

# **Bachelorarbeit**

**Thomas Bruns**

**Energetische Konversionspfade ausgewählter  
Energieträger im Verkehrssektor mit anschließender  
Erstellung des ökologischen Fußabdrucks unter  
besonderer Berücksichtigung des Flughafens Hamburg**

**Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg**

**Fakultät Life Sciences**

**Energetische Konversionspfade ausgewählter  
Energieträger im Verkehrssektor mit anschließender  
Erstellung des ökologischen Fußabdrucks unter  
besonderer Berücksichtigung des Flughafens Hamburg**

**Bachelorarbeit  
Im Studiengang Verfahrenstechnik**

**vorgelegt von**

**Thomas Bruns**

**Matrikelnummer: 1866462**

**am 15.03.2013**

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1. EINFÜHRUNG.....</b>	<b>11</b>
<b>2. ABSTRACT .....</b>	<b>12</b>
<b>3. THEORETISCHER TEIL .....</b>	<b>13</b>
<b>3.1 Grundlagen .....</b>	<b>13</b>
3.1.1 Energie in der Mobilität – Historische Entwicklung bis Heute.....	13
3.1.2 Primärenergieträger .....	17
3.1.2.1 Definition Primärenergieträger .....	17
3.1.2.2 Rohöl.....	19
3.1.2.3 Erdgas .....	23
3.1.2.4 Exploration.....	25
3.1.2.5 Förderung .....	27
3.1.2.6 Transport der Primärenergieträger .....	31
3.1.2.7 Aufbereitung .....	38
3.1.3 Sekundärenergieträger .....	52
3.1.3.1 Definition Sekundärenergieträger .....	52
3.1.3.2 Ottokraftstoff.....	52
3.1.3.3 Dieselkraftstoff .....	53
3.1.3.4 Erdgas .....	54
3.1.3.5 Wasserstoff .....	55
3.1.5.6 Transport der Sekundärenergieträger.....	58
<b>3.2 Energetische Konversionspfade von Diesel- und Ottokraftstoff.....</b>	<b>62</b>
3.2.1 Durchführung.....	62
3.2.1.1 Eingrenzung der betrachteten Konversionspfade .....	62
3.2.1.2 Rohölförderung .....	65
3.2.1.3 Rohöltransport.....	67
3.2.1.4 Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg .....	72
3.2.1.5 Rohölaufbereitung.....	73
3.2.1.5 Exemplarische Betrachtung Russlands .....	75
3.2.2 Ergebnisse der energetischen Konversionspfade .....	78
3.2.2.1 Länderspezifische Zusammenfassung für Deutschland.....	78
3.2.2.3 Länderspezifische Zusammenfassung für Hamburg.....	81
3.2.2.4 Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg .....	83
3.2.2.5 Gesamte Zusammenfassung für Deutschland.....	84
3.2.2.6 Gesamte Zusammenfassung für Hamburg.....	85
3.2.2.7 Gesamte Zusammenfassung für den Flughafen Hamburg.....	86
<b>3.3 Energetische Konversionspfade von Erdgas.....</b>	<b>88</b>
3.3.1 Durchführung.....	88
3.3.1.1 Allgemeines .....	88
3.3.1.2 Erdgasförderung und –Aufbereitung .....	89
3.3.1.3 Erdgastransport .....	89
3.3.2 Ergebnisse der energetischen Konversionspfade von Erdgas .....	91
3.3.2.1 Erdgasförderung und Aufbereitung für Deutschland.....	91
3.3.2.2 Erdgasförderung und Aufbereitung für den Flughafen Hamburg.....	91
3.3.2.3 Erdgastransport nach Deutschland am Beispiel Russland .....	91

3.3.2.4 Erdgastransport zum Flughafen Hamburg .....	93
3.3.2.5 Gesamte Zusammenfassung für Deutschland .....	93
3.3.2.6 Gesamte Zusammenfassung für den Flughafen Hamburg.....	94
<b>3.4 Elektrische Energie .....</b>	<b>95</b>
<b>3.5 Wasserstoff-Elektrolyse .....</b>	<b>96</b>
<b>3.6 Ökologische Fußabdrücke anhand der CO<sub>2</sub> – Emissionen.....</b>	<b>97</b>
3.6.1 CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Konversion von Diesel- und Ottokraftstoff .....	98
3.6.1.1 Erdölförderung .....	98
3.6.1.2 Rohöltransport.....	99
3.6.1.3 Rohölaufbereitung.....	101
3.6.1.4 Sekundärtransport .....	101
3.6.1.5 Zusammenfassung für die Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff .....	102
3.6.2 CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Konversion von Erdgas.....	102
3.6.2.1 Erdgasförderung und –Aufbereitung .....	102
3.6.2.2 Erdgastransport .....	103
3.6.2.3 Zusammenfassung für die Erdgasbereitstellung .....	104
3.6.3 CO <sub>2</sub> -Emissionen für die deutsche Stromerzeugung .....	104
3.6.4 CO <sub>2</sub> -Emissionen für die Wasserstoffelektrolyse .....	104
<b>4. DISKUSSION DER ERGEBNISSE .....</b>	<b>105</b>
<b>4.1 Vergleich der energetischen Konversionspfade .....</b>	<b>105</b>
4.1.1 Diesel- und Ottokraftstoff.....	105
4.1.2 Erdgas .....	106
4.1.3 Elektrische Energie.....	106
4.1.4 Wasserstoff .....	107
4.1.5 Vergleich der Sekundärenergieträger untereinander .....	107
<b>4.2 Vergleich der ökologischen Fußabdrücke anhand energetischer Konversionspfade .....</b>	<b>108</b>
4.2.1 Diesel- und Ottokraftstoff.....	108
4.2.2 Erdgas .....	108
4.2.3 Elektrische Energie.....	108
4.2.4 Wasserstoff .....	109
4.2.5 Vergleich der Sekundärenergieträger untereinander .....	109
<b>5. FAZIT.....</b>	<b>110</b>
<b>6. LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>112</b>
<b>7. ANHANG .....</b>	<b>118</b>
<b>7. 1 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Rohöls nach Deutschland .....</b>	<b>118</b>
<b>7. 2 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Rohöls nach Hamburg.....</b>	<b>130</b>
<b>7. 3 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Erdgases nach Deutschland .....</b>	<b>141</b>

## **7.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen des Rohöltransportes mittels Pipeline- und Tankertransport ..... 142**

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Preisentwicklung für importiertes Rohöl .....	17
Tabelle 2: Einteilung der Primärenergieträger .....	17
Tabelle 3: Einstufung der weltweiten Tankerklassen nach ihrer Frachtkapazität.....	36
Tabelle 4: Einteilung der Destillationsprodukte nach Siedebereich .....	43
Tabelle 5: Produkte beim Naphta -Steamcracken .....	48
Tabelle 6: Verteilung von Ottokraftstoff 2005 - 2011 .....	53
Tabelle 7: Verteilung von Dieselkraftstoff 2005 - 2011 .....	54
Tabelle 8: Erdgas-Heizwert nach Herkunft.....	54
Tabelle 9: Zusammensetzung und Kennwerte in Deutschland ankommender Erdgase .....	59
Tabelle 10: Einteilung des deutschen Erdgasnetzes nach Druck .....	60
Tabelle 11: Rohölimporte und Anteile der Förderländer 2011 .....	63
Tabelle 12: Rohölimporte und Anteile der Förderländer 2011 .....	64
Tabelle 13: Spezifischer Energieaufwand für Erdölförderung.....	65
Tabelle 14: Ermittlung der Förderstatus und Förderverlusten auf Grundlage der Produktionsverläufe .....	66
Tabelle 15: Tankerstrecken zwischen verwendeten Häfen für Hin- und Rückfahrt .....	70
Tabelle 16: Berechnete spezifische Treibstoffverbräuche nach Größenklassen für den Tankertransport .....	71
Tabelle 17: Spezifischer Treibstoffverbrauch auf Grundlage der Anteile von Tankergrößen.	71
Tabelle 18: Kraftstoffverbrauch eines 40 TKW bei voll beladener und bei Leerfahrt .....	73
Tabelle 19: Produkte und Energiebereitstellung durch die Rohölaufbereitung in Deutschland .....	74
Tabelle 20: Energieaufwand für Rohölaufbereitung in deutschen Raffinerien.....	75
Tabelle 21: Energieaufwand für Rohölförderung in Russland.....	75
Tabelle 22: Pipelines für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland.....	76
Tabelle 23: Gemittelte Pipelinelänge für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland .....	76
Tabelle 24: Energieaufwand für Rohöltransport in Pipelines von Russland nach Deutschland .....	77
Tabelle 25: Tankerrouten für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland.....	77
Tabelle 26: Energieaufwand für den Rohöltransport in Tankern von Russland nach Deutschland .....	77
Tabelle 27: Gesamter Energieaufwand für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland .....	78
Tabelle 28: Gesamter Energieaufwand für die Rohölaufbereitung des aus Russland importierten Rohöls.....	78
Tabelle 29: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Russland nach Deutschland.	79
Tabelle 30: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien nach Deutschland .....	79
Tabelle 31: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen nach Deutschland	79
Tabelle 32: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Kasachstan nach Deutschland .....	79
Tabelle 33: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria nach Deutschland....	79
Tabelle 34: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidschan nach Deutschland .....	79
Tabelle 35: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen nach Deutschland ...	80
Tabelle 36: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien nach Deutschland..	80

Tabelle 37: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Deutschland nach Deutschland .....	80
Tabelle 38: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien nach Deutschland .....	80
Tabelle 39: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten nach Deutschland ..	80
Tabelle 40: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola nach Deutschland ...	80
Tabelle 41: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark nach Deutschland	81
Tabelle 42: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Russland nach Hamburg .....	81
Tabelle 43: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien nach Hamburg .....	81
Tabelle 44: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen nach Hamburg ...	81
Tabelle 45: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria nach Hamburg .....	81
Tabelle 46: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidschan nach Hamburg .....	82
Tabelle 47: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen nach Hamburg .....	82
Tabelle 48: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien nach Hamburg .....	82
Tabelle 49: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien nach Hamburg .....	82
Tabelle 50: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten nach Hamburg .....	82
Tabelle 51: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola nach Hamburg .....	82
Tabelle 52: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark nach Hamburg ...	83
Tabelle 53: Energieverlust für Sekundärtransport von Dieselkraftstoff zum Flughafen Hamburg .....	83
Tabelle 54: Energieverlust für Sekundärtransport von Ottokraftstoff zum Flughafen Hamburg .....	84
Tabelle 55: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Deutschland .....	84
Tabelle 56: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Hamburg .....	85
Tabelle 57: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff am Flughafen Hamburg .....	86
Tabelle 58: Länderspezifische Fördermengen für Deutschland .....	88
Tabelle 59: Spezifische Energieverluste durch Erdgasförderung und –Aufbereitung .....	89
Tabelle 60: Spezifische Energieverluste bei der Erdgasförderung und Aufbereitung des Erdgases für Deutschland .....	91
Tabelle 61: Spezifische Energieverluste bei der Erdgasförderung und Aufbereitung des Erdgases für Hamburg .....	91
Tabelle 62: Erdgaspipelines von Russland nach Deutschland .....	92
Tabelle 63: Energieverluste in Erdgaspipelines von Russland nach Deutschland .....	92
Tabelle 64: Zusammengefasster Energieverlust für Erdgastransport .....	92
Tabelle 65: Pipelinetransport des Rohgases zum Flughafen Hamburg .....	93
Tabelle 66: Energieaufwand für Pipelinetransport des Rohgases zum Flughafen Hamburg ...	93
Tabelle 67: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Deutschland .....	93
Tabelle 68: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Hamburg .....	94
Tabelle 69: Ermittlung des spezifischen Energieaufwandes für den deutschen Strommix .....	95
Tabelle 70: Ermittlung des spezifischen Energieaufwandes für die Wasserstoff-Elektrolyse ..	96
Tabelle 71: Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen bezogen auf den eingesetzten Brennstoff .....	97
Tabelle 72: Spezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen des weltweiten Strommix .....	97
Tabelle 73: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß der Erdölförderung für Deutschland und Hamburg	98
Tabelle 74: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß der Erdölförderung für Hamburg .....	99
Tabelle 75: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für den gesamten Rohöltransport nach Deutschland	

.....	100
Tabelle 76: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für den gesamten Rohöltransport nach Hamburg .	100
Tabelle 77: Ermittlung des spezifischen CO <sub>2</sub> – Ausstoßes bezogen auf die Brennstoffeinsätze in der Rohölaufbereitung.....	101
Tabelle 78: Bezug des spezifischen CO <sub>2</sub> – Ausstoßes auf die entstehende Nutzenergie der Produkte .....	101
Tabelle 79: Spezifischen CO <sub>2</sub> – Emissionen für den Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg.....	101
Tabelle 80: Zusammenfassung der spezifischen CO <sub>2</sub> – Emissionen für die gesamte Rohölkonversion .....	102
Tabelle 81: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für Erdgasförderung und –Aufbereitung für Deutschland .....	102
Tabelle 82: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für Erdgasförderung und –Aufbereitung den Flughafen Hamburg.....	103
Tabelle 83: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für den Erdgastransport nach Deutschland .....	103
Tabelle 84: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für den Erdgastransport zum Hamburger Flughafen .....	103
Tabelle 85: Zusammengefasster Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß Erdgasbereitstellung in Deutschland und am Flughafen Hamburg.....	104
Tabelle 86: Gesamter Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Erdgasbereitstellung in Deutschland und am Flughafen Hamburg.....	104
Tabelle 87: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Stromerzeugung in Deutschland .....	104
Tabelle 88: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Wasserstoffelektrolyse inklusive Kompression.....	105
Tabelle 89: Stoffspezifische Energieverluste über die gesamten Konversionspfade.....	107
Tabelle 90: Stoffspezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen über die gesamten Konversionspfade .....	109
Tabelle 91: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Großbritannien nach Deutschland .....	118
Tabelle 92: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Norwegen nach Deutschland .....	119
Tabelle 93: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Kasachstan nach Deutschland .....	120
Tabelle 94: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Nigeria nach Deutschland .....	121
Tabelle 95: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Aserbaidschan nach Deutschland .....	122
Tabelle 96: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Libyen nach Deutschland .....	123
Tabelle 97: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Deutschland .....	124
Tabelle 98: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Deutschland nach Deutschland .....	125
Tabelle 99: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Syrien nach Deutschland .....	126
Tabelle 100: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Ägypten nach Deutschland .....	127
Tabelle 101: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Angola nach Deutschland .....	128
Tabelle 102: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Dänemark nach Deutschland .....	129

Tabelle 103: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Russland nach Hamburg.....	130
Tabelle 104: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Großbritannien nach Hamburg .....	131
Tabelle 105: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Norwegen nach Hamburg.....	132
Tabelle 106: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Nigeria nach Hamburg.....	133
Tabelle 107: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Aserbaidschan nach Hamburg .....	134
Tabelle 108: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Libyen nach Hamburg.....	135
Tabelle 109: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Hamburg.....	136
Tabelle 110: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Syrien nach Hamburg.....	137
Tabelle 111: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Hamburg.....	138
Tabelle 112: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Angola nach Hamburg.....	139
Tabelle 113: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Dänemark ....	140
Tabelle 114: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland .....	141
Tabelle 115: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland .....	141
Tabelle 116: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland .....	142
Tabelle 117: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Pipelinetransporte nach Deutschland .....	142
Tabelle 118: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Tankertransporte nach Deutschland .....	143
Tabelle 119: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Pipelinetransporte nach Hamburg .....	143
Tabelle 120: Spezifischer CO <sub>2</sub> – Ausstoß für die Tankertransporte nach Hamburg .....	144

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bestand an Fahrzeugen in Deutschland seit 1950.....	14
Abbildung 2: End-Energieverbrauch des Verkehrssektors seit 1950.....	16
Abbildung 3: Anteile der Primärenergieträger in Deutschland 2011.....	18
Abbildung 4: Ablagerung und Abdeckung organischer Materie .....	20
Abbildung 5: Globale Potentiale, Reserven und Ressourcen von Erdöl 2011.....	21
Abbildung 6: Einteilung der Rohölbestandteile nach ihrer Dichte .....	22
Abbildung 7: Globale Potentiale, Reserven und Ressourcen von Erdgas 2011.....	24
Abbildung 8: Primärförderung .....	29
Abbildung 9: Sekundärförderung.....	29
Abbildung 10: Tertiärförderung .....	30
Abbildung 11: Wichtigste Deutsche Rohöl- und Rohölproduktleitungen .....	33
Abbildung 12: Unterirdische Einbettung von Rohöl Fernleitungen .....	35
Abbildung 13: Schematischer Ablauf der Rohgasentwässerung .....	39
Abbildung 14: Schematischer Aufbau der Entschwefelung mit Waschlauge im Zwei-Kolonnen-Betrieb .....	40
Abbildung 15: Abhängigkeit der Waschlaugebelastung von den Partialdrücken der Stoffe....	41
Abbildung 16: Destillationsprozess mit Atmosphärenkolonne und Vakuumkolonne .....	44
Abbildung 17: Veränderungen der Produktpalette einer Raffinerie durch Anwendung unterschiedlicher .....	45
Abbildung 18: Spalten eines Butanmoleküls in zwei Radikale .....	46
Abbildung 19: Anlagerung eines abgespltenen H-Atoms an.....	46
Abbildung 20: Zerfall eines radikalen Moleküls zu.....	46
Abbildung 21: Schematischer Aufbau eines Steamcrackers.....	47
Abbildung 22: Schematischer Aufbau einer Coker-Anlage.....	49
Abbildung 23: Schematischer Aufbau einer FCC-Anlage zum katalytischen Cracken.....	50
Abbildung 24: Schematische Darstellung einer Anlage zum Hydrocracken.....	51
Abbildung 25: Anteile der industriellen Prozesse an der weltweiten Wasserstoffproduktion.	56
Abbildung 26: Wasserstoffproduktion durch Dampfreformation von Erdgas (Methan).....	57
Abbildung 27: Typischer Druckverlauf während des Transportes über mehrere Verdichterstationen .....	60
Abbildung 28: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Deutschland.....	85
Abbildung 29: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Hamburg.....	86
Abbildung 30: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Dieselmkraftstoff am Flughafen.....	87
Abbildung 31: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Ottokraftstoff am Flughafen.....	87
Abbildung 32: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Deutschland.....	94
Abbildung 33: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Hamburg.....	94

## 1. Einführung

Auf dem Gelände der Flughafen Hamburg GmbH (FHG) wird eine vielschichtige Flotte aus Peripheriegeräten und Fahrzeugen für die Abfertigung der Flugzeuge eingesetzt. Als Beispiel seien hier die Tanklastzüge für den Kerosintransport, die Pushbacks zur Flugzeugbewegung und die in großer Anzahl vorkommenden Gepäckschlepper erwähnt. Neben der Funktionssicherheit eingesetzten Geräts ist für den Flughafen Hamburg insbesondere auch die Versorgung mit Energie zum Antrieb der Fahrzeuge von herausragender Bedeutung um einen kontinuierlichen und zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten.

Seit einigen Jahren findet am Flughafen Hamburg eine nachhaltige Änderung der Versorgungsstrategie des Verkehrssektors mit Energie statt. So wird der Einsatz von emissionsintensiven Kraftstoffen aus der Mineralö raffination nachhaltig mit neuen, ökologisch verträglicheren und regenerativen Energieträgern substituiert. Im Jahr 2011 verfügte der Flughafen Hamburg bereits über 42 Gepäckschlepper mit Biogas-Antrieb, 6 Erdgasbusse, 2 Brennstoffzellenschlepper sowie über einige elektrisch bzw. mit Erdgas betriebene PKW. Weitere Anschaffungen von Fahrzeugen mit Alternativantrieben sind geplant, die Strategie hierfür wird derzeit noch ausgearbeitet. Für eine Entscheidungsfindung sind dabei komplexe interdisziplinäre Fragestellungen zu untersuchen. Neben der Klärung der technischen Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit, ist die tatsächliche Umweltverträglichkeit inklusive der Vorketten der verwendeten Energieträger von großer Bedeutung.

Die Ergebnisse dieser Arbeit dienen der Darstellung ebendieser erwähnten Vorketten der Energieträger. Dazu wird der gesamte Energieaufwand ermittelt, der für die Bereitstellung des fertigen Energieträgers beim Flughafen Hamburg nötig ist. Für einen zusätzlichen Vergleich erfolgt die Betrachtung des gesamtdeutschen Imports unter den gleichen Gesichtspunkten. Im Anschluss an die energetischen Verluste werden die ökologischen Fußabdrücke der Konversionspfade von den in der vorliegenden Arbeit betrachteten Energieträgern erstellt.

