
- Mittellast ist der über die Grundlast hinausgehende unregelmäßige Leistungsbedarf im Tagesverlauf.
- Spitzenlast kennzeichnet kurzfristigen hohen Leistungsbedarf.

Allgemeine Umrechnungstabelle und Einheiten

	1 m ³ Gas	1 b Rohöl	1 kWh	1 mBtu
1 m ³ Gas	1	0,0066	10,54	0,036
1 b Rohöl	152	1	1597	5,46
1 kWh	0,0949	0,000626	1	0,003412
1 mBtu	27,8	0,183	293,07	1

Kilo = k = 10³ = Tausend

Mega = M = 10⁶ = Million

Giga = G = 10⁹ = Milliarde

Tera = T = 10¹² = Billion

Danksagung

Ich danke Herrn Prof. Dr. Mohssen Massarrat, Universität Osnabrück, für die Betreuung meiner Arbeit, während deren Entstehung er mir auch mit seiner Expertise über Iran zur Verfügung stand. Ebenso danke ich Herrn Prof. Dr. Peter Hennicke, Präsident des Wuppertal Instituts, für seine Bereitschaft, als weiterer Betreuer Verantwortung zu übernehmen, und für die fruchtbaren Diskussionen und Ratschläge.

Dr. Manfred Fishedick, Vizepräsident des Wuppertal Instituts, war mir dankenswerterweise ein sehr kompetenter Ansprechpartner für methodische und fachliche Fragen.

Dr. Christian Jungbluth stand mir mit zahlreichen Tipps und Hinweisen stets zur Seite, herzlichen Dank hierfür.

Zahlreiche Mitarbeiter des Wuppertal Instituts und weitere Experten waren offen für Fragen und Diskussionen, wofür ich mich herzlich bei ihnen bedanke. Zu diesen gehören Dr. Kurt Berlo, Sylvia Borbonus, Carmen Dienst, Vanessa Grimm, Thomas Hanke, Dr. Wolfgang Irrek, Dr. Kora Kristof, Stefan Lechtenböhrer, Dirk Mitze, Dietmar Schüwer und das Doktorandenkolloquium unter Leitung von Dr. Oscar Reutter, Bernd Brouns (Die Linke) und Dr. Dieter Seifried (Büro Ö-Quadrat). Dorothea Frinker und Hans Kretschmer danke ich für die Hilfe bei der technischen Handhabung des Manuskripts.

Frank Häußler und Sabri Aydin gebührt großer Dank für Nicht-Fachliches, das zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat.

Gerhard Fromm, Geschäftsführer von Fromm Präzision, danke ich für seine Unterstützung im Rahmen einer gemeinsamen Reise nach Iran im Jahr 2004 und für nützliche Informationen über die Industrie Irans.

Barbara Supersberger danke ich für ihre Hilfe in zahlreichen nicht-fachlichen Dingen.

Ich danke Sabine Kühn und Finn-Marinus Kühn. Ohne ihren Beistand und ihre Unterstützung und Geduld in den vergangenen Jahren wäre die Arbeit nicht entstanden.