Die Eingrenzung der betrachteten energetischen Konversionspfade bezieht sich hier auf die bei der FHG eingesetzten Energieträger. Dazu gehören die Rohölprodukte Otto- und Dieselmotorkraftstoff, Erdgas, Wasserstoff sowie die Bereitstellung der elektrischen Energie. Für die fossilen Energieträger setzt sich die Kette aus der Förderung des Primärenergieträgers, dem oftmals über mehrere 1000 km langen Transport und der Aufbereitung bzw. Auftrennung in Sekundärenergieträger zusammen. Wasserstoff und elektrische Energie sind

definitionsgemäß Sekundärenergieträger, für die in dieser Arbeit die Primärenergieträger des deutschen Strommix betrachtet werden.

## **2. Abstract**

Die vorliegende Bachelorarbeit befasst sich mit der Energiebereitstellung im Mobilitätssektor des Hamburger Flughafens.

Im Verlauf dieser Arbeit wurden unterschiedliche Energieträger im Bereich der Mobilität auf ihre energetischen Konversionspfade hin betrachtet. Die daraus resultierenden ökologischen Fußabdrücke wurden anhand der CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt. Die Betrachtung ist auf die bestehende Fahrzeugflotte des Hamburger Flughafens ausgerichtet, wodurch sich eine Eingrenzung auf die Rohölprodukte Dieselkraftstoff, Ottokraftstoff, Erdgas, elektrische Energie und Wasserstoff ergibt.

Die Konversionspfade der Sekundärenergieträger Strom und Wasserstoff beziehen sich auf den allgemeinen deutschen Strommix während die fossilen Energieträger genauer hinsichtlich Förderung, Transport und Aufbereitung untersucht wurden. Hierbei treten länderspezifisch große Unterschiede auf. So kann die Erdgasbereitstellung aus Russland rund 30 % Verluste mit sich führen während für niederländisches Erdgas weniger als ein Zehntel davon entstehen. Für einen Vergleich der ermittelten Werte bezüglich des Hamburger Flughafens sorgt die Untersuchung der gleichen Konversionspfade des deutschen Gesamtimports sowohl für Rohölprodukte als auch für Erdgas.

Um Aussagen über die Förderung treffen zu können, mussten die Bedingungen der Länder betrachtet werden, welche Rohöl beziehungsweise Erdgas nach Deutschland liefern. Entscheidend dabei waren der Förderstatus von Förderquellen sowie der technologische Entwicklungsstand des jeweiligen Landes.

Der Transport der Primärenergieträger wurde ebenfalls über die Herkunft nachvollzogen. Dadurch ergab sich ein komplexer Transportmix aus Pipelinesystemen an Land und dem Hochseetransport mit Tankern. Die Ermittlung der zugehörigen Transportrouten stellte eine der größten Aufgaben dieser Arbeit dar, welche dann mit sowohl selbst errechneten als auch der Literatur entnommenen spezifischen Verbrauchs-Kennwerten beaufschlagt wurden. Dabei war neben dem mengenbezogenen Verbrauch auch der Energieinhalt des für die Antriebsleistung verwendeten Sekundärenergieträgers von Bedeutung.

Die Aufbereitung konnte durch den Eigenverbrauch sowie die Produktionsleistung der deutschen Rohölraffinerien insgesamt bilanziert werden, wobei der daraus hervorgegangene spezifische Energieverlust für alle Raffinerien gleichermaßen angenommen wurde.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen konnten über Multiplikation stoffspezifischer Literaturwerte mit den jeweils eingesetzten Energielieferanten für Antrieb und Wärmebereitstellung berechnet werden.

Zum Abschluss erfolgte eine Betrachtung der gewonnenen Erkenntnisse und die daraus resultierende Empfehlung für die zukünftige Fahrzeugbeschaffung des Hamburger Flughafens.

### **3. Theoretischer Teil**

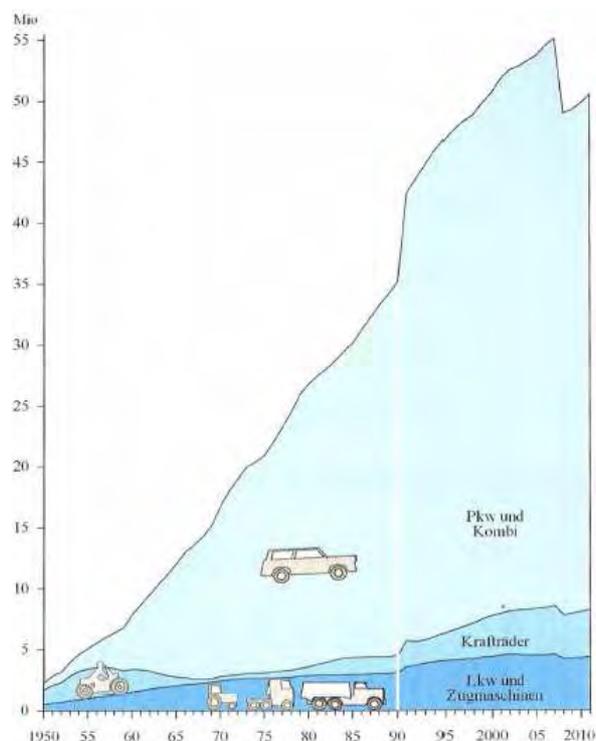
#### **3.1 Grundlagen**

##### **3.1.1 Energie in der Mobilität – Historische Entwicklung bis Heute**

Die Nutzung von Fremdenergie zur Fortbewegung ist schon alt, so ist der Einsatz von Windkraft auf Segelschiffen schon seit Jahrtausenden üblich. Auch die Domestizierung der Tiere hat dem Menschen geholfen, weitere Strecken zu überwinden. Diese Fortbewegungsmittel standen allerdings nur dem Handel und wohlhabenden Menschen zur Verfügung. Dem Großteil der Gesellschaft blieb die Fortbewegung zu Fuß, an eine Nutzung für Freizeitwecke war nicht zu denken.

Die massenhafte Mobilisierung von Menschen durch Fremdenergie erfolgte erst mit der Bereitstellung von fossilen Kraftstoffen. Mit der Erfindung der Dampfmaschine war es erstmals möglich, die chemisch gespeicherte Energie fossiler Stoffe in Bewegungsenergie umzuwandeln. Von da an war es kein weiter weg mehr bis zur ersten Dampflock. So hatte die

Geschichte der fossilen Mobilität ihren Anfang zu Beginn des 19. Jahrhunderts mit der Verbrennung von Kohle für den Antrieb von Dampflokomotiven und Dampfschiffen. //Schindler et al, 2009, 26-27// Im Jahre 1913 wurde mit der Erfindung der Fließbandfertigung ein wichtiger Grundstein für den sogenannten Individualverkehr gelegt, in dem die Menschen nicht mehr abhängig von Fahrplänen waren. Die großflächige Versorgung Deutschlands mit Autos startete nach dem zweiten Weltkrieg und schritt schnell voran. Am Beispiel des gesamten Straßenverkehrs lässt sich die Entwicklung der Mobilität am besten veranschaulichen, in Abb. 1 ist die stetig steigende Anzahl der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge seit 1950 aufgeführt.



**Abbildung 1: Bestand an Fahrzeugen in Deutschland seit 1950**  
 Quelle: BMVBS, 2011, S. 295

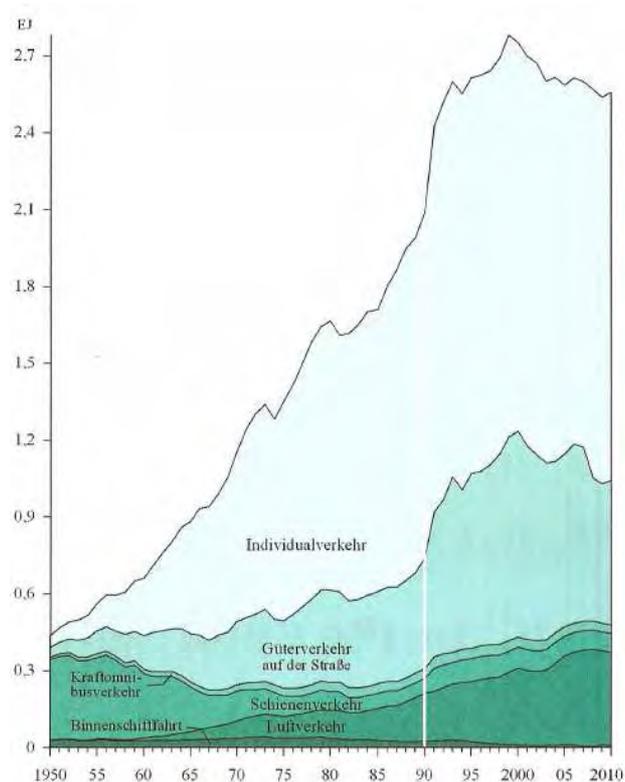
Viele hochwertige Kohlenwasserstoffe galten zu Beginn der Rohölverarbeitung als Abfallprodukt der Petroleumherstellung. Erst mit der zunehmenden Motorisierung etablierten sich die heutigen Kraftstoffe in den unterschiedlichen Bereichen des Verkehrs. Die Namen der für den Straßenverkehr genutzten Erdöldestillate, Ottokraftstoff und Dieselmotorkraftstoff, gehen auf die Erfinder der jeweiligen Motorentypen (Nikolaus August Otto und Rudolf Diesel) zurück. //Reif, 2012, 14 // Während die Namen in den letzten 100 Jahren gleich blieben, haben die Kraftstoffe eine regelrechte Evolution durchlaufen. So besteht heutiger

Dieselmotoren aufgrund der ständigen Weiterentwicklung beispielsweise aus ca. 500 Inhaltsstoffen, davon über 200 verschiedene Kohlenwasserstoffe. //Krüger, 2002, 34//

Die Entwicklung in der eigentlichen Verkehrsluftfahrt begann ungefähr zwei Generationen später als die des Straßenverkehrs. Hier hat sich nach dem zweiten Weltkrieg das Kerosin als Treibstoff etabliert. In der Schifffahrt wurde die Kohle zumeist durch Schweröl (auch Bunkeröl genannt) ersetzt, dem Sumpfprodukt des Destillationsprozesses.

Aufgrund der geringen Erdölvorkommen der Verbraucherländer (zu Beginn USA ausgenommen) musste schon früh damit begonnen werden, riesige Mengen aus erdölreichen Ländern des mittleren Ostens, Russlands, sowie der Nordsee-Anreiner und später auch aus Afrika zu importieren. Hierdurch entstand eine globale Infrastruktur aus Pipelines und Schiffsrouten mit riesigen Erdöltankern. Mit Einzug der 1960er Jahre wurde die Versorgung mit Erdöl zur gefühlten Selbstverständlichkeit, was nur durch die Ölkrise in den 1970er Jahren unterbrochen wurde. //Schindler et al, 2009, 32-33// Der Energieverbrauch des Verkehrssektors in der BRD stieg bis 2010 auf 20-30 % des Endenergieverbrauchs. //AGEB, 2012, Tab. 4 und Tab. 4.3// Weltweit sind annähernd 70 % des Ölverbrauchs auf den Transportbereich zurückzuführen, //Schindler et al, 2009, 32// wobei dieser bis heute zu über 90 % vom Rohstoff Erdöl abhängig ist. //BMVBS, 2011, 296//

Kurz vor der Jahrtausendwende begann der Energieverbrauch im Verkehrssektor erstmals kontinuierlich abzunehmen, insbesondere im Straßenverkehr. Seit ein paar Jahren folgen die Verbräuche anderer Verkehrsbereiche, lediglich der Energiebedarf in der Luftfahrt nimmt zu (siehe Abb. 2). Die Entwicklung spiegelt sich aufgrund des hohen Anteils des Verkehrs auch im gesamten End-Energieverbrauch wieder. //BMVBS, 2011, 295//



**Abbildung 2: End-Energieverbrauch des Verkehrssektors seit 1950**  
**Quelle: BMVBS, 2011, S. 297**

Die Zeit des billigen Öls scheint, nach Expertenmeinung, vorbei zu sein. Allein innerhalb der Zeitspanne 2001 – 2011 hat sich der Einfuhrpreis des Rohöls nach Deutschland mit einem Anstieg von 293% fast verdreifacht (siehe Tabelle 1). //MWV, 2011, 70// Auch der Fakt, dass in den 1990er Jahren viermal so viel Erdöl verbraucht wurde, wie im gleichen Zeitraum in neuen Quellen gefunden werden konnte, //Brown, 2004, 28// spricht für eine voranschreitende Verknappung des Rohöls. Insbesondere der steigende Lebensstandard der westlichen Industrieländer, wie auch der massive Energieverbrauch der Schwellenländer (China, Indien, Brasilien, etc.) stehen den sinkenden Ölfunden gegenüber. Somit ist zwar nicht mit einem baldigen Ende des Erdöls generell zu rechnen, jedoch „setzt sich die Erkenntnis durch, dass Erdöl der erste Rohstoff der Erde werden kann, bei dem die Produktion wegen Beschränkungen in der geologischen Verfügbarkeit nicht mehr steigerbar ist“ //BGR, 2009, 5// und die Nachfrage irgendwann nicht mehr bedient werden kann. Diese Entwicklung hat logischerweise auch Auswirkungen auf die Mobilität der Menschen, da mit steigenden Rohstoffpreisen auch die Kosten im gesamten Transport- und Verkehrssektor zunehmen.

Preisentwicklung für importiertes Rohöl	
Jahr	Importpreis in € / t
1955	47
1960	42
2001	202
2002	191
2003	190
2004	222
2005	314
2006	379
2007	390
2008	484
2009	324
2010	446
2011	592

**Tabelle 1: Preisentwicklung für importiertes Rohöl**  
Quelle: MWV, 2011, 70

### 3.1.2 Primärenergieträger

#### 3.1.2.1 Definition Primärenergieträger

Hierunter versteht man die natürlich vorkommenden Energieträger, die uns zur Energieerzeugung dienen. Es ist noch keinerlei Umwandlung durch den Menschen erfolgt, der Nutzen entsteht erst durch spezifische Umwandlungsverfahren //Konstantin, 2006, 1//

Die geläufige Einteilung der Primärenergieträger erfolgt in drei Gruppen, nämlich die fossilen Energieträger, die Kernenergie und die erneuerbaren Energien (siehe Tab. 2).

Primärenergieträger		
Fossile Energieträger	Kernenergie	Erneuerbare Energien
Erdöl, Erdgas, Kohle	Kernbrennstoff	Sonne, Wind, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie
↓	↓	↓
Verfahren zur Energiegewinnung		
Aufbereitung, Verbrennung	Anreicherung + Kernspaltung	Photovoltaik, Solarthermie, Windkraftwerk, Gezeitenkraftwerk, etc.

**Tabelle 2: Einteilung der Primärenergieträger**  
Quelle: Eigene Darstellung mit Teilen aus //Konstantin, 2006, 2//

Die fossilen Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle) bestehen aus Kohlenwasserstoffen mit hoher energetischer Dichte und machen in der momentanen Energieversorgung Deutschlands mit Abstand den größten Anteil aus. Sie entstanden im Laufe von Jahrtausenden aus pflanzlichen Materialien und tierischen Organismen, näheres hierzu in Kapitel 3.1.2.2.

Die Kernenergie nutzt die abfallende Wärmeenergie beim radioaktiven Zerfall. Auf sie wird hier nicht weiter eingegangen, da sie nicht direkt im Bereich der Mobilität eingesetzt wird und in Deutschland ein Ausstieg aus dieser Form der Energiegewinnung bis 2022 gesetzlich geregelt ist.

Die erneuerbaren Energien sind für menschliche Begriffe zeitlich und maßstäblich unerschöpflich. Die meisten erneuerbaren Energien gehen auf die Energie der Sonne zurück, nämlich die Solarenergie, die Windkraft, die Wasserkraft und die Energie aus Biomasse. Unabhängig von der Sonne sind lediglich die Geothermie und die Gezeitenenergie. Aufgrund der Abhängigkeit von solarer Einstrahlung sind die meisten erneuerbaren Energien stark von den Jahreszeiten abhängig. Die Gezeitenkraft wird zwar von der Erdrotation beeinflusst, ist aber periodisch ziemlich konstant. Bei der Geothermie haben wir auf der Erde ein örtlich unterschiedliches, dafür aber konstantes Vorkommen (ohne Eingriff des Menschen).  
 //Kosinowski, 2002, 67//

Abb. 3 spiegelt die Zusammensetzung der in Deutschland genutzten Primärenergieträger im Jahre 2011 wieder. Der Gesamtenergieverbrauch betrug 13521 PJ, welcher zu 79 % durch fossile Energieträger gedeckt wurde. //BMWi, 2011, 11//

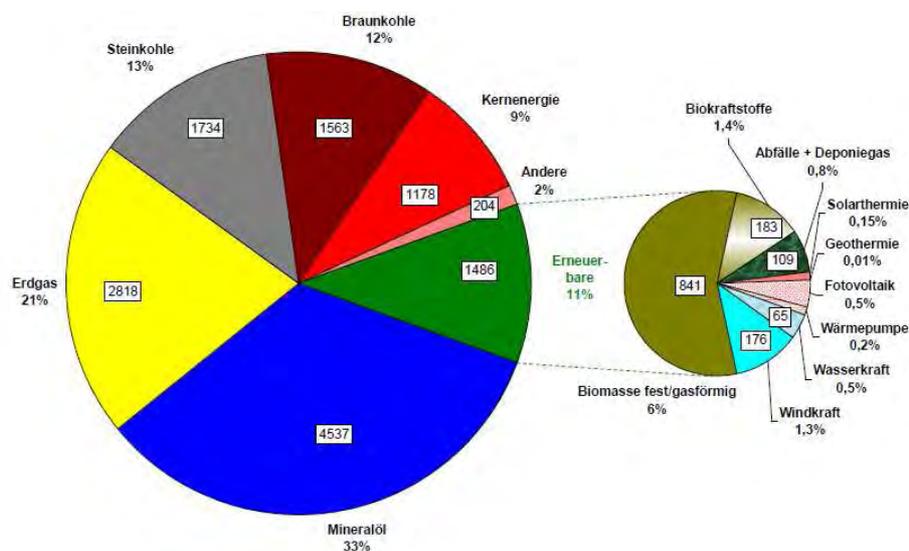


Abbildung 3: Anteile der Primärenergieträger in Deutschland 2011  
 Quelle: BMWi, 2012, S. 11

### 3.1.2.2 Rohöl

#### Die Entstehung

Die Formationsdauer des heute geförderten Öls liegt in einem Größenbereich von  $10^6$  bis  $10^8$  Jahren. //Schindler et al, 2009, 47// Innerhalb dieser Zeit gab es einen langen Zeitraum, in dem riesige Mengen toter organischer Materie unter Einfluss von hohen Drücken und Temperaturen in Form fossilen Öls in Sedimentschichten gespeichert wurde. Somit ist die im Rohöl enthaltene Energie, wie auch in allen anderen fossilen Energieträgern, nichts anderes als in Biomasse gespeicherte Sonnenenergie.

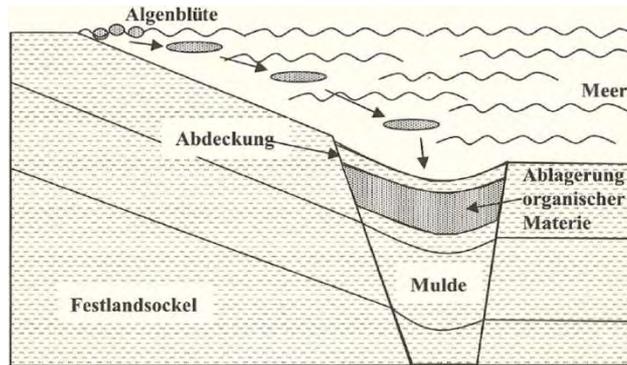
Nach heutigem Wissen boten die milden Temperaturen in den tropischen Breitengraden ideale Bedingungen für eine konzentrierte Algenblüte, welche den Anstoß zur Erdölentstehung gab. So konnten Geologen nachweisen, dass das meiste Erdöl-Muttergestein aus genau diesen tropischen Breitengraden stammt und erst durch tektonische Bewegungen in andere Erdteile gelangte. //Campbell et al, 2007, 15-16// Die abgestorbenen Algen sorgten unter Wasser für einen Regen aus organischer Materie. Diese Masse war so groß, dass der in großen Mengen im Wasser gespeicherte Sauerstoff nicht zur Oxidation ausreichte und eine anaerobe<sup>1</sup> bakterielle Zersetzung stattfinden konnte. //Rettberg, 2009, 25//

Das entstandene Öl lagerte sich in die porösen Sedimente am Grund ein, welche im Laufe der Zeit in tiefere Gesteinsschichten sanken. Dort entstanden unter hohem Druck und hohen Temperaturen sogenannte bituminöse Kerogene<sup>2</sup>, welche sich zu kompakteren Massen verdichteten und uns als das schon erwähnte Erdöl-Muttergestein bekannt sind. Das in den Sedimenten gespeicherte Erdöl stieg aufgrund der geringen Dichte in den porösen Kanälen bis an die Erdoberfläche auf. Versperrte eine Schicht aus dichterem Gestein den Aufstieg, sammelten sich riesige Mengen Erdöl unter diesem auch „cap rock“ genannten Deckel. Dies sind die heute vorhandenen Lagerstätten, aus denen wir unser Erdöl fördern. //Rettberg, 2009, 25-27// Der Ablagerungsprozess der organischen Materie ist in Abb. 4 schematisch dargestellt.

---

<sup>1</sup> Anaerob = ohne Sauerstoff

<sup>2</sup> Abgestorbenes organisches Material in der Vorstufe zum Erdöl/ Erdgas



**Abbildung 4: Ablagerung und Abdeckung organischer Materie**  
 Quelle: Campbell et al, 2007, S. 16

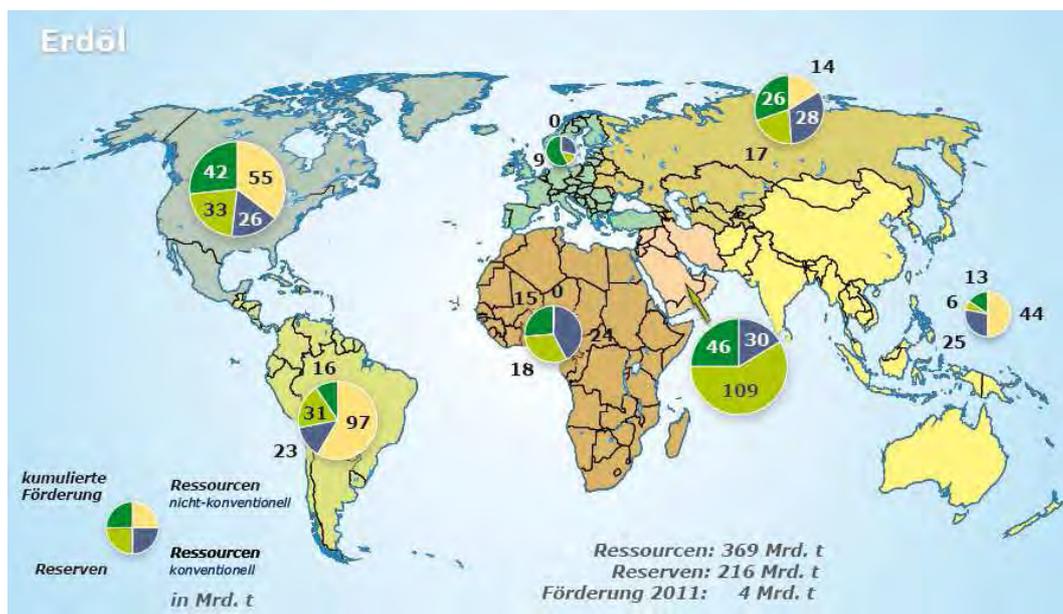
### Vorkommen

Bis heute sind über 43.000 Ölfelder bekannt, davon enthalten die 400 größten mehr als 75 % des gesamten Erdöls. Das größte Ölfeld der Welt befindet sich mit ursprünglich ca. 120 Milliarden Barrel in Saudi Arabien und wurde 1948 entdeckt. Europas größtes Ölfeld liegt unter der Nordsee und besaß 60 Milliarden Barrel. Damit ist es auch die größte zusammenhängende Fundstätte die in den letzten 50 Jahren entdeckt wurde. //Campbell et al, 2007, 24//

Das Gesamtpotential von Lagerstätten setzt sich zusammen aus Reserven, Ressourcen und der kumulierten Förderung. Alles zusammen ergibt das Gesamtpotential. //GR, 2010, 16// Bei den Reserven handelt es sich um Vorkommen, die mit heutiger Technologie und dem heutigen Ölpreis wirtschaftlich zu gewinnen sind und mit ausreichender Sicherheit nachgewiesen wurden. Ressourcen sind Vorkommen, die vorhanden sind, sich jedoch noch nicht wirtschaftlich abbauen lassen. Im Laufe der technischen Entwicklung und der steigenden Ölpreise werden Ressourcen zu Reserven, was die theoretische Reichweite einer Ölquelle immer wieder erhöht. Bei der kumulierten Förderung handelt es sich um die insgesamt geförderte Menge. //Kosinowski, 2002, 76-77//

Die mengenmäßige Verteilung des verbleibenden Erdöls ist sehr ungleichmäßig. Während relativ kleine Regionen riesige Vorkommen aufweisen, sind in anderen ausgedehnten Landstrichen keine nennenswerten Mengen zu finden. Die Verteilung des gesamten Potentials, der Reserven wie auch der Ressourcen ist in Abb. 5 zu sehen. Die Aufführung der nicht-konventionellen Ressourcen ist in der Energiestudie 2012 der deutschen Rohstoffagentur (DERA) erstmals im Auftrag der Bundesanstalt für Geowissenschaften und

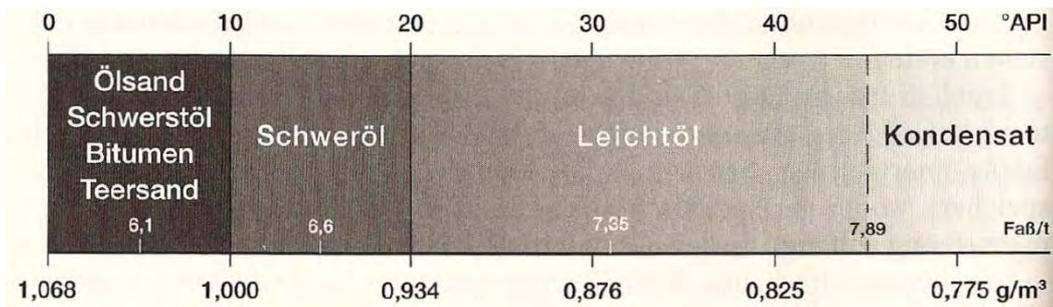
Rohstoffe (BGR) erfolgt. Es wird darauf hingewiesen, dass „die Mengenangaben im Vergleich zu Vorräten aus konventionellen Reservoiren noch mit größeren Unsicherheiten behaftet und weitere Revisionen zu erwarten sind.“ Die tatsächlich gewinnbare Menge hieraus ist zudem noch von vielen weiteren Faktoren abhängig (Behördliche Regulierungen, Energiekosten, Umweltbeeinflussung durch Fracking, etc.), so dass sich über die zukünftige Ausnutzung keine Aussage machen lässt. Vorläufig bleibt eine intensive Nutzung auf Nordamerika beschränkt. //DERA, 2012, 18// Aufgrund dieser Umstände werden im praktischen Teil dieser Arbeit nur das konventionell förderbare Erdöl und Erdgas betrachtet.



**Abbildung 5: Globale Potentiale, Reserven und Ressourcen von Erdöl 2011**  
Quelle: DERA, S. 2012

### Eigenschaften

Sobald das geförderte Öl für den Transport in die Raffinerien vorbereitet ist, wird es Rohöl genannt. Es kann farblich von Strohgelb bis hin zu tiefschwarz variieren. Die Einteilung der Rohölbestandteile erfolgt über die Dichte, beginnend bei der geringsten Dichte mit den Kondensaten des Rohöls. Darauf folgt die große Fraktion der Leichtöle, danach die Schweröle und zum Schluss die Ölsande, Schwerstöle, Bitumen und Teersande mit der höchsten Dichte. //Kosinowski, 2002, 71//Die Einteilung mit den genauen Dichtewerten ist in Abb. 6 dargestellt.



**Abbildung 6: Einteilung der Rohölbestandteile nach ihrer Dichte**  
 Quelle: Kosinowski, 2002, S. 72

Das komplexe Stoffgemisch beinhaltet hauptsächlich Alkane, Cycloalkane und Aromaten, wobei die prozentualen Anteile regional sehr unterschiedlich sind. Während Erdöl aus Pennsylvania beispielweise hauptsächlich Alkane aufweist, enthalten Erdöle aus Russland und Rumänien hohe Anteile an Cycloalkanen. Indonesische Erdöle beinhalten hingegen bis zu 40 % Aromaten. //Wollrab, 2009, 255//

Die mittlere Elementare Zusammensetzung von Rohöl beträgt nach //Eßner, 2011, 97//

- 84 - 87 % Kohlenstoff,
- 11 - 14 % Wasserstoff,
- 0 - 3 % Schwefel und
- 0 - 0,06 % Stickstoff.

Inhaltsstoffe des Rohöls nach //Wollrab, 2009, 256f//:

- Alkane: Sie bilden in den meisten Rohölen die Hauptfraktion und beinhalten hauptsächlich n-Alkane vom Methan bis zum Alkan mit einer 78-gliedrigen C-Kette.
- Naphthene: Alicyclische Verbindungen mit einem Fünf- oder einem Sechsring.
- Aromaten: Benzol, Toluol, Xylol, Cumol, Pseudocumol und andere Verbindungen.
- Stickstoffhaltige Verbindungen: Nur in sehr kleinen Mengen vorhanden, meistens heterocyclische Stickstoffverbindungen wie Pyridin, Pyrrolderivate und Chinolin.
- Schwefelverbindungen: Bis zu 1 % Anteil, eingebaut in einen Fünf- oder Sechsring. Unerwünschte Verbindungen, da sie die Umwelt belasten (SO<sub>2</sub>) und Motoren korrodieren lassen.

### 3.1.2.3 Erdgas

#### Entstehung

Die Entstehung des Erdgases geschah simultan mit der von Erdöl und Kohle. Auch hier handelt es sich um Jahrtausende alte organische Materie, die unter Sauerstoffausschluss und Einwirkung von hohen Temperaturen und Drücken in tieferen Sedimentschichten zu den jetzt genutzten fossilen Energieträgern umgewandelt wurde. In einer Tiefe von 2000 – 4000 Metern herrschen Temperaturen von 65 – 120 °C welche dabei maßgeblich bestimmten „*ob Kohle, Erdöl oder Erdgas entsteht, wobei für Erdgasbildung höhere Temperaturen erforderlich sind.*“ //Kästner et al, 2011, 17// Das entstandene Erdgas lagerte sich in poröses Gestein ein und wurde dort mit einem natürlichen Druck von 100 bis 500 bar gespeichert. //Kästner et al, 2011, 17f.// Wie in Kap. 3.1.1.2 schon erwähnt, war auch hier eine massive Gesteinsschicht („cap rock“) über der Lagerstätte nötig, damit das Gas nicht an die Erdoberfläche entweichen konnte.

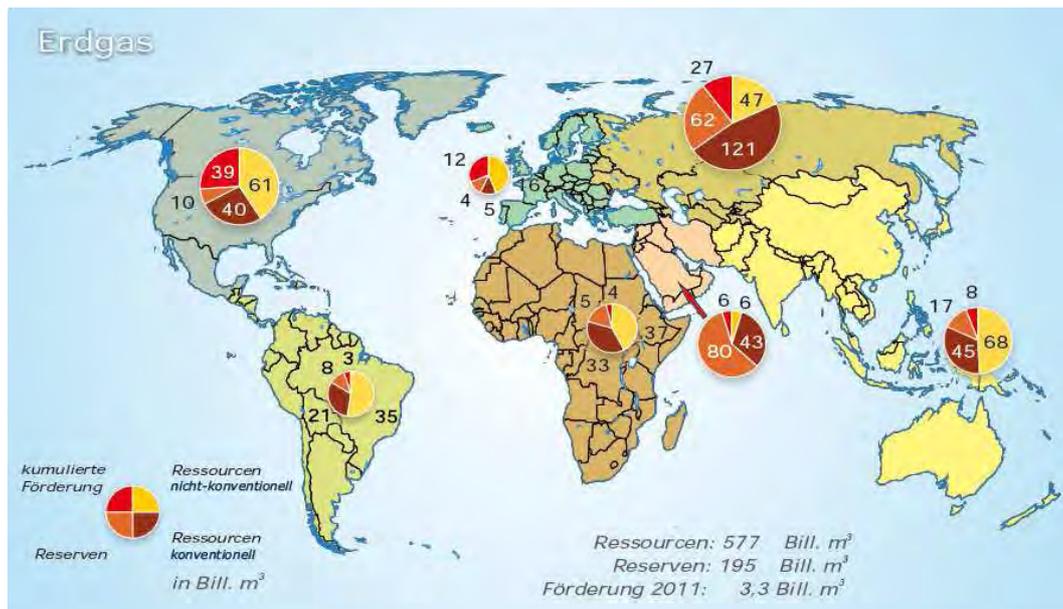
#### Vorkommen

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht momentan von einem Gesamtvorkommen von 772 Billionen m<sup>3</sup> Erdgas aus. Diese Zahl setzt sich zusammen aus Reserven, konventionellen Ressourcen und nicht-konventionellen Ressourcen.

Lange Zeit war Erdgas nur ein unerwünschtes Nebenprodukt bei der Erdölförderung. So wurden 1990, als die Förderung von Erdgas aufgrund des geringen Ölpreises noch nicht interessant war, weltweit ca. 105 Milliarden m<sup>3</sup> Erdgas einfach verbrannt. Dies entspricht der damals in Deutschland, Frankreich und Belgien insgesamt verbrauchten Erdgasmenge.

//Kosinowski, 2002, 77//

Die globale Verteilung der Erdgasressourcen ist wie beim Erdöl sehr ungleichmäßig. Hier wird allerdings in der Russischen Föderation der größte Anteil erwartet, während der Spitzenreiter bei den (konventionellen) Erdölressourcen, Saudi-Arabien, beim Erdgas erst auf Platz 5 folgt. Vor Saudi-Arabien liegen noch China (Platz 2), die Vereinigten Staaten (Platz 3) und Australien (Platz 4). Bei den heute noch verbleibenden Reserven entfallen 50 % auf nur drei Länder - die Russische Föderation, Iran und Katar. Rund 80 % der Reserven befinden sich in Besitz der OPEC - Mitglieder. //DERA, 2012, 20//Die genaue Verteilung von Reserven und Ressourcen ist der Abb. 7 zu entnehmen.



**Abbildung 7: Globale Potentiale, Reserven und Ressourcen von Erdgas 2011**  
 Quelle: DERA, S. 2012

### Eigenschaften

Erdgas ist ein brennbares, meist geruchloses ungiftiges Gas, das eine geringere Dichte als Luft aufweist. Die Zusammensetzungen in den weltweiten Erdgasvorkommen können stark variieren, doch der Hauptbestandteil des Erdgases ist immer Methan. Hinzu kommen weitere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan und Ethen. Anorganische Bestandteile sind Stickstoff, Kohlendioxid und Schwefelverbindungen. Einige Erdgase sind aufgrund der hohen Heliumkonzentration noch wichtige Quellen zur industriellen Gewinnung dieses Gases. Es gibt definitionsgemäß trockenes und nasses Erdgas. Als nass wird es bezeichnet, wenn es zusammen mit Erdöl in einer Lagerstätte vorkommt und sich im oberen Bereich aufkonzentriert. Trockenes Erdgas macht den weitaus größeren Anteil aus. Es entsteht bei dem Inkohlungsprozess von Ton und Braunkohle zu Steinkohle und Anthrazit. //Kosinowski, 2002, 79//

Das in Deutschland genutzte Erdgas wird grundsätzlich in zwei Erdgasqualitäten unterschieden:

- Erdgas mit der Qualität L (low) weist einen niedrigeren Methangehalt auf. Es wird in zwei Gruppen unterteilt, das niederländische Gas mit einem Methangehalt von 83 % und das einheimische Gas mit einem Methangehalt von 85 %.
- Erdgasqualität H (high) besitzt einen hohen Methananteil, hier gibt es drei Kategorien. Das russische Gas mit einem Methangehalt von 98 %, das norwegische Gas mit einem von 89 % und das Nordseegas.

//Kästner et al, 2011, 26//

#### ***3.1.2.4 Exploration***

Die moderne Exploration hat aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen immer den gleichen Verlauf. Um die Erdöl- und Erdgassuche möglichst wirtschaftlich zu gestalten, durchläuft sie mehrere Ebenen, angefangen bei der Kostengünstigsten. Erst bei positiver Bewertung des vorangegangenen Schrittes erfolgt eine weitere Erkundung der vermuteten Quelle bis hin zu teuren Versuchsbohrungen. Die einzelnen Stufen der Exploration neuer Quellen sind im Folgenden erklärt.

##### **1. Kartenstudium:**

Die Wahrscheinlichkeit von Erdöl -/ Erdgasvorkommen lässt sich recht genau durch die Studie von geologischen Karten ermitteln. Bei bestimmten Gesteinsformationen, insbesondere großen Sedimentbecken (Speichergestein), ist eine Lagerstätte wahrscheinlicher. Bei festen Felsformationen oder Salzkavernen ist ein Vorkommen unwahrscheinlich bis ausgeschlossen.

## 2. Luftbildvermessung:

Wurde ein potentielles Vorkommen anhand von geologischen Karten ausgemacht, wird mit der Erstellung und Auswertung von Luftbildern fortgefahren. So ist eine noch genauere Eingrenzung der vielversprechenden Bereiche sichergestellt.

## 3. Detaillierte Untersuchung:

Hierbei werden zwei unterschiedliche Methoden angewandt um zu prüfen, ob die im Vorfeld getroffene Vermutungen über Gesteinsformationen und eventuelle Lagerstätten haltbar sind und eine Erkundungsbohrung sinnvoll wäre.

### - Magnetische Messung:

Es werden kleine Unterschiede im Gravitationsfeld der Erde gemessen, die von den unterschiedlichen magnetischen Charakteren der verschiedenen Gesteine herrühren.

Mit dieser Methode lassen sich durch den Einsatz von Flugzeugen und Schiffen On- und Offshore große Flächen kostengünstig und schnell erkunden.

### - Seismische Messung:

Dies ist die am häufigsten angewandte Methode zur Erkundung von Gesteinsformationen. Durch eine geeignete Quelle (früher Dynamit, heute Vibrationsplatten) werden Schallwellen in den Boden geleitet und dort an tiefer gelegenen Schichtgrenzen unterschiedlich stark reflektiert. Die reflektierten Schallwellen werden an der Erdoberfläche durch Geophone detektiert und die Daten zur Ausarbeitung einer 3-Dimensionalen Karte genutzt. //Kosinowski, 2002, 71//

Der Einsatz des Messverfahrens ist auch Offshore möglich, hier wird ein Druckluftstoß als Schallquelle verwendet und statt der Geophone kommen Hydrophone zum Einsatz.

## 4. Explorationsbohrung:

Die vorangegangenen Verfahren können die Wahrscheinlichkeit auf Erdöl-/Erdgasvorkommen sehr stark eingrenzen, jedoch kann zum Schluss nur eine Versuchsbohrung Gewissheit bringen. Diese beginnt mit dem Einführen eines etwa 1 m breiten und 30 – 40 Meter langen Standrohres, womit weichere Oberflächenschichten vor dem Nachrutschen gesichert werden. Der eigentliche Bohrmeißel wird in dieses Standrohr gelassen, von wo aus er mit Hilfe des Verlängerungsverfahrens tief in das Erdinnere

eindringen kann. Zur Kühlung des Meißels und zum Austragen des Gesteins wird durchgehend mit einer Flüssigkeit gespült. //Kästner et al, 2011, 22// Die Bohrungen sind ein sehr aufwendiges Unterfangen, so muss beispielweise im Onshore-Bereich ein tragendes Fundament für das ganze Gerät angelegt werden. Im Offshore-Bereich sind mobile Ölbohrinseln und Schiffe nötig. Eine normale Explorationsbohrung an Land verursacht bei einer Bohrtiefe von etwa 1500 m Kosten von etwa 2 Millionen €<sup>3</sup>. Probebohrungen im Meer liegen um ein Vielfaches höher. //Kosinowski, 2002, 71//

#### 5. Bewertung der Quelle:

Zum Schluss erfolgt noch eine Bewertung der gefundenen Lagerstätten. Vor allem sind Fragen über die Eigenschaften (was für Gestein, zu erwartende Menge, Tiefe, etc.) und Wirtschaftlichkeit der Quelle zu klären. //Kästner et al, 2011, 21// Eine unwirtschaftliche Quelle kann natürlich durch steigende Rohölpreise rentabel werden. Dann wechselt sie definitionsgemäß von den Ressourcen zu den Reserven.

// Borthwick et al, 1997, 4-6//

### **3.1.2.5 Förderung**

#### Onshore

Wurde eine Quelle nach der Probebohrung für wirtschaftlich erklärt, kann mit der eigentlichen Förderung begonnen werden. Hierzu wird das entstandene Bohrloch (es können je nach Quelle auch mehrere sein) mit Rohren und Zement abgedichtet und anschließend gezielt durchbohrt und perforiert um einen kontinuierlichen Volumenstrom zu generieren. Durch den Anschluss eines Eruptionskreuzes wird der vorher generierte Volumenstrom regelbar. //Kästner et al, 2011, 22-23//

---

<sup>3</sup> Stand: 2002

## Offshore

Die Offshore-Förderung ist weitaus komplizierter und aufwendiger als die an Land. Es müssen teilweise große Tiefen überwunden und starken Stürmen mit bis zu 20 Meter hohen Wellen standgehalten werden. Je nach Wassertiefe haben sich einige Bauarten von Bohrrinseln bewährt.

- Bis 60 Meter Wassertiefe:

Das Trägergerüst der Bohrrinsel wird mit Wasser geflutet und so gezielt auf den Grund gesetzt.

- 60 bis 100 Meter Wassertiefe:

Die Stützbeine der Bohrrinsel werden elektrisch abgesenkt und fest im Meeresboden verankert. Die Aufbauten werden 15 – 20 Meter über dem Meeresspiegel installiert.

- 100 bis 1000 Meter Wassertiefe:

Die Bohrrinsel ist durch schwere schwimmende Anker auf einer Stelle fixiert. Um eine geringe Angriffsfläche für Wellen zu generieren wird der Schwerpunkt der Konstruktion durch flutbare Schwimmpontons weit unter die Meeresoberfläche verlagert. Diese Art von Bohrrinseln ist überaus groß und sehr teuer.<sup>4</sup>

- 1000 bis > 4000 Meter Wassertiefe:

Hochentwickelte Bohrschiffe werden durch computergestützte Messverfahren an einer Stelle gehalten. Die Positionierung erfolgt über rundum angebrachte Antriebe. Die Methode ist aufgrund der erhöhten Gefahren (siehe „Deepwater Horizon“ 2010 im Golf von Mexico) sehr umstritten und mit sehr großem finanziellen und technischen Aufwand verbunden.

## Stufen der Förderung

Während die Erdgasförderung nach dem Anlegen des Bohrloches relativ lange durch den hohen Eigendruck der Lagerstätte angetrieben wird, braucht man bei der Erdölförderung schon zeitnah nach der Bohrung Hilfsmittel, um den Massenstrom aufrecht zu erhalten. Deshalb ist die Erdölförderung in drei Förderstadien eingeteilt, die jede Lagerstätte durchläuft.

---

<sup>4</sup> Bsp. Stratfjord Plattform in Norwegen: 290 Meter hoch und 2 Milliarden € teuer

## 1. Primärförderung:

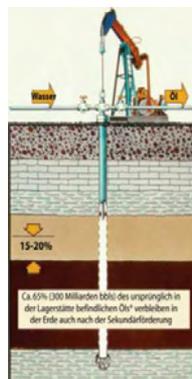
Das Erdöl wird durch den natürlichen Überdruck der Quelle an die Oberfläche gefördert. Ein Einbringen von Fremdenergie ist nicht nötig und es können, je nach Lagerstättenbedingungen und Erdöleigenschaften, 12 – 15 % des ursprünglich enthaltenen Erdöls entnommen werden.



**Abbildung 8: Primärförderung**  
Quelle: UEG, 2009, 2

## 2. Sekundärförderung:

Der Druck in der Lagerstätte sinkt und es kann keine kontinuierliche Förderung aufrechterhalten werden. Um die Ausbeute zu verbessern, wird das Einpressen von Wasser am Rande der Ölquelle angewandt. Um zu verhindern, dass das Wasser durch das viskose Öl hindurch zum Bohrloch fließt, ist es üblich, eine hochviskose Polymersubstanz zwischen dem Erdöl und dem Wasser einzubringen. Diese erhöht den Druck auf das Erdöl und es können weitere 15 – 20 % des ursprünglichen Inhalts gefördert werden. Die Gesamtausbeute steigt damit auf bis zu 35 %. Das gleiche Verfahren wird auch bei Erdgasquellen eingesetzt, nur sehr viel später.



**Abbildung 9: Sekundärförderung**  
Quelle: UEG, 2009, 2

### 3. Tertiärförderung:

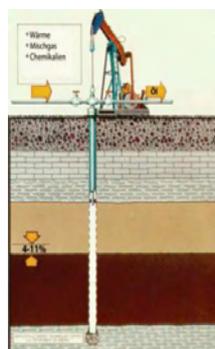
Wenn das Einpressen von Wasser den Förderdruck nicht mehr erbringen kann, kommen weitere Hilfsmaßnahmen zum Einsatz. Es gilt dabei vor allem die Viskosität des Öls herabzusetzen um die Strömungswiderstände zu überbrücken. Mit der Tertiärförderung lässt sich die Gesamtausbeute um weitere 4 – 11 % auf insgesamt maximal 46 % erhöhen.

- Thermisches Verfahren:

Es wird überhitzter Dampf oder heißes Wasser in die Lagerstätte gepumpt um die Temperatur zu erhöhen und dadurch die Viskosität zu senken. Es ist üblich das Bohrloch während der Dampfeinspeisung zu verschließen, damit sich die gesamte Quelle und das umliegende Gestein erwärmen können. Das Verfahren wird so oft wiederholt, bis der geförderte Wasseranteil zu hoch und damit eine weitere Aufrechterhaltung unwirtschaftlich ist. Des Weiteren ist es möglich einen Teil des Erdöls Untertage zu verbrennen, was den gleichen Wirkungseffekt hat. Mit kontinuierlicher Lufteinpressung wird das Feuer aufrechterhalten und das Öl in Richtung Bohrloch verflüssigt. Dieses Verfahren findet häufig bei der Schwerölförderung Anwendung.

- Chemische Verfahren:

Durch die Zugabe von öllösenden Chemikalien wird die Oberflächenspannung des Erdöls herabgesetzt und die Rinnenbildung verringert. In Kombination mit der Einpressung von Wasser lässt sich die Förderrate erhöhen bzw. stabil halten.



**Abbildung 10: Tertiärförderung**  
Quelle: UEG, 2009, 2 und eigene Bearbeitung

### *3.1.2.6 Transport der Primärenergieträger*

Der Transport der Primärenergieträger spielt bei der Betrachtung der energetischen Konversionspfade insbesondere für Deutschland eine ganze bedeutende Rolle. Aufgrund der knappen eigenen Rohstoffvorkommen ist die gesamte Wirtschaft, darunter auch der Verkehrssektor, vom Import von Rohöl und Rohgas abhängig. In 2011 mussten 97 % des Rohöls und 86 % des Rohgases //DERA, 2012, 10// aus anderen, teilweise weit entfernten Regionen nach Deutschland transportiert werden. Für diese enormen Mengen sind möglichst wirtschaftliche Infrastrukturen nötig. Der Transport auf der Straße zum Beispiel wäre nicht nur aufgrund des hohen Energieverbrauchs der LKW unwirtschaftlich, sondern auch mengenmäßig und zeitlich nicht zu bewältigen. Deshalb ist der Straßentransport wie auch der Transport durch Binnenschiffe und Eisenbahn-Kesselwagen erst bei der Verteilung der fertigen Rohölprodukte sinnvoll. //Sauer, 1982, 49// Für die wirtschaftlich und technisch sinnvolle Beförderung der Primärenergieträger kommen nur zwei Transportmöglichkeiten in Betracht, die Rohrfernleitungen (Pipelines) und Hochseetanker.

#### Die Pipeline

Die Idee der Pipeline liegt schon sehr lange zurück, so wurde in China bereits 5000 Jahre vor unserer Zeitrechnung das hohle Bambusrohr zur Beförderung von Wasser und Sole verwendet. Etwa 3000 Jahre vor Christi haben die Menschen in Indien begonnen, Wasser in Leitungen aus Ton zu transportieren und im Mittelalter nutzte man in Europa hohle Baumstämme. Die Metalle hielten erst mit den gusseisernen Rohren im 19. Jahrhundert Einzug in den Leitungsbau. Heute verwendet man Stahl um den hohen Drücken und Umwelteinflüssen standzuhalten. //MWV, 2006, 6// Beim Bau der Pipelines werden die Einzelsegmente direkt an das Ende der Leitung gebracht um sie dort zu verschweißen. Je nach Anforderungen erfolgt die Verlegung über- oder unterirdisch. In Deutschland ist aufgrund der dichten Besiedelung und der agrarwirtschaftlichen Nutzung fast ausschließlich der unterirdische Verlauf zu finden. Die Wandstärke der Rohre richtet sich vor allem nach den in der Pipeline herrschenden Betriebsdrücken. Um die Rohrleitungen vor Beschädigung und Korrosion zu schützen, erhalten sie einen durchgehenden Kunststoffmantel und werden unter Gleichstrom gesetzt. Der Strom verhindert elektrochemische Veränderungen des Stahls und der Kunststoffmantel dichtet gegen äußere Einflüsse ab. // Käßner et al, 2011, 41//

Nach dem Bau der Pipelines erfolgt neben der gesamten Regelung der Pipelinesysteme auch die Überwachung der Rohrleitung, der Einbauten und des Transportgutes in Steuerzentralen. Die Messwerte von zahlreichen Sensoren (z.B. Durchflussmesser) gelangen über Kabel in die Zentrale und werden mit Hilfe von Prozessrechnern analysiert. Zusätzlich werden die Trassen einmal im Monat zu Fuß oder aus der Luft begutachtet. //MWV, 2006, 8,12//

### Rohöl in der Pipeline

Eckdaten:

Die weltweit geförderte Menge an Rohöl betrug im Jahr 2011 rund 3998 Millionen Tonnen. //DERA, 2012, 15// Das geförderte Öl wird nur in den allerseltensten Fällen vor Ort genutzt, für den Großteil geht es weiter in das Tanklager eines Hafens, zur Weiterverarbeitung in die nächste Raffinerie oder direkt in die Abnehmerländer. Zumindest ein Teil des Transports erfolgt also immer über Rohrleitungen. Aus wirtschaftlichen und technisch machbaren Gründen beträgt die übliche Fließgeschwindigkeit in diesen Leitungen lediglich 5 – 7 km/h, trotzdem herrscht immer eine turbulente Strömung. Hierzulande befanden sich im Jahre 2006 ganze 2242 km reine Rohölleitungen sowie 3331 km Produktleitungen, //eigene Berechnung auf Grundlage: MWV, 2006, 23// welche die Raffinerieerzeugnisse verteilen. Die Hauptversorgungsleitungen Deutschlands sind in Abb. 11 dargestellt. Der größte Teil der deutschen Rohölpipelines ist älter als 30 Jahre, aufgrund des rückläufigen Rohölverbrauchs ist auch nicht mit zusätzlichen neuen Verbindungen zu rechnen.



**Abbildung 11: Wichtigste Deutsche Rohöl- und Rohölproduktleitungen**  
**Quelle: MWV, 2003, 14**

Einzelkomponenten einer Rohölpipeline: //Sauer, 2002, 39-41//

Für den sicheren Transport des Rohöls sind einige Einbauten in die eigentliche Rohrleitung notwendig. Dazu zählen folgende Hauptgruppen:

1. Tanklager mit Kopfstation:

Das geförderte Erdöl wird nicht direkt von der Quelle zu den Abnehmern gepumpt. Die erste Station ist immer ein Tanklager, in denen das Öl in Behältern mit einem Volumen von 40.000 bis >100.000 m<sup>3</sup> zwischengelagert wird. Durch Mischen der verschiedenen Erdöle wird hier eine gleichbleibende Qualität für die Abnehmer gewährleistet. Des Weiteren befinden sich an den Kopfstationen die Einschleusesysteme für Reinigungsmolche (Reinigungsmaschinen, welche mit dem Rohöl durch die Leitungen befördert werden) sowie einige Pumpen zum Druckaufbau.

## 2. Pumpstationen:

Die Pumpstationen befinden sich in unterschiedlichen Abständen entlang der Pipeline. Sie dienen dazu, den Druckverlust durch Reibungen in der Leitung und geodätische Höhenunterschiede auszugleichen. Mit parallel geschalteten Pumpen wird ein Überschreiten des maximal zulässigen Leitungsrucks und des Dampfdrucks der Produkte in der Leitung verhindert. Die Parallelschaltung der Pumpen dient der Gewährleistung einer Redundanz, das heißt bei Ausfall einer Pumpe muss die Zweite in der Lage sein, den gesamten Druckaufbau alleine zu bewältigen.

## 3. Druckentlastungsstationen:

Bei Regeleingriffen, zum Beispiel der Verstellung von Absperrventilen, kann es zu kurzzeitigen Druckerhöhungen kommen. Die Wahrscheinlichkeit hierzu ist aufgrund der Höhenunterschiede besonders in Talregionen erhöht. Sollte eine gefährliche Drucküberschreitung erfolgen, so öffnet sich ein Überdruckventil und ein Teil des Rohöls gelangt über eine zusätzliche Rohrleitung in einen Speichertank. Von da aus kann es bei gesunkenem Druck wieder langsam zurück in die Hauptleitung gefördert werden.

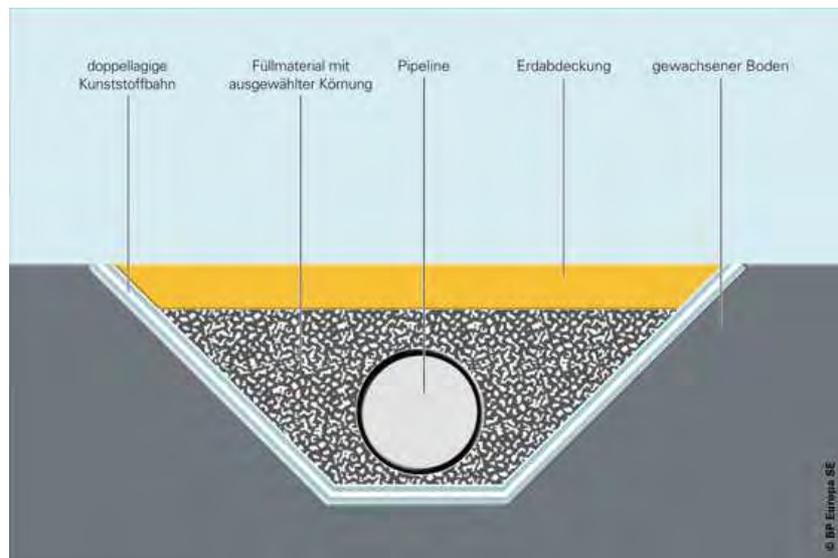
## 4. Übergabe- und Druckregelstation:

Hier erfolgt die Verteilung der ankommenden Chargen an die Kunden. Für die Erkennung der Chargengrenzen werden Durchfluss-, Druck-, Temperatur- und Dichtemessgeräte eingesetzt. Am Ende der Fernleitung ist eine Drucksenkung in einer Entlastungsanlage nötig. Dazu wird ein Regelventil eingesetzt, womit die Hauptleitung und die weiterführende Verrohrung vor Druckschlägen geschützt werden soll. So wie auch die Kopfstation besitzt die Übergabestation einige Molchstufen um die ankommenden Molche zu empfangen und weiterzuleiten.

## Besonderheiten im Bau der Rohölleitungen:

Wie schon erwähnt erfolgt die Leitungsführung in Deutschland größtenteils unterirdisch. Neben den allgemeinen Maßnahmen gegen Beschädigung und Korrosion ist bei Rohöl und Rohölprodukten, mit Blick auf die verheerenden Umweltauswirkungen einer möglichen Leckage, besonderer Schutz der Rohrleitung nötig. Um Bewegungen im Erdreich abzufedern, werden die Rohrleitungen in einem Kanal mit körnigem Füllmaterial einer bestimmten

Porösität verlegt. Des Weiteren kann der Kanalboden mit einer Folie ausgelegt werden, um bei eventuellen Leckagen zu gewährleisten, dass zumindest bis zu einem bestimmten Umfang kein Rohöl in das Erdreich eindringt. Zur Veranschaulichung ist die unterirdische Einbettung in Abb. 12 dargestellt. Bei der Beförderung von Schweröl ist noch eine zusätzliche wärmeisolierende Ummantelung nötig. Das Schweröl wird von Anfang an beheizt um die Viskosität herunter zu setzen und es fließfähig zu halten.



**Abbildung 12: Unterirdische Einbettung von Rohöl Fernleitungen**  
**Quelle: BP, 2008, S. 31**

### Rohgas in der Pipeline

Da die Aufbereitung des Erdgases direkt nach der Förderung erfolgt, handelt es sich beim Transport im engeren Sinne um einen Sekundärenergieträger. Deshalb sei hier auf das Kapitel 3.1.3.6 verwiesen.

### Rohöltransport Hochseetanker

Im Jahre 2010 wurden rund 29 von insgesamt 93,3 Millionen Tonnen Rohöl per Schiff nach Deutschland befördert, also rund 31 % des Gesamtimports. Im Rekordjahr 2005 betrug die per Schiff importierte Rohölmenge noch 40,6 Millionen Tonnen, d.h. der Rückgang des Transports über den Seeweg liegt bei 29 % //BMVBS, 2011, 267 / DERA, 2012, 19// Die sinkende Tendenz rührt aus dem geringeren Import aus den arabischen Ländern sowie der vermehrten Konzentration auf Russland als Exporteur her.

Die Anzahl an Tankern, so wie auch Ihre Größe selbst, ist kontinuierlich gewachsen. Heutzutage werden teilweise Schiffe mit einer Rohölkapazität von weit über 300.000 Tonnen und einer Länge von 350 Metern, sogenannte Ultra Large Crude Carrier, betrieben. //Kugeler et al, 2002, 681// Tanker dieser Größenordnung können wegen des Tiefganges von 22 Metern nur speziell ausgebaute Häfen anlaufen. Die Größe der Schiffe ist also abhängig von den Anforderungen und Einsatzbereichen. Die kleinsten Hochseetanker sind die „General Purpose Tanker“ mit einem Fassungsvermögen von 10.000 – 25.000 Tonnen Rohöl. Die geläufigen Tankerklassen und ihre Frachtkapazität sind in Tab. 3 zusammengefasst.

<b>Einteilung der Tanker in Größenklassen</b>		
<b>Bezeichnung</b>	<b>Abkürzung</b>	<b>Kapazität in tdw<sup>5</sup></b>
Ultra Large Crude Carrier	ULCC	> 320.000
Very Large Crude Carrier	VLCC	160.000 - 320.000
Suezmax		120.000 - 165.000
Large Range Carrier		45.000 - 160.000
Medium Range Carrier		25.000 - 45.000
General Purpose Tanker		10.000 - 25.000

**Tabelle 3: Einstufung der weltweiten Tankerklassen nach ihrer Frachtkapazität**  
**Quelle: nach Kugeler et al, 2002, 681**

Der Rohöltransport mit Tankern hat aufgrund der diskontinuierlichen Distribution wirtschaftliche Nachteile. //Sauer et al, 1982, 13// Zum Einsatz kommen die Hochseetransporte nur, wenn eine Pipeline nicht wirtschaftlich verlegt und betrieben werden kann, oder, wie in Deutschland, den Energiebedarf nicht deckt. Als Beispiel sei hier Japan genannt. Aufgrund der Insellage mit großen Wassertiefen ist praktisch die gesamte fossile Energieversorgung auf den Seeweg verlagert.

Der Antrieb der Tanker erfolgt entweder durch Dieselmotoren oder durch Dampf- bzw. Gasturbinen. Die Antriebe verbrauchen pro Transporttag in etwa 1 % der Ladekapazität. Als Beispiel gibt //Kugeler et al, 2002, 681// bei einer Reisegeschwindigkeit von 30 km/h und einer Distanz von 20.000 km einen Verbrauch von rund 3 % der transportierten Energiemenge an.

<sup>5</sup> (tdw = tons dead weight) Zulässiges Ladungsgewicht in Tonnen

### Rohgastransport mit Hochseetankern (LNG-Transport)

Der Transport von verflüssigtem Erdgas nach Deutschland spielt in der Gasversorgung noch keine gewichtige Rolle. Die Anbindungen an die niederländischen, norwegischen und vor allem an die russischen Vorkommen über Pipelinesysteme sind sehr gut ausgebaut und gewährleisten eine sichere Versorgung. Die geplanten LNG-Terminals in Wilhelmshaven und Bremerhaven sind momentan nicht wirtschaftlich nutzbar und so wurden die Projekte auf unbestimmte Zeit verschoben. Der Vollständigkeit halber wird hier trotzdem kurz auf den LNG-Transport per Tanker eingegangen, da dieser annähernd 50% der weltweiten Erdgasbewegungen ausmacht und bei sinkenden Förderquoten in Norwegen und den Niederlanden mit hoher Wahrscheinlichkeit auch für Deutschland in Zukunft eine Rolle spielen dürfte.

Aufgrund des hohen Energieverlustes von 12 – 20 % während der Reinigung, Verflüssigung und Verschiffung ist diese Art des Erdgastransports erst ab einer Entfernung von mindestens 3000 km sinnvoll. //Ketterer, 1995, 58// Wie auch beim Pipelinetransport erfolgt als erstes eine Reinigung des Erdgases. Im Anschluss läuft die Verflüssigung bei ca.  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  ab, dem Siedepunkt des dominierenden Methans. Die genaue Temperatur hängt von der Zusammensetzung des Gases ab. Im flüssigen Zustand hat das Erdgas nur noch  $1/600$  seines gasförmigen Volumens. Daraus ergibt sich, dass ein durchschnittlicher LNG-Tanker mit  $125.000\text{ m}^3$  Fassungsvermögen //Kugeler et al, 2002, 686// ein ursprüngliches Rohgasvolumen von  $600 * 125.000\text{ m}^3 = 75\text{ Millionen m}^3$  transportieren kann.

Im Schiff wird das LNG mit  $0,02 - 0,05\text{ bar}$  Überdruck in Tanksystemen gelagert. Das System besteht aus einzelnen, doppelwandigen Behältern aus Stahl, Beton oder einer Kombination aus beidem. Aufgrund der notwendigen Kühlung haben die Behälter einen Abstand von  $2 - 3\text{ Metern}$  zur Außenwand und der gesamte Zwischenraum ist mit Isolationsmaterial gefüllt. Trotz der guten Isolation „verdunsten“ ungefähr  $0,2\%$  der geladenen Gasmenge täglich, dieses Gas wird aufgefangen und trägt mit bis zu  $79\%$  zum Brennstoffbedarf bei. Dieses abdampfende Gas wird als „boil-off-gas“ bezeichnet. Die Motorisierung ist genauso individuell wie jedes Schiff an sich, Angaben dazu lassen sich nur bei genauerer Betrachtung einzelner Tanker machen. In der Bauweise der Tanks haben sich 3 Hauptkategorien etabliert, der Membrantank, der kubische Tank aus Aluminium und der kugelförmige Tank, ebenfalls aus Aluminium. //Sauer et al, 1982, 63-64//

### **3.1.2.7 Aufbereitung**

#### Rohgasaufbereitung

//Cerbe, 1986//

Die wichtigsten Verfahren bei der Aufbereitung des geförderten Rohgases sind die Entwässerung und die Entschwefelung. Bei minderwertigen Gasen sowie bei besonderen Ansprüchen kann eine sogenannte Konditionierung stattfinden. Dabei werden die Zusammensetzung und die Eigenschaften durch Verminderung unerwünschter und Anreicherung gewünschter Substanzen verändert. Die Konditionierung kann je nach Rohgasquelle und Anspruch sehr unterschiedlich ausfallen, weshalb hier nicht weiter drauf eingegangen wird.

#### Entwässerung:

Das in flüssigem und dampfförmigem Zustand vorliegende Wasser bildet beim Transport Gashydrate. Diese kristallinen Verbindungen können sich an den Leitungsinnenwänden anlagern und zur Verstopfung von Rohren führen. Des Weiteren können die Gashydrate Rohrinneiwände beschädigen und im Beisein von CO<sub>2</sub> zu Korrosion führen. In jedem Fall würde die Förderleistung einer Pipeline sinken. Die Aufbereitung erfolgt gleich nach der Förderung um Schäden in den Transportanlagen zu verhindern und um die unerwünschten Stoffe nicht über tausende Kilometer mitzutransportieren.

Um die Entstehung der Gashydrate zu verhindern werden nacheinander bis zu 3 unterschiedliche Verfahrensschritte zur Entfernung des Wassers angewandt.

- 1. Expansionstrocknung nach Joule-Thompson mit anschließender Fremdkühlung:  
Das Rohgas durchläuft unmittelbar nach dem Verlassen des Bohrlochs einen Hochdruckseparator, wo es mittels Reduzierventil vom hohen natürlichen Druckniveau der Lagerstätte auf ca. 70 bar entspannt wird. Die Entspannung bewirkt eine Temperaturerniedrigung und ein großer Teil des enthaltenen Wassers kann als Kondensat abgeführt werden. Hinter den Hochdruckseparator ist ein Luftkühler geschaltet, der die Temperatur des Gases für den nächsten Prozessschritt senkt.

- 2. Trocknung durch flüssige organische Absorptionsmittel:

Nach der Expansionstrocknung wird dem Gas ein flüssiges Absorptionsmittel (z.B. Glycol) zugegeben, an das sich das restliche Wasser bindet. Nach einer weiteren Abkühlung durch einen Wärmetauscher erfolgt die zweite Drosselung, wodurch die Absorption erhöht wird. Das mit Wasser angereicherte Absorptionsmittel wird in einem Separator vom Gasstrom getrennt und regeneriert. Im vorher als Rohgas durchlaufenen Wärmetauscher wird das entwässerte Reingas erhitzt und so vor Bildung von Gashydraten durch den Restwasseranteil geschützt.

Die Entwässerung durch die ersten beiden Verfahren, welche am häufigsten genutzt werden, ist in Abb. 13 schematisch dargestellt.

- 3. Trocknung durch feste Adsorptionsmittel:

Die Entwässerung durch feste Adsorptionsmittel ist aufgrund des hohen Druckverlustes sehr energieintensiv. Sie wird der Expansionstrocknung nur bei kleinen Durchsätzen oder extrem niedrigen Taupunkten ( $< -20\text{ °C}$ ) nachgeschaltet. Als Adsorptionsmittel kommen kugelförmige Stoffe mit großer innerer Oberfläche (ca.  $600\text{ m}^2/\text{g}$ ) zum Einsatz, vor allem Silikagel und Alugel. Die Entwässerung erfolgt im Wechselbetrieb mit Beladungs- und Regenerationsphasen. In Extremfällen kommen Molekularsiebe in Betracht, deren Porenoberfläche über  $1000\text{ m}^2/\text{g}$  betragen können. Mit der Porenoberfläche steigen natürlich auch Strömungswiderstand und Energieeinsatz. Die Reinigung der eingesetzten Adsorptionsmittel erfolgt bei  $150 - 300\text{ °C}$  und verbraucht dabei  $10 - 15\%$  der getrockneten Gasmenge.

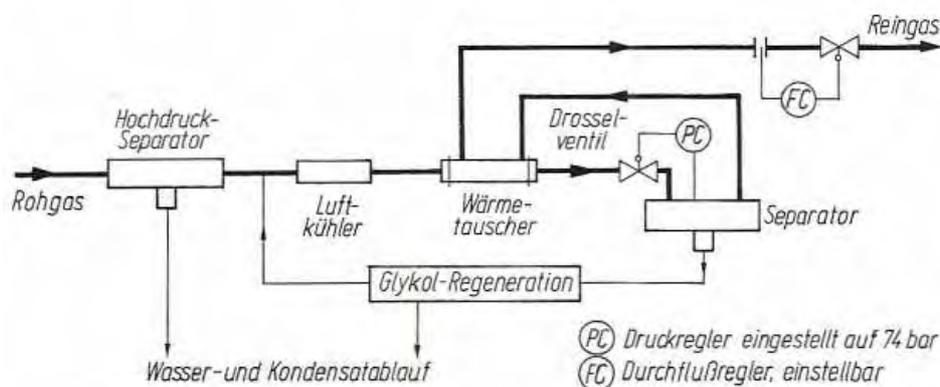


Abbildung 13: Schematischer Ablauf der Rohgasentwässerung nach Verfahrensschritt 1 und 2  
Quelle: Cerbe, 1986, S. 9

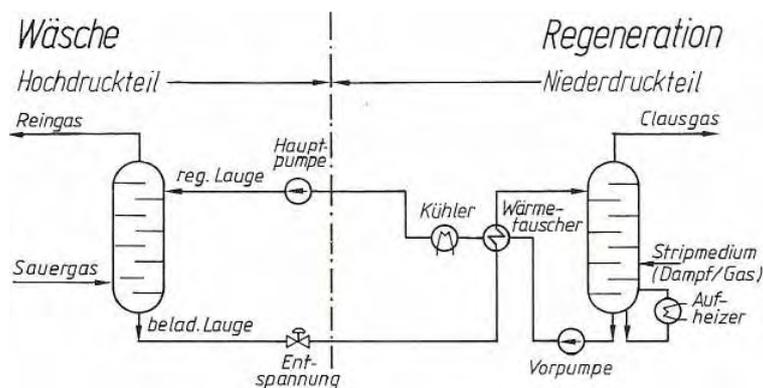
Entschwefelung:

Das Rohgas enthält abhängig vom Herkunftsland unterschiedlich hohe Schwefelanteile. Dieser Schwefel ist als gasförmiger Schwefelwasserstoff enthalten, wobei sich 3 unterschiedliche Qualitäten unterscheiden lassen. Sauer gas mit  $\geq 1\%$ , Leangas mit  $< 1\%$  und Süßgas ohne  $H_2S$ . Des Weiteren liegt der Schwefel in fester Form organisch gebunden als Kohlenoxisulfid (COS), Schwefelkohlenstoff ( $CS_2$ ) oder in sehr geringem Umfang als sogenanntes Mercaptan vor.

Das Sulfinol-Verfahren zu Schwefelentfernung:

Hierbei handelt es sich um eine Waschlauge, die sich aus Wasser und zwei Chemikalien zusammensetzt. Die Erste ist Tetrahydrothiophendioxid, deren Markname Sulfinol auch der Namensgeber für das Verfahren ist, die zweite ist Diisopropanolamin. Das Sulfinol dient der physikalischen Lösung des Schwefelwasserstoffs während das Diisopropanolamin chemisch mit dem Schwefel reagiert.

Die Entschwefelung findet in einer Waschkolonne mit 21 Glockenböden statt, die für eine intensive Durchmischung sorgen. Der Prozess erfolgt kontinuierlich im Zwei-Kolonnen-Betrieb. Die erste Kolonne dient der Anreicherung des Waschmittels, die zweite der Regeneration (siehe Abb. 11). Als Richtwert werden für  $100.000\text{ m}^3/\text{h}$  Rohgas rund  $800 - 900\text{ m}^3/\text{h}$  Waschlauge benötigt.



**Abbildung 14: Schematischer Aufbau der Entschwefelung mit Waschlauge im Zwei-Kolonnen-Betrieb**  
Quelle: Cerbe, 1986, S. 11

Die Beladung der Waschlauge mit den Schwefelverbindungen des Rohgases steigt mit Erhöhung der Partialdrücke an, (siehe Abb. 15), weshalb das Verfahren unter hohen Drücken bei Raumtemperatur stattfindet. Hierbei treten auch geringe Mengen des Methans in die Waschlauge über, der Verlust ist aber als minimal zu betrachten.

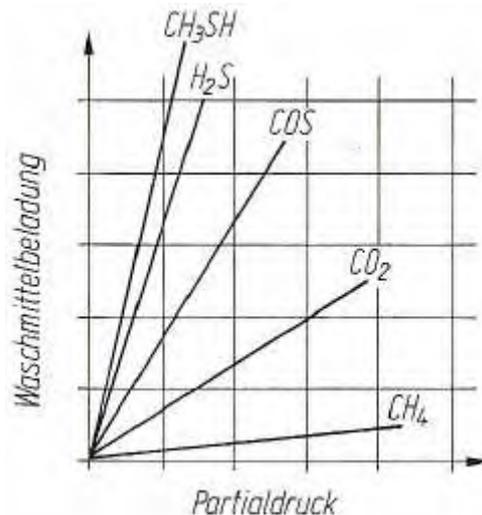


Abbildung 15: Abhängigkeit der Waschlaugebeladung von den Partialdrücken der Stoffe

Quelle: Cerbe, 1986, S. 11

### Rohölaufbereitung

Allgemeines zur Aufbereitung:

Deutsche Raffinerien werden mit Tankern über das Mittelmeer (Trieste und Lavera), die Nordsee (Wilhelmshaven und Hamburg) und die Ostsee (Rostock) beliefert. Außerdem erfolgt ein direkter Transport großer Mengen über Pipelines aus Russland und Kasachstan. Genauso Vielfältig wie die Herkunftsorte ist die Qualität der Rohöle, weshalb eine Spezifikation nicht über die komplexen chemischen Zusammensetzungen, sondern nach charakteristischen physikalischen Eigenschaften erfolgt. //Eßer, 2011, 99// Zum Beispiel steigt der Aufwand bei der Refination von Rohölen stark mit der Dichte. Je höher die Dichte, desto langkettiger die Moleküle und desto größer die nötige Spaltenenergie. Als weitere charakteristische Eigenschaft zählt die Belastung mit Fremdstoffen wie Schwefel, Stickstoff und Schwermetallen. Der Energieaufwand steigt auch hier mit den Anteilen der Fremdstoffe an.

Schritte der Aufbereitung:

#### 1. Entsalzung:

//Eßer, 2011, 99f.//

Das Salz liegt im ankommenden Rohöl in wässriger Lösung vor. Die Ursache ist entweder aus der Lagerstätte gefördertes Öl/Salzwasser Gemisch oder es handelt sich um Reste von Meerwasser, das als Ballast der Hochseetanker auf der Rückfahrt diente. Die Anteile können bis in den Prozentbereich an der Gesamtladung reichen. Das Entfernen des Salzes ist insofern wichtig, als das sich bei der späteren Destillation aus den enthaltenen Chlorid-Ionen Salzsäure bilden kann, was zu Korrosion in der Anlage führen würde.

Das Verfahren zur Entsalzung ist relativ einfach: Das Rohöl wird auf 110 – 140 °C aufgewärmt und mit ca. 10 % Süßwasser versetzt, was zu einer Verdünnung des Salzwassers führt. Die dadurch hervorgerufene Phasentrennung zwischen Öl und Wasser ermöglicht dann das Ableiten des gelösten Salzes mit dem Wasser.

Als erwünschter Nebeneffekt werden während der Entsalzung auch suspendierte Feststoffe wie Lehm oder Sand aus dem Rohöl entfernt.

#### 2. Destillation:

Bei der Destillation werden die einzelnen Bestandteile des Rohöls durch Ausnutzung der unterschiedlichen Siedepunkte getrennt. //MWV, 2003, 22// Die Destillation des Rohöls erfolgt in zwei Abschnitten, der Atmosphärendestillation und der Vakuumdestillation. Weil es sich bei den Raffinerieprodukten fast immer um Stoffgemische handelt werden die Produkte der beiden Verfahren in definierte Fraktionen unterteilt, die sich nach dem Abzugsort in der Kolonne richten. Die typische Einteilung ist in Tab. 4 dargestellt, wobei die für diesen Trennvorgang wichtigen Stoffe wie folgt vorliegen: Die Ottokraftstoffe sind die Produkte aus der Fraktion Rohbenzin, Naphta und Flüssiggas. Dieselmotortreibstoffe befinden sich zusammen mit den leichten Heizölen in den Mitteldestillaten. //Eßer, 2011, 97//

Einteilung der Destillationsprodukte nach Siedebereich		
Fraktion	Siedebereich in °C	Herkunft
LPG	< 40	Atmosph. Destillation
Rohbenzin (Naphtha)	40 – 177	
Kerosin	177 – 260	
Mitteldestillat	260 – 371	
Vakuumgasöl	371 – 570	Vakuumdestillation
Vakuumrückstand	> 570	

**Tabelle 4: Einteilung der Destillationsprodukte nach Siedebereich**  
**Quelle: nach Eßer, 2011, 100**

Atmosphärendestillation:

Vor Eintritt in die bis zu 50 m hohe Destillationskolonne wird das Rohöl durch rückgeführte Wärme aus dem Destillationsprozess in einem Wärmetauscher vorgeheizt. In der Kolonne erfolgt im Sumpfbereich eine Erhitzung auf 350 – 400 °C, wodurch die leichter siedenden Bestandteile aufsteigen und sich auf einer großen Anzahl von Austauschböden intensiv mit dem Rückfluss der schwerer siedenden Komponenten durchmischen. Die gewünschten Destillate werden je nach Spezifikation im oberen Teil (Leichtdestillate) oder im mittleren Teil (Mitteldestillate) der Kolonne abgezogen. Ein klarer Schnitt zwischen den Destillaten ist nicht möglich, weshalb die etwa 3 – 5 % des Mitteldestillats durchaus mit in die Herstellung des Benzins (Leichtdestillat) einfließen können. Das Sumpfprodukt der Atmosphärendestillation enthält lange schwersiedende Molekülketten, die ohne weitere Behandlung nicht für die Energieversorgung zu gebrauchen wäre. Nur in großen Schiffsmotoren oder festen Befeuerungsanlagen können solche Gemische verbrannt werden, die Nachfrage geht aber seit Jahren kontinuierlich zurück. //MWV, 2003, 22f.//

Vakuumdestillation:

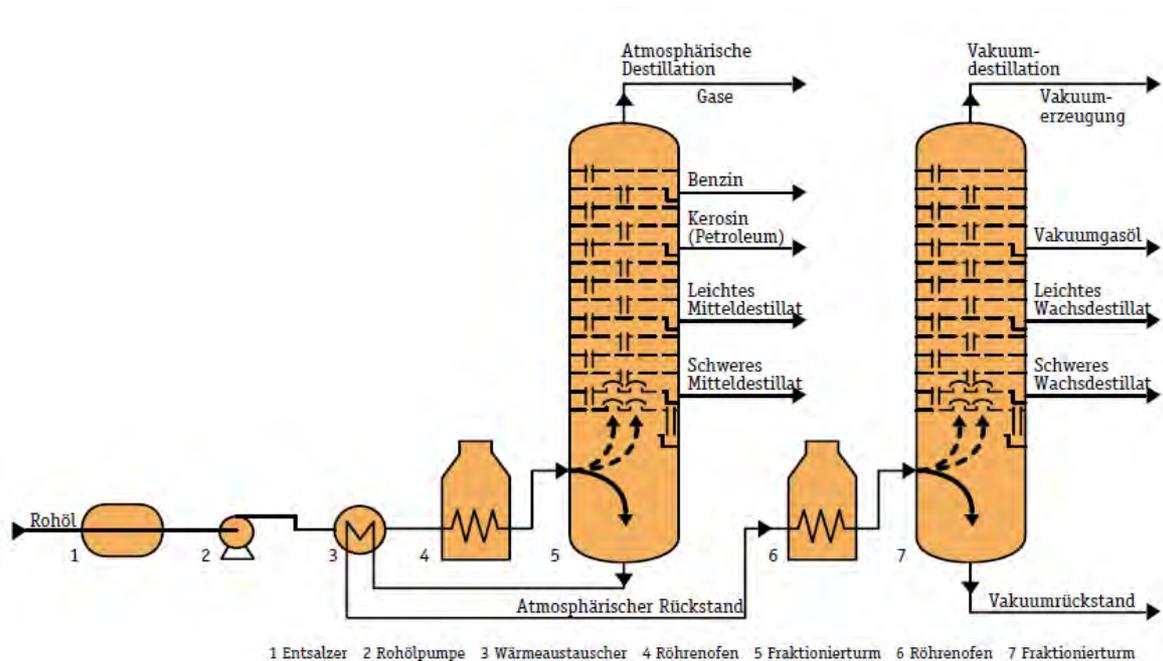
Um die schwersiedenden Bestandteile weiter zu lösen, wird das verbliebene Sumpfprodukt der Atmosphärendestillation in eine nachgeschaltete Vakuumkolonne gepumpt. Der Unterdruck ist nötig, damit kein thermisches Cracken<sup>6</sup> aufgrund der hohen Temperaturen abläuft. Durch einen Unterdruck von bis zu 50 mbar werden Stoffe mit einer Siedetemperatur von 590 °C unter Normaldruck bei ca. 400 °C schonend verdampft. Je nach Beschaffenheit des Sumpfprodukts kann auch noch Wasserdampf zur Senkung des Partialdrucks zugegeben werden. //MWV, 2003, 23//

<sup>6</sup> engl. *to crack* = Spalten

Gewonnen werden so die Vakuumöle, die den Mitteldestillaten der Atmosphärendestillation beigemischt werden, Stoffgemische die sich für das spätere Cracken eignen, Schmieröle sowie schwere Heizöle und Bitumenkomponenten. Im Kolonnensumpf verbleiben 10 – 50 % des eingesetzten Rohöls als Vakuumrückstand mit einem Siedebereich über 580 °C.

//Eßer, 2011, 109//

Die in den beiden Destillationsprozessen (siehe Abb. 16) gewonnenen Produkte sind ausschließlich Nebenprodukte, es folgen entweder noch Veredelungen wie Anreicherung und Reinigung oder aber noch komplette Umwandlungen, wie das Cracken.



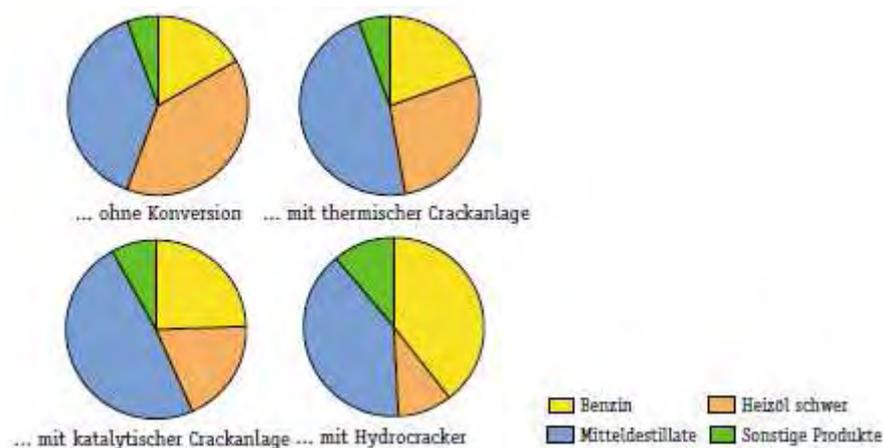
**Abbildung 16: Destillationsprozess mit Atmosphärenkolonne und Vakuumkolonne**  
**Quelle: MWV, 2003, S. 22**

### 3. Cracken

Allgemeines zu Cracken:

Man unterscheidet beim Cracken unter drei grundlegenden Prozessen, dem thermischen, dem katalytischen sowie dem Hydrocracken. //Rühl, 1984, 177// Im Laufe dieses Kapitels wird auf alle drei Verfahren eingegangen. Die erwähnten Sumpfprodukte bei der Destillation beinhalten hauptsächlich Substanzen mit langen Kohlenstoffmolekülen und aufkonzentrierte Schwefel- und Metallanteile. //Eßer, 2011, 109// Die anfallende Menge schwersiedender

Produkte übersteigt die Nachfrage bei weitem, jedoch wäre eine bloße Verfeuerung in den Raffinerien wegen der hochwertigen Inhaltsstoffe für die Fraktionen der Otto- und Dieselmotoren zu schade. Aufgrund des stetigen Anstiegs der Verkehrsbewegungen im Transport- und Privatbereich aber auch zur Energieerzeugung besteht für die leicht- und mittelsiedenden Stoffgemische eine sehr starke Nachfrage. Die Deckung hinsichtlich der qualitativen und quantitativen Anforderungen wird durch Spaltung der langkettigen Moleküle zu kurzkettigen Verbindungen gewährleistet. In einem nachgeschalteten Reformier werden aus ihnen Kraftstoffe höherer Oktanzahl hergestellt. Die Anreicherung der gefragten Leicht- und Mitteldestillate durch Umwandlung des Vakuumrückstands mit den unterschiedlichen Crackverfahren ist in Abb. 17 dargestellt.



**Abbildung 17: Veränderungen der Produktpalette einer Raffinerie durch Anwendung unterschiedlicher Crackverfahren**  
**Quelle: nach MWV, 2003, S. 23**

Durch Änderung bestimmter prozessabhängiger Faktoren lassen sich die entstehenden Produkte in gewissen Grenzen steuern.

- Spalttemperatur:

Die Spalttemperatur stellt die Temperatur dar, welche zur Überwindung der Bindungsenergie langkettiger Kohlenwasserstoffverbindungen nötig ist. Je höher die Temperatur während des Crackens, desto höher die Anzahl kurzkettiger Moleküle.

- Verweilzeit:

Bei kurzer Verweilzeit liegen viele sog. Olefinen<sup>7</sup> vor, mit steigender Verweilzeit steigt auch die Ausbeute an Oligomeren<sup>8</sup> und Koksabscheidungen.

<sup>7</sup> Cyclische oder acyclische Kohlenwasserstoffe mit einer oder mehreren C-Doppelbindung

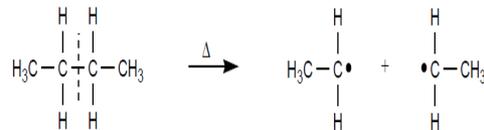
<sup>8</sup> Moleküle mit sich wiederholender Struktur (zum Beispiel Monomere)

- Partialdruck:

Mit hohem Partialdruck lenkt man die Reaktion gemäß des Prinzips des kleinsten Zwanges in Richtung der sinkenden Teilchenanzahl, also zu den langkettigen Produkten. Senkt man den Partialdruck allerdings ab, wird die Reaktion in Richtung der kurzkettingen Spaltprodukte und Olefine begünstigt.

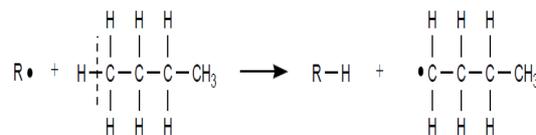
Thermisches Cracken:

Beim thermischen Cracken ruft man durch starke Temperaturerhöhungen von über 400 °C große Molekülschwingungen hervor. Die dadurch generierte Überwindung der Bindungsenergie von Kohlenstoffverbindungen führt zur Molekülsplaltung. Zuerst wird die C-C Kette so getrennt, dass bei beiden Spaltprodukten ein freies Elektron vorliegt. Es handelt sich bei den beiden Molekülen jetzt um Radikale (Beispiel siehe Abb. 18).

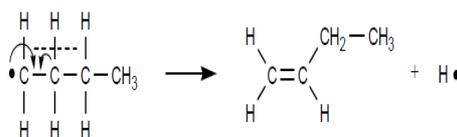


**Abbildung 18: Spalten eines Butanmoleküls in zwei Radikale**  
 Quelle: Wollrab, 2011, S. 263

Der instabile Zustand besteht nur sehr kurz, die hochreaktiven Radikale wandeln sich über weitere Reaktionen zügig in stabilere Verbindungen. Eine Möglichkeit besteht darin, dass sich ein Radikal mit dem abgesplatteten Rest eines anderen Moleküls verbindet (Abb. 19). Oder aber das Radikal zerfällt zu stabilen Alkenen. Hierbei entstehen Radikale mit kürzeren Ketten und einfache Wasserstoffatome, welche dann wieder mit anderen Fragmenten reagieren (Abb. 20).



**Abbildung 19: Anlagerung eines abgesplatteten H-Atoms an**  
 Quelle: Wollrab, 2009, S. 263



**Abbildung 20: Zerfall eines radikalischen Moleküls zu**  
 Quelle: Wollrab, 2009, S. 263

Für die Durchführung der dargestellten thermischen Spaltung kommen zwei Verfahren zum Einsatz:

- Visbreaking:

Hiermit werden hauptsächlich Rohölrückstände der Destillation in leichtflüchtige Heizöle umgewandelt. Das Verfahren ist eine „milde“ Form des Crackens in dem das Medium auf 450 – 490 °C erhitzt wird und sich so rund 30 % des Rückstandes innerhalb von 1 – 15 Minuten umwandeln lassen.

- Steamcracking:

Das Steamcracking ist eines der wichtigsten und am häufigsten angewandten Spaltverfahren. Hier wird das bei der Destillation entstandene Rohbenzin hauptsächlich in Ethen und Propen, die mengenmäßig wichtigsten Grundstoffe der organischen Chemie, umgewandelt. Die Wichtigkeit dieses Prozesses lässt sich aus dem Fakt ableiten, dass rund 30 % der Petrochemikalien von Ethen beeinflusst werden.

//Wollrab, 2009, 264 – 265//

Das Rohbenzin wird zur Partialdrucksenkung mit Wasserdampf versetzt (0,3:1 bis 0,9:1 //Eßer, 2011, 109//) und über eine Rohrleitung in einen Röhrenofen geleitet, in dem das Gemisch entweder für eine Sekunde auf 800 °C oder für eine halbe Sekunde auf 900°C erhitzt wird (siehe Abb. 21). Bei der ersten Variante bildet sich hauptsächlich Ethen, während bei der zweiten Variante zusätzlich ein Großteil Propen entsteht. Die Geschwindigkeit in den Rohrleitungen liegt im Bereich von 830 – 860 km/h.

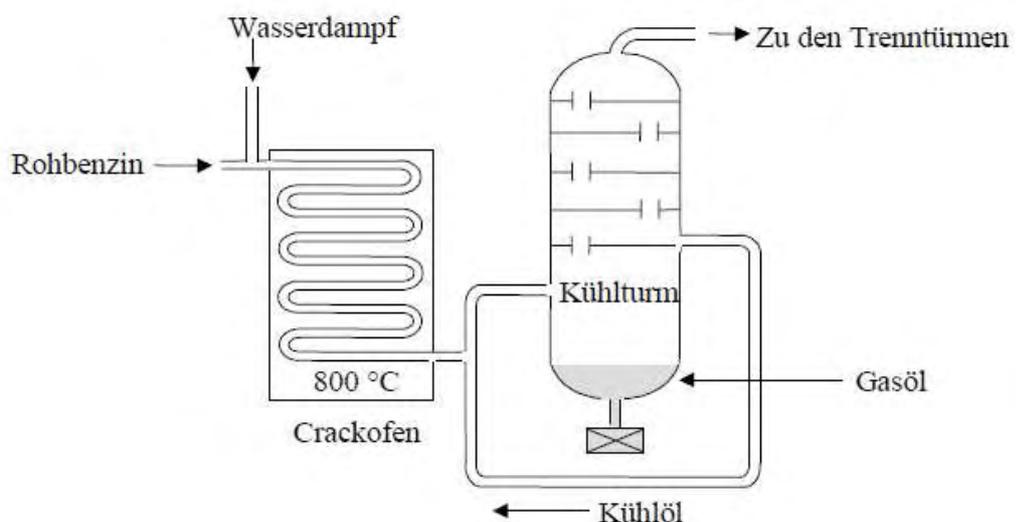


Abbildung 21: Schematischer Aufbau eines Steamcrackers  
Quelle: Wollrab, 2009, S. 265

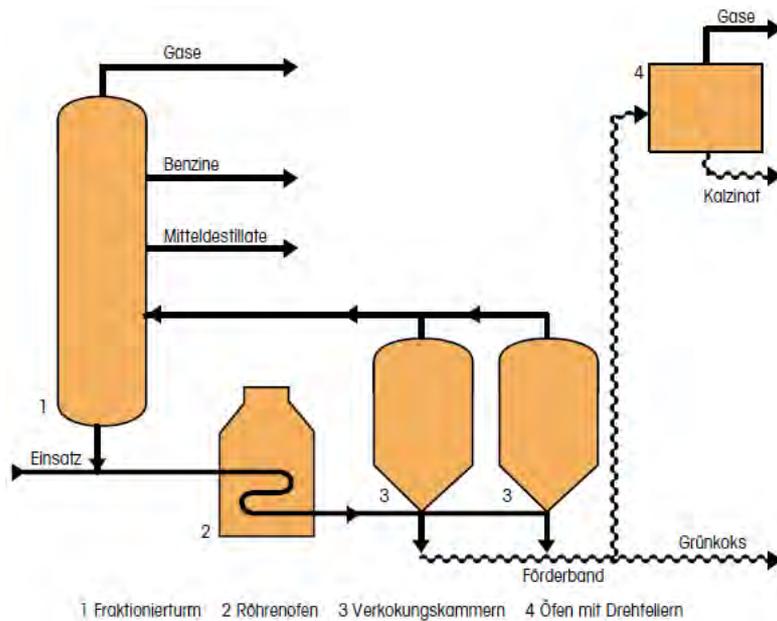
Nach Verlassen des Ofens wird der Produktstrom umgehend mit Kühl-Öl auf ca. 200 °C abgekühlt um Koksbildung zu vermeiden und anschließend in die einzelnen Produkte aufgeteilt (siehe Tab. 5) und weiterverarbeitet. //Eßer, 2011, 109//

<b>Produkte beim Naphta-Streamcracken</b>	
<b>Produkt</b>	<b>Ausbeute Massenprozent</b>
Ethen	29
Pyrolysebenzin	19
Propen	16
Methan	15,3
Butene	5,5
1,4-Butadien	4,3
Ethan	3,9
Wasserstoff	2
Propan	1,2
Ethin	0,5
Sonstige	3,3

**Tabelle 5: Produkte beim Naphta -Streamcracken**  
Quelle: nach Eßer, 2011, 109

Coken:

Das Coken zählt zu den thermischen Crackverfahren. Das Sumpfprodukt der Vakuumdestillation wird hier in festes Petrolkoks und in gasförmige Leichtsieder umgewandelt. Der Druckaufbau bis 30 bar und die Erhitzung auf 500 °C des Rückstandes sorgen für eine Durchströmung mit Schallgeschwindigkeit, was einen hohen Einsatz an Energie erfordert. Am Austritt des Ofens herrscht durch Strömungsverluste noch 1 – 2 bar Überdruck, welcher im nachgeschalteten Reaktor abgebaut wird. Dadurch erfolgt die gewünschte Trennung von festem Koks und Gas. Der Reaktor wird wegen des Vorganges Kokskammer genannt und muss aufgrund des festen Koks im Batchbetrieb mit zwei Reaktoren arbeiten. Während ein Reaktor an den Brennofen angeschlossen ist, wird der andere mit Hilfe eines harten Wasserstrahlts entleert. Die entstandenen Leicht- und Mittelsieder werden in einer Trennkolonne fraktioniert und das Koks entweder zum Verbrennen verkauft oder weiter aufbereitet, wobei die letzten Ölbestandteile bei 1200 °C austreten. //MWV, 2003, 22//

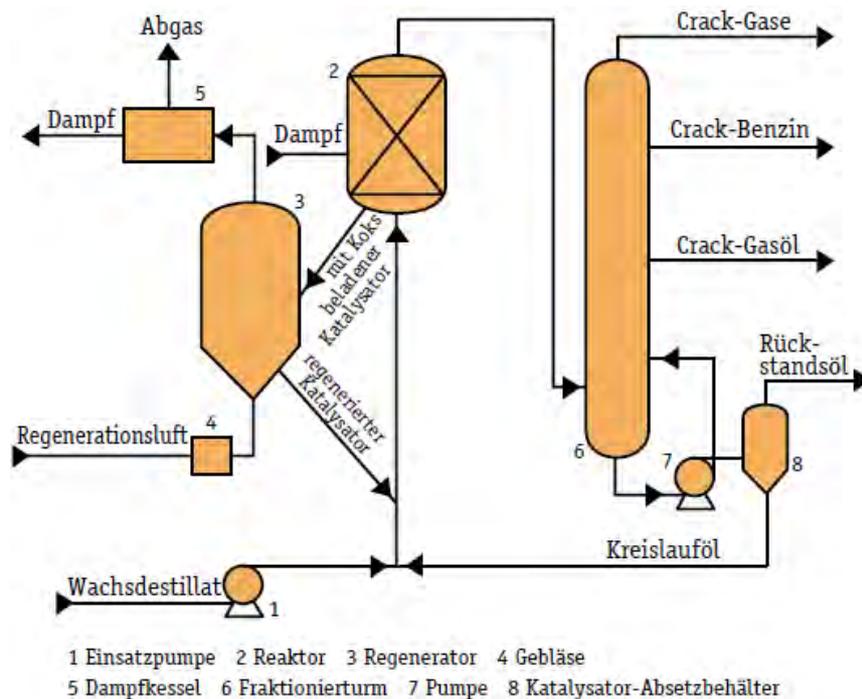


**Abbildung 22: Schematischer Aufbau einer Coker-Anlage**  
**Quelle: MWV, 2003, S. 22**

Katalytisches Cracken:

Auch das katalytische Cracken dient hauptsächlich der Umwandlung von Destillationsrückständen in niedriger siedende Stoffgemische. Es wird heutzutage üblicherweise in sog. Fluidized Catalytic Cracker (FCC) Reaktoren angewandt (siehe Abb. 23). Neben der thermischen Energie werden dabei pulverförmige, saure Katalysatoren mit einem Durchmesser  $< 150\mu\text{m}$  eingesetzt, um die Siedetemperaturen der stark endothermen Reaktionen zu senken. Die Katalysatoren bewegen sich aufgrund der geringen Korngröße innerhalb der Rohrleitungen wie ein Fluid und bieten mit ca.  $100\text{ m}^2/\text{g}$  eine sehr große Oberfläche. Die Katalysatorzugabe erfolgt zusammen mit auf  $260 - 400\text{ }^\circ\text{C}$  vorgewärmten Heißdampf und im sogenannten Riser, in dem schon der größte Teil der Reaktion vor Reaktoreintritt erfolgt. Der Reaktor selbst dient eigentlich nur noch dazu, durch die Querschnittsvergrößerung für eine Geschwindigkeitssenkung und damit einhergehender Schwerkrafttrennung von Gas und Partikeln zu sorgen. Neben der Umwandlung in niedrig siedende Kohlenwasserstoffe erfolgt eine Reinigung des Rohöls von Fremdstoffen. Innerhalb weniger Sekunden wird die Oberfläche der Partikel von Schwefel- und Koksablagerungen bedeckt und deaktiviert, weshalb ein kontinuierlicher Abzug nötig ist. In einem nachgeschalteten Wirbelschichtreaktor erfolgt eine Reinigung der Katalysatorpartikel durch abbrennen bei ca.  $730\text{ }^\circ\text{C}$ . Das nun stark erhitzte Pulver gelangt über einen Kreislauf zurück in die Crackanlage und stellt den Großteil der benötigten thermischen Energie zur Verfügung.

Der Nachteil des katalytischen Crackens liegt in der Empfindlichkeit gegenüber Schwermetallen. Wenn diese sich während des Prozesses an die Katalysatoroberfläche ablagern ist eine Aufbereitung nicht mehr möglich. So kommen nur relativ reine Rohöle in Frage, trotzdem sind ca. 1 % der gesamten Katalysatormenge täglich zu ersetzen, was bei großen Anlagen mit bis zu 380 t Katalysatorpulver und einem Umlauf von 70 t/min einer Masse von ca. 3,8 Tonnen entspricht. //Eßer, 2011, 106//



**Abbildung 23: Schematischer Aufbau einer FCC-Anlage zum katalytischen Cracken**  
Quelle: MWV, 2003, S. 26

Die Umschlagrate des katalytischen Crackens ist viel höher als beim rein thermischen Cracken, jedoch gibt es Einschränkungen in der Anwendung und es ist wesentlich aufwendiger. Eine nachgeschaltete Destillationskolonne trennt beim hydraulischen Cracken das entstandene Gemisch, welches Kohlenwasserstoffe vom Methan bis zum Schweröl aufweist. Das entstandene Crackbenzin weist jetzt eine Oktanzahl von 80 - 85 auf. //MWV, 2003, 26//

#### Hydrocracken:

Das Hydrocracken kann als Weiterentwicklung des Entschwefelungsprozesses angesehen werden, es erfolgt eine sog. Tiefenentschwefelung von Gasölen und Vakuumpgasölen. Der größte Vorteil dieser Anlagen liegt jedoch in der Flexibilität: So kann neben der

Entschwefelung die Spaltung in Mitteldestillate genauso angewandt werden wie die Vorbehandlung zum katalytischen Cracken. //Eßer, 2011, 109//

Der Prozess des Hydrocrackens findet bei einem Druck von 100 – 150 bar in Druckreaktoren mit Katalysatorfestbett aus Nickel-Molybdän-Beschichtung und unter Zugabe von Wasserstoff statt. Der Wasserstoff setzt sich unter dem großen Druck an die Rissstellen der C-Ketten, wodurch eine sehr weite Umwandlung und ein besonders hoher Anteil an wertvollen Leichtsiedern generiert werden kann. Je nach Wunsch kann die Produktpalette über die Wasserstoffzufuhr und den Druck in gewissen Grenzen eingestellt werden. In einer nachgeschalteten Destillationskolonne werden die unterschiedlichen Fraktionen getrennt und der Wasserstoff zurück in den Druckreaktor geführt. Das Hydrocracken hat den Nachteil, dass es die investitionsintensivsten Anlagen benötigt. Die hohen Investitionskosten ergeben sich aus den großen Drücken, welche entsprechende Wandstärken erforderlich machen. Des Weiteren muss meist eine separate Wasserstoffproduktionsanlage errichtet werden, um den hohen H<sub>2</sub>-Bedarf der Reaktion decken zu können. //MWV, 2003, 28//

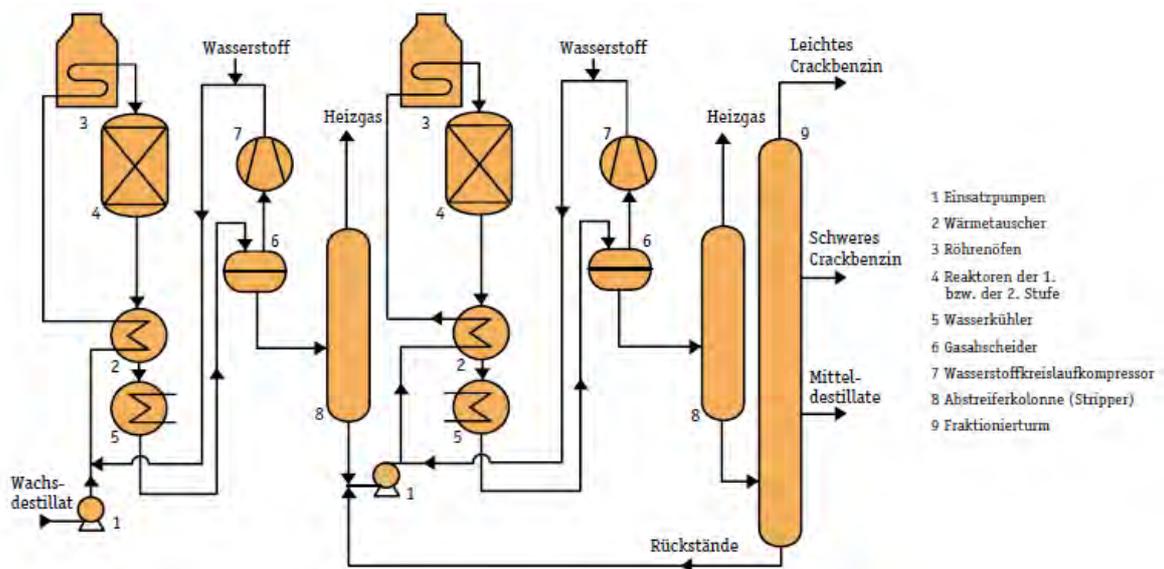


Abbildung 24: Schematische Darstellung einer Anlage zum Hydrocracken  
Quelle: MWV, 2003, S. 27

Energieverbrauch der Raffinerien:

Der Energieaufwand in den Raffinerien trägt zu einem maßgeblichen Teil zu den Konversionsverlusten bei. Nicht nur bei der Destillation selbst werden große Energiemengen zur Trennung des Gemisches benötigt: Auch die Peripherieanlagen, wie zum Beispiel die

Erzeugung von Prozessdampf, tragen zum Verlust bei. Für den Einsatz in den Raffinerien kommen die unedleren Produkte der Destillation zum Einsatz. Dies sind vor allem Gase und flüssige Rückstände, deren Vermarktung sich ohne eine besondere Veredelung nicht wirtschaftlich darstellen ließe.

Die Versorgung von Raffinerien mit elektrischer Energie kann in Deutschland über drei Wege erfolgen: Die Raffinerie verfügt über ein eigenes Kraftwerk, bezieht Strom aus dem öffentlichen Netz oder aber es wird Strom im Verbund von Raffinerie und öffentlichem Kraftwerk erzeugt.

//MWV, 2003, 35f.//

### **3.1.3 Sekundärenergieträger**

#### ***3.1.3.1 Definition Sekundärenergieträger***

Die Produkte der Primärenergieträger liegen nach den unter Kapitel 3.1.2.7 beschriebenen Aufbereitungsverfahren in gereinigter Form mit definierten Stoffeigenschaften vor. Es handelt sich jetzt um die sogenannten Sekundärenergieträger, welche durch weit verästelte Logistiknetze an die Endabnehmer verteilt werden. Im Verkehrssektor findet man einige Mineralölprodukte, aufbereitetes Erdgas (vor allem Methan) und zunehmend auch elektrische Energie und Wasserstoff.

#### ***3.1.3.2 Ottokraftstoff***

Der Kraftstoff dient dem Einsatz im Verbrennungsmotor des Erfinders Nikolaus Otto. Der Motor benötigt nicht-selbstentzündlichen Kraftstoff, welcher mit Luft gemischt durch einen Funken explosionsartig verbrennt. Die Dichte von Benzin beträgt etwa  $0,73 \text{ kg/m}^3$  und es hat einen Energiegehalt von  $43,9 \text{ MJ/kg}$ . //Görner, 2002, 116//

Das Stoffgemisch besteht aus kleinen unverzweigten Alkanen und Aromaten. Aufgrund der guten Verbrennungseigenschaften im Ottomotor hat sich die Verbindung Isooctan als Standard und Hauptbestandteil durchgesetzt. Isooctan hat definitionsgemäß die Octanzahl 100, an der sich alle Kraftstoffe für Ottomotoren messen. Benzol hat von den

Verbrennungseigenschaften her zwar eine Octanzahl von 106, gilt aber als kanzerogen und darf deshalb höchstens zu 5 Vol.-% im Kraftstoff enthalten sein.

//Flottmann et al, 2004,169f.//

Die Herstellung von Ottokraftstoffen ist aufgrund der sinkenden Nachfrage seit Jahren rückläufig. Allein in den Jahren 2005 bis 2011 sank die Inlandsproduktion um etwa 17 %, der Import um 67 %, der Inlandsabsatz um ca. 16 % und der Export in das Ausland um ca. 35 %, wie Tab. 6 wiedergibt. Aus den Anteilen des Verkehrssektors wird die überragende Bedeutung des Ottokraftstoffes für die Mobilität deutlich.

Verteilung von Ottokraftstoff					
Jahr	Produktion deutscher Raffinerien in 10 <sup>3</sup> t	Importmenge in 10 <sup>3</sup> t	Inlandsabsatz		Exportmenge in 10 <sup>3</sup> t
			Gesamt in 10 <sup>3</sup> t	Verkehrssektor in 10 <sup>3</sup> t	
2005	25.425	4.653	23.431	22.813	4.670
2006	24.924	1.785	22.249	21.398	4.471
2007	24.289	1.442	21.292	20.524	4.372
2008	23.752	1.282	20.561	19.650	4.341
2009	23.428	1.078	20.178	19.044	3.867
2010	21.484	1.633	19.615	18.236	3.117
2011	21.089	1.533	19.601	Keine Daten	3.025

**Tabelle 6: Verteilung von Ottokraftstoff 2005 - 2011**  
Quelle: MWV, 2011, 51-76

### 3.1.3.3 Dieselmotorkraftstoff

Dieselmotorkraftstoff kommt in Selbstzündermotoren des Erfinders Rudolf Diesel zum Einsatz. Durch Komprimierung von Luft im Zylinder entsteht Hitze, welche beim Einspritzen des Kraftstoffes zu spontaner Selbstentzündung führt. Dieselmotorkraftstoff weist eine Dichte von 0,853 kg/m<sup>3</sup> und einen Heizwert von etwa 42,8 MJ/m<sup>3</sup> auf. //Görner, 2002, 116// Das Gemisch besteht aus langen, unverzweigten Alkenen. Als Standard wurde die Verbindung Hexadecan definiert, für das die sog. Decanzahl als Maß für Motorverträglichkeit des Kraftstoffes mit 100 angegeben ist. //Flottmann et al, 2004,169f.//

Im Gegensatz zum Ottokraftstoff ist für die mengenmäßige Herstellung und Verteilung kein eindeutiger Trend abzusehen. Die Produktion von Dieselmotorkraftstoffen innerhalb Deutschlands sank zwischen 2005 und 2011 um knapp 11 %. Während der Import von 2005 bis 2008 ebenfalls um rund 11 % sank, stieg er zwischen 2008 und 2011 um 127,7 % an. Zeitgleich mit dem starken Importzuwachs sanken die Exportmengen 2007 bis 2011 um ca. 94 %. Durch die

steigenden Importe und sinkenden Exporte lässt sich die Befriedigung des steigenden Inlandsabsatzes, von 2005 bis 2011 um 13,4 %, bei sinkenden Produktionsmengen erklären (siehe Tab. 7). Hierbei wird der große Anteil des Verkehrssektors am Verbrauch deutlich.

Verteilung von Dieselkraftstoff					
Jahr	Produktion deutscher Raffinerien 10 <sup>3</sup> t	Importmenge 10 <sup>3</sup> t	Inlandsabsatz		Exportmenge 10 <sup>3</sup> t
			Gesamt 10 <sup>3</sup> t	Verkehrssektor 10 <sup>3</sup> t	
2005	34.824	4.293	28.531	25.784	8.894
2006	34.365	3.385	28.765	25.853	9.138
2007	35.320	3.137	29.059	25.648	9.391
2008	34.551	3.823	29.906	26.262	7.841
2009	33.041	4.260	30.936	26.535	6.570
2010	30.108	7.511	32.128	27.694	5.085
2011	30.921	8.703	32.964	Keine Daten	4.833

**Tabelle 7: Verteilung von Dieselkraftstoff 2005 - 2011**  
Quelle: MWV, 2011, 61-65

### 3.1.3.4 Erdgas

Das Erdgas wird, wie schon beschrieben, gleich nach der Förderung aufbereitet. In Deutschland findet bestenfalls noch die Vermischung der unterschiedlichen Erdgasqualitäten statt, womit insbesondere der stark schwankende Heizwert (siehe Tab. 8) für den Endabnehmer konstant gehalten wird.

Erdgas-Heizwert nach Herkunft	
Herkunft	Heizwert in MJ/m <sup>3</sup>
Deutschland	12,8 – 36,44
Russland	33,5 – 35,5
Norwegen	39,98[1]
Niederlande	31,98

**Tabelle 8: Erdgas-Heizwert nach Herkunft**  
Quelle: Görner, 2002, 116

Die Erdgasversorgung Deutschlands erfolgt momentan noch zu knapp 10 % durch heimische Förderung, //BAFA, 2011, 4// die Produktionsraten sind jedoch rückgängig, weshalb sich wie beim Erdöl bald eine nahezu vollständige Importabhängigkeit einstellen dürfte.

//LBEG, 2012, 36f.//

Der Anteil des Verkehrssektors am Erdgasverbrauch ist derzeit noch sehr gering. Knapp 90.000 Fahrzeuge mit Erdgasantrieb waren im Jahre 2011 zugelassen, davon keine nennenswerte Anzahl im Nutzfahrzeugbereich. //DENA, 2011, 8f.// Im Jahre 2010 betrug die verbrauchte Energie aus Erdgas im deutschen Verkehrssektor rund 9.000 Terajoule, //BMVBS, 2011, 296// dies entspricht ca. 0,2 % des gesamten Erdgasbedarfs in Deutschland von 4.303.181 TJ im selben Jahr. //BAFA, 2011, 5//

### **3.1.3.5 Wasserstoff**

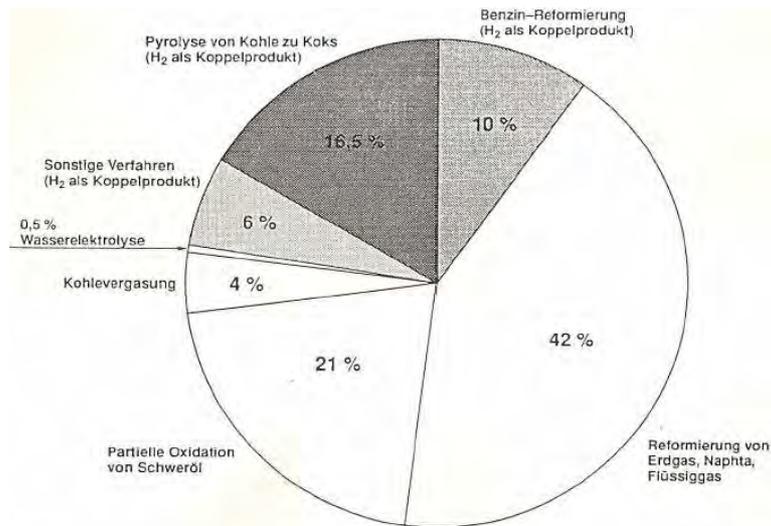
Wasserstoff ist ein Sekundärenergieträger, der aus jedem Primärenergieträger hergestellt werden kann. Mit 92,7 % ist er mit Abstand das am häufigsten vorkommende Element im Universum. Auf der Erde sind die Vorkommen an reinem Wasserstoff in Form von Wasserstoffmolekülen ( $H_2$ ) auf Orte mit hoher natürlicher Energiedichte beschränkt, zum Beispiel Vulkane und geothermalen Quellen. Die hochreaktiven H-Atome befinden sich zumeist in der Verbindung mit Wasser ( $H_2O$ ), Kohlenwasserstoffen wie Methan ( $CH_4$ ) und anorganischen Hydriden wie Kaliumhydrid (KH). //Eichlseder et al, 2012, 32// Zur synthetischen Gewinnung von Wasserstoff als  $H_2$ -Molekül ist also immer mindestens die Überwindung der Bindungsenergie nötig, was in industriellen Prozessen unausweichlich Verluste mit sich führt.

Das entstehende Produkt ( $H_2$ ) verfügt bei einer Dichte von  $\rho = 0,08989 \text{ kg/m}^3$  über einen Heizwert von  $H_U = 126654 \text{ kJ/kg}$ , // Eingartner et al, 1995 ,5// dies entspricht in etwa dem dreifachen massebezogenen Energiegehalt von Otto- und Dieselmotorkraftstoff. //AGEB, 2011, 1//

Es gibt eine Vielzahl von Herstellungsprozessen für reinen Wasserstoff (siehe Abb. 25)<sup>9</sup>. Neben der in dieser Arbeit betrachteten Möglichkeit ihn zur Energiespeicherung einzusetzen, wird er hauptsächlich als Edukt in der chemischen Industrie verwendet, worauf der Großteil der Produktion entfällt. Im Energiesektor macht die Produktion von Wasserstoff nur Sinn, wenn er aus regenerativen Quellen gewonnen wird. Jegliche Umwandlung aus fossilen Rohstoffen, oftmals sogar selbst schon einsetzbaren Sekundärenergieträgern, würde zu höherem Energieaufwand und damit auch zu steigenden Emissionen führen.

---

<sup>9</sup> Die dargestellten Anteile stammen aus dem Jahre 1995, jedoch trifft d auch heute noch zu, dass die Dampfpreformierung den größten und die Elektrolyse den kleinsten Teil ausmacht.



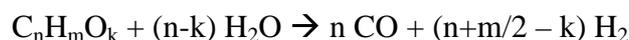
**Abbildung 25: Anteile der industriellen Prozesse an der weltweiten Wasserstoffproduktion**  
**Quelle: Eingartner et al, 1995, S. 2**

In dieser Ausarbeitung wird im weiteren Verlauf auf die Dampfreformierung und die Wasserstoffelektrolyse eingegangen. Die Dampfreformation wird lediglich zu Vergleichszwecken mit der Elektrolyse angeführt, da sie das am häufigsten angewandte Verfahren ist. Für den Flughafen ist vornehmlich der Einsatz von Elektrolysewasserstoff aus regenerativ erzeugter Energie von Belang.

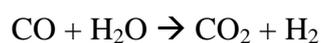
### Dampfreformation

//Eichlseder et al, 2012, 64f.//

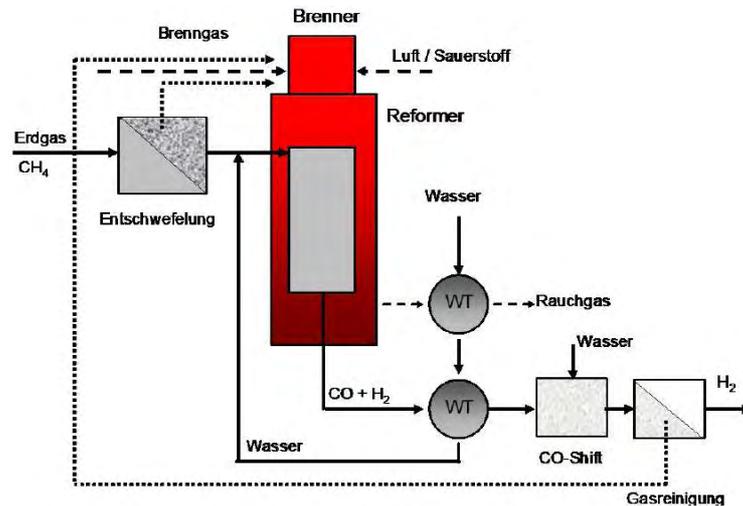
Als Einsatzstoffe dienen bei der Dampfreformation leichte Kohlenwasserstoffe (Erdgas, Flüssiggas oder Naphta), welche bei Temperaturen von 700 – 900°C und Drücken von 20 – 40 bar mit Wasserdampf in Kontakt gebracht werden. Aufgrund des endothermen Reaktionsverlaufs kommen Katalysatoren aus Nicken oder Edelmetall zum Einsatz, um die nötig Reaktionsenergie zu verringern. Die Kohlenwasserstoffe reagieren mit dem Wasserdampf zu sogenanntem Synthesegas, bestehend aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff.



Durch die nachgeschaltete, leicht exotherme Wassergasreaktion (auch Shiftgasreaktion genannt) reagiert das Kohlenstoffmonoxid mit Wasserdampf zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff.



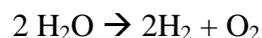
Im Anschluss erfolgt die Abtrennung des Kohlenstoffdioxids durch Druckwechseladsorption oder Membrane. Der gesamte Prozess ist beispielhaft für die Erdgasdampfpreformation in Abb. 26 dargestellt.



**Abbildung 26: Wasserstoffproduktion durch Dampfpreformation von Erdgas (Methan)**  
 Quelle: Eichlseder et al, 2012, S. 65

Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse  
 //Eingartner et al, 1995, 11-18//

Das Prinzip der Elektrolyse wird schon seit Beginn des 20. Jahrhunderts für die Wasserstoffproduktion eingesetzt. Durch Anlegen einer elektrischen Spannung wird das eingesetzte Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) aufgespalten.



Die Spaltung erfolgt in einem Elektrolyt, in welchem das Wasser in Form von  $\text{H}^+$  - und  $\text{OH}^-$  - Ionen vorliegt. Bei dem Elektrolyten kann es sich je nach Temperaturbereich um

1. Wasserhaltige Lösung (bis 150 °C)
2. Salzschnmelze (bis 350 °C)
3. Feststoffelektrolyt (bis 1000 °C) handeln.

In den Elektrolyten sind die beiden Elektroden, Anode (-) und Kathode (+), eingebracht, welche durch eine Membran (Diaphragma) getrennt sind. Das Diaphragma besitzt die Eigenschaft, für Gas undurchlässig und für Ionen durchlässig zu sein.

Das Prinzip der Elektrolyse hat sich bis heute nicht großartig verändert. Der Schwerpunkt der Forschung liegt grundsätzlich auf der Verbesserung des Wirkungsgrades der Elektrolyseure durch Variation von verwendeten Materialien und Prozessführungen. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf der Verringerung des elektrischen Widerstandes durch dünnere Diaphragmen, dem Einsatz von nicht-edelmetallischen Katalysatoren an der Elektrodenoberfläche sowie auf Prozessen mit höheren Temperaturen.

### ***3.1.5.6 Transport der Sekundärenergieträger***

Die Möglichkeiten für den Transport der Sekundärenergieträger sind sehr vielfältig. So kann die in Energieträgern gespeicherte Energie über sämtliche Verkehrswege wie Straße, Schiene, Seeweg oder Pipeline, erfolgen. Die Verteilung der elektrischen Energie aus Kraftwerken erfolgt über Kabeltrassen. Im Praxisteil dieser Arbeit wird der Sekundärtransport speziell für den Flughafen Hamburg untersucht, da eine allgemeine Aussage nicht hinreichend genau ausfallen würde. Aufgrund der günstigen Lage Hamburgs mit seinem Hafen und den Raffinerien und Kraftwerken ist der Transportweg zum Flughafen Hamburg sehr kurz. In Kapitel 3.1.5.6 wird der Umfang auf die im praktischen Teil der Arbeit betrachteten Transportwege beschränkt. Hierzu zählen der Straßentransport von Mineralölprodukten (Otto- und Dieselmotoren) mit Tanklastwagen, der Transport des Erdgases über Pipelines sowie die Anlieferung elektrischer Energie über Kabeltrassen.

#### Straßentransport

Die Auslieferung kleinerer Abnahmemengen erfolgt mit Tanklastwagen und Tanksattelanhängern, die ein Volumen von bis zu 40 m<sup>3</sup> aufnehmen können. //Sauer et al, 1983, 260// Meist handelt es sich hierbei um die Lieferung zu den Endabnehmern wie Tankstellen oder Chemieunternehmen. Der Dieserverbrauch während des Transportes hängt stark von der Motorisierung und dem Alter der verwendeten Motoren, aber auch von der Beschaffenheit der Fahrbahnoberfläche ab. So kann der Verbrauch auf einer schlechten Straße durchaus um über 5 Liter höher liegen als auf modernen reibungsarmen Autobahnen. Der durchschnittliche Dieserverbrauch für einen 40 t LKW liegt, exklusive Stadtverkehr, unter voller Beladung bei rund 30 l / 100 km. Ohne Ladung beträgt der Verbrauch rund 21 l / 100 km. //Spielmann et al, 2011, 20ff.//

## Erdgaspipelines

Eckdaten:

Im Jahre 2011 wurden weltweit rund 3.337 Milliarden m<sup>3</sup> Erdgas gefördert, ///DERA, 2012,19// wobei der Heizwert zwischen 10.000 und 46.000 kJ/m<sup>3</sup> stark schwankte. //Sauer, 1982, 52// Rund 80 % des weltweiten in Pipelines transportierten Erdgases gelangen ohne Zwischenspeicherung direkt von der Förderstelle zum Endverbraucher. Lediglich 20 % des weltweiten Erdgases werden zur Verschiffung als „Liquid Natural Gas“ (LNG) in Tanklager befördert. //Kugeler et al 2002, 682// Für das in Deutschland ankommende Erdgas sind in Tab. 9 die Zusammensetzungen und Kennwerte nach Herkunftsländern dargestellt.

Zusammensetzung der Erdgassorten nach Herkunft						
Qualitätsstufe			H (high quality)		L (low quality)	
Gassorte (Herkunft)			Nordsee-Erdgas	Rußland-Erdgas	Holland-Erdgas	Verbund-Erdgas Nord
Zusammensetzung	Methan	Vol.-%	84,84	96,37	83,77	84,91
	Ethan	Vol.-%	9,23	0,51	3,51	1,75
	Propan	Vol.-%	2,26	0,17	0,73	0,16
	Butan	Vol.-%	0,69	0,06	0,24	0,15
	Pentan	Vol.-%	0,13	0,02	0,07	0,02
	Hexan, Heptan, Oktan	Vol.-%	0,04	<0,01	0,05	0,01
	Kohlendioxid	Vol.-%	1,59	0,06	1,41	0,99
Kennwerte	Stickstoff	Vol.-%	0,86	0,81	10,22	12,01
	Heizwert	kWh/m <sup>3</sup>	11,09	9,97	9,3	8,88
	Rel. Dichte	-	0,66	0,564	0,642	0,627

**Tabelle 9: Zusammensetzung und Kennwerte in Deutschland ankommender Erdgase**  
Quelle: nach Perner 2002, 14

Die Durchmesser der Ferngasleitungen reichen von 24 Zoll (ca. 600 mm) bei den kleineren innereuropäischen Leitungen bis hin zu 56 Zoll (ca. 1420 mm) bei den großen russischen Leitungen von Westsibirien nach Europa. Der maximale Durchmesser im Offshorebereich beträgt bei der NordStream Pipeline 48 Zoll (1016 mm). //Perner, 2002, 17// Die Länge der Pipelines ist durch den Einsatz von Verdichterstationen nahezu unbegrenzt. So legt das Gas von Westsibirien bis nach Mitteleuropa zwischen 5.000 und 6.000 km zurück, wobei zwischen 7 und 15 % der beförderten Energiemenge allein für die die Verdichter antreibenden Gasturbinen benötigt werden. Dieser Energieverbrauch entsteht zum einen durch die hohen Reibungsverluste in den Pipelines, zum anderen durch die geringen Wirkungsgrade der Gasturbinen mit  $\eta \approx 0,35$ . //Kugeler et al, 2002, 683-685//

In Deutschland befinden sich rund 60.000 km Hochdruckleitungen, welche sowohl der Eigenversorgung als auch Transitzwecken dienen. Um den nötigen Druckverlauf innerhalb der Leitungen aufrecht zu erhalten, sind im Schnitt alle 100 – 150 km Verdichterstationen

installiert, (siehe Abb. 27). Auf deutschem Boden befinden sich rund 400<sup>10</sup> Stationen, welche eine Gesamtleistung von etwa 900 MW aufweisen. Direkt hinter den Verdichtern liegen Drücke von 70 - 120 bar an, bei weiten Unterwassertransporten sogar bis zu 220 bar (Nordstream-Pipeline durch die Ostsee).

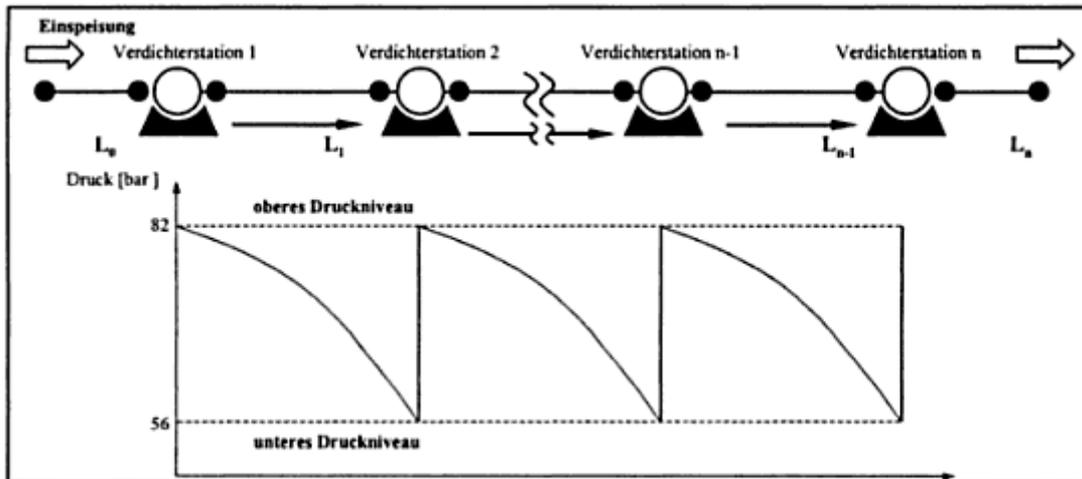


Abbildung 27: Typischer Druckverlauf während des Transportes über mehrere Verdichterstationen  
Quelle: Nach Fasold, 1993, 323 und 329

In Kombination mit den Mittel- und Niederdrucknetzen von Regionalversorgern und Stadtwerken beträgt die Länge der Leitungen allein in Deutschland rund 380.000 km. Anders als beim Rohöl erfolgt die Verteilung durch kleine verästelte Leitungen bis in die Privathaushalte und Industriebetriebe. //Kästner et al, 2011, 39-44// Das deutsche Erdgasnetz besteht aus folgenden Leitungstypen:

Einteilung deutsches Erdgasnetz		
Leitungstyp	Druck	Anteil an Gesamtnetz
Hochdruck	> 1 bar	27%
Mitteldruck	100 mbar – 1 bar	38%
Niederdruck	<100 mbar	35%

Tabelle 10: Einteilung des deutschen Erdgasnetzes nach Druck  
Quelle: //Kästner et al, 2011, 44//

<sup>10</sup> In der Literatur //Kästner et al, 2011// ist die Rede von 40 Stationen, dies macht aber anhand der dort gemachten, wie auch anderer Aussagen keinen Sinn. Durch die angegebenen Werte von 60.000 km und alle 150 km eine Verdichterstation ergibt sich ein Wert von 400 Verdichterstationen, sodass ein Literaturfehler naheliegender erscheint.

Einzelkomponenten:

//Sauer, 1982, 57–60//:

#### 1. Aufbereitungsstationen:

Wie in Kapitel 3.1.2.3 beschrieben, hat Erdgas einen Methangehalt von 83 – 98 %. Hinzu kommen je nach Herkunftsland noch eine Vielzahl weiterer Bestandteile. In Aufbereitungsstationen wird vor allem dafür gesorgt, dass Wasser, Schwefel und CO<sub>2</sub> entfernt werden. Wasser könnte während der Beförderung in der Pipeline an den Wandungen gefrieren und neben erhebliche Schäden zu Reibungsverlusten bzw. Querschnittsverengungen führen. Aus Schwefel würden bei der späteren Verbrennung die umweltschädlichen SO<sub>2</sub> -und SO<sub>3</sub> - Verbindungen entstehen. Das unerwünschte CO<sub>2</sub> müsste über weite Strecken mittransportiert und verdichtet werden.

#### 2. Verdichterstationen:

In den Stationen erfolgt die Verdichtung des Rohgases auf die oben erwähnten 100 – 200 bar. Gelegentlich kommen auch Kolben- oder Turboverdichter zum Einsatz, normalerweise erfolgt der Druckaufbau aber mit Hilfe einer Gasturbine. Damit das Gas durch die Verdichtung nicht auf unzulässig hohe Temperaturen erwärmt wird, ist teilweise ein Kühler nachgeschaltet.

#### 3. Mischstationen:

Die Mischstationen befinden sich an Knotenpunkten verschiedener Fernleitungen und dienen dem Konstanthalten der Gasqualität.

#### 4. Übergabestationen:

In den Übergabestationen erfolgt eine Druckminderung durch eine Drossel sowie die anschließende Verteilung in Niederdruckleitungen. Da die Temperatur bei der Drosselung erheblich sinkt, können Gaserhitzer notwendig sein. Um eine einheitliche Bereitstellung und Abrechnung zu ermöglichen, werden die abgehenden Energiemengen in die Endverbraucher netze ermittelt. Hierzu werden Volumenstrom, Druck, Temperatur und Heizwert des ankommenden Gases bestimmt.

Besonderheiten im Bau von Gaspipelines:

Wie schon bei der Rohölpipelineverlegung beschrieben, müssen auch Erdgasleitungen schwingungsgedämpft verlegt werden, um mechanische Beanspruchungen zu minimieren. Die Unterdrückung der (elektro-)chemischen Reaktion mit den Stahlrohren erfolgt auch hier durch Kunststoffummantelung und schwachen Gleichstrom. Das Eindringen des Erdgases in das Erdreich und damit in das Grundwasser ist bei Rohgas aufgrund der geringen Dichte nicht zu befürchten, nichts desto trotz hätte austretendes Gas negative Folgen für die Umwelt. Ein mögliches Leck ist aufgrund der Farb- und Geruchslosigkeit schwieriger auszumachen als bei Rohölleitungen und muss anhand von Druckunterschieden erkannt werden. Eine weitere Gefahr stellt die Zündfähigkeit des Methan-Luftgemisches dar, weshalb spezielle Sicherungseinrichtungen zum Einsatz kommen.

## **3.2 Energetische Konversionspfade von Diesel- und Ottokraftstoff**

### **3.2.1 Durchführung**

#### *3.2.1.1 Eingrenzung der betrachteten Konversionspfade*

##### Rohölimport nach Deutschland

Der Rohölimport erfolgt aus einer Vielzahl von Ländern. Vor allem die Regionen Nordafrika, Osteuropa und Russland liefern Rohöl nach Deutschland. Um eine überschaubare Anzahl von Ländern zu untersuchen, wurde für diese Arbeit die 90 % - Grenze definiert. Angefangen mit dem größten Exporteur sind all diejenigen Länder eingeschlossen, welche zusammen 90 % des Rohölimportes für Deutschland abdecken. Die Auswahl der Länder sowie die Anteile am gesamtdeutschen Rohölimport sind in Tab. 11 dargestellt. Aufgrund der Datenlage zu Beginn der Rechercharbeiten sind sämtliche Angaben zu Rohöl- und Erdgasimporten auf das Jahr 2011 bezogen. Dies setzt sich im weiteren Verlauf fort, auch wenn nicht mehr explizit darauf hingewiesen wird. Des Weiteren ist zu erwähnen, dass Deutschland zur vereinfachten Darstellung der Ergebnisse im Folgenden selber als nach Deutschland importierendes Land deklariert wird.

<b>Förderländer und deren Anteile an deutschem Rohölimport</b>				
<b>Herkunftsland</b>	<b>Importmenge</b>		<b>Anteil an Gesamtimport in %</b>	<b>Kummulierte Anteile in %</b>
	<b>in 10<sup>6</sup> t / a</b>	<b>in PJ / a</b>		
Russland	35,328	1501,1	37,90	37,90
GB	12,703	539,8	13,63	51,53
Norwegen	7,395	314,2	7,93	59,47
Kasachstan	7,325	311,3	7,86	67,33
Nigeria	5,431	230,8	5,83	73,15
Aserbaidshan	3,070	130,4	3,29	76,45
Libyen	2,781	118,2	2,98	79,43
Algerien	2,761	117,3	2,96	82,39
Deutschland	2,685	114,1	2,88	85,27
Syrien	1,575	66,9	1,69	86,96
Ägypten	1,539	65,4	1,65	88,62
Angola	1,257	53,4	1,35	89,96
Dänemark	1,200	51,0	1,29	91,25
<b>Gesamtimport</b>	<b>93,204</b>			

**Tabelle 11: Rohölimporte und Anteile der Förderländer 2011**  
**Quelle: Eigene Anfertigung nach BAFA, 2012**

### Rohölimport nach Hamburg

Für den Rohöltransport nach Hamburg wurden die gleichen Förderländer angenommen, wie für den Transport nach Deutschland insgesamt. Allerdings wurden nur diejenige Länder betrachtet, die theoretisch über die einzigen Bezugspunkte liefern, die Hamburg für den Rohölimport hat. Das ist neben dem Hamburger Hafen selbst der Hafen in Wilhelmshaven, von dem aus eine Pipeline (NDO-Pipeline) direkt zu den Hamburger Raffinerien führt. Ausgenommen für Hamburg sind somit Rohöllieferungen aus Kasachstan und Deutschland selbst. Das kasachische Rohöl wird komplett über Pipelines nach Schwedt in Ostdeutschland und weiter nach Leuna transportiert. //Kramer, 2010, 18// Von den knapp 2,6 Mio. t Rohöl aus Deutschland werden rund 2 Mio. t in der Nordsee gefördert, der Rest ist auf viele kleine Quellen verteilt, deren Einbeziehung aus Gründen des Umfangs der vorliegenden Arbeit hier nicht möglich ist. Aus diesem Grund wurde das gesamte deutsche Rohöl auf das größte deutsche Ölfeld Mittelplate aufgeschlagen, von wo aus es über Brunsbüttel direkt in die Raffinerie in Heide geliefert wird. Für die Lieferungen der Mineralölprodukte wurden hier ausschließlich die Hamburger Raffinerien einbezogen. Es kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass teilweise Mineralölprodukte aus anderen norddeutschen Raffinerien zum Flughafen geliefert werden, der Transport der Sekundärenergieträger wirkt sich jedoch nur so gering auf die gesamten energetischen Konversionspfade aus, dass dies vernachlässigt werden kann.

Der Gesamtimport Hamburgs ergibt sich aus den Verarbeitungskapazitäten der beiden Raffinerien vor Ort. Die Shell Raffinerie in Hamburg Harburg verarbeitet nach eigenen Angaben rund 5,5 Mio. t Rohöl im Jahr //Shell, 2013// während die Holborn Raffinerie in Hamburg Wilhelmsburg ca. 5,2 Mio. t im Jahr durchsetzt //Tamoil, 2013// Die Rohöllieferungen nach Hamburg und die Anteile der Länder sind in Tab. 12 dargestellt. Hierbei handelt es sich um errechnete Anteile aus dem oben betrachteten deutschen Importmix nach //BAFA, 2012// unter Ausschluss von Deutschland und Kasachstan. Die tatsächlichen Rohöllieferungen an Hamburg konnten aufgrund der schlechten Datenlage nicht genutzt werden, weshalb es sich bei den dargestellten Anteilen um errechnete Werte aus dem oben betrachteten deutschen Importmix handelt. Dabei wurden die Importmengen aus Kasachstan und Deutschland nicht betrachtet, was zu einer Verschiebung der Anteile bei den anderen Ländern führt.

<b>Förderländer und deren Anteile an Hamburgs Rohölimport</b>				
<b>Herkunftsland</b>	<b>Importmenge</b>		<b>Anteil an Gesamtimport in %</b>	<b>Kummulierte Anteile in %</b>
	<b>in 10<sup>6</sup> t / a</b>	<b>in PJ / a</b>		
Russland	5,038	214,065	47,04	47,04
GB	1,812	76,992	16,92	63,96
Norwegen	1,054	44,784	9,84	73,80
Nigeria	0,775	32,930	7,24	81,04
Aserbaidshon	0,438	18,611	4,09	85,13
Libyen	0,397	16,869	3,71	88,83
Algerien	0,394	16,741	3,68	92,51
Syrien	0,225	9,560	2,10	94,61
Ägypten	0,225	9,560	2,10	96,71
Angola	0,180	7,648	1,68	98,39
Dänemark	0,172	7,287	1,60	100,00
<b>Gesamtimport</b>	<b>10,710</b>	<b>455,047</b>		

**Tabelle 12: Rohölimporte und Anteile der Förderländer 2011**  
**Quelle: Eigene Anfertigung und Daten von //Shell, 2013// und //Tamoil, 2013//**

## Energieanteile von Diesel- und Ottokraftstoff in Rohöl

Aus dem Jahresbericht des Mineralölwirtschaftsverbandes //MWV, 2011, 56// ist ersichtlich, dass die Verarbeitung des Rohöls zu gut 30 Massenprozent zu Dieselkraftstoff und zu 21 Massenprozent zu Ottokraftstoff erfolgt. Für den Energieinhalt ergeben sich damit über die Heizwerte //AGEB, 2011, 1// folgende Anteile:

$$A_{\text{Diesel}} = \frac{m_{\text{Diesel}} * H_{\text{Diesel}}}{m_{\text{Rohöl}} * H_{\text{Rohöl}}} = 0,3346$$

$$A_{\text{Otto}} = \frac{m_{\text{Otto}} * H_{\text{Otto}}}{m_{\text{Rohöl}} * H_{\text{Rohöl}}} = 0,2313$$

Auf Grundlage dieser Werte wurde für den weiteren Verlauf der Arbeit die Annahme getroffen, dass eine Energieeinheit Rohöl 0,3346 Energieeinheiten Diesel- und 0,2313 Einheiten Ottokraftstoff enthalten. Dies ist notwendig, um die Energieverluste und CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die beiden für den Flughafen Hamburg im Mobilitätssektor relevanten Sekundärenergieträger beziehen zu können.

### **3.2.1.2 Rohölförderung**

Der Energieaufwand zur Erdölförderung kann, je nach eingesetzter Technologie und Beschaffenheit des Erdöls, sehr unterschiedlich ausfallen. Um eine belastbare und vergleichbare Aussage treffen zu können, wird hier auf den spezifischen Aufwand in Abhängigkeit des Förderstatus zurückgegriffen. Die für das Computermodell *GEMIS*<sup>11</sup> entwickelten Kennwerte sind hier wie folgt definiert:

<b>Spezifischer Energieaufwand für Erdölförderung</b>			
<b>Förderstatus</b>	<b>Kraftbedarf [PJ/PJ<sub>Rohöl</sub>]</b>	<b>η<sub>Elektromotor</sub></b>	<b>Energieaufwand [PJ/PJ<sub>Rohöl</sub>]</b>
Primär	0,002	0,91	<b>0,00220</b>
Sekundär	0,004		<b>0,00440</b>

**Tabelle 13: Spezifischer Energieaufwand für Erdölförderung**  
Quelle: Eigene Anfertigung nach Fitsche et al, 2006, 13

<sup>11</sup> GEMIS = Globales-Emissions-Modell-Integrierter-Systeme

Der Kraftbedarf gilt für den Transport von der Quelle an die Erdoberfläche, weshalb für den Energieaufwand der Wirkungsgrad des Motors noch berücksichtigt werden muss. Dieser wird laut //MWV, 2006, 8// im Regelfall elektrisch betrieben. Der elektrische Wirkungsgrad wurde aus Angaben in //Fritsche et al, 2006, 26// für die Gasförderung berechnet, wird hier aber für Elektromotoren als allgemeingültig angenommen. Bei der Modellannahme für GEMIS gibt es eine Ausnahme: Aufgrund des maroden Zustandes der Technik wird trotz des primären Förderstatus für die Rohölförderung in Russland ein spezifischer Kraftbedarf von 0,5 PJ/PJ<sub>Rohöl</sub> verwendet. Dies entspricht der allgemeinen Sekundärförderung mit einem Aufschlag von 25 %.

Zur Ermittlung der absoluten Energieverbräuche durch die Erdölförderung mussten sinnvolle Annahmen bezüglich des jeweiligen Förderstatus getroffen werden, weshalb hier die Verläufe der Rohölproduktionen von betrachteten Exportländern aus //BP, 2012, 10// in den Jahren von 2001 bis 2011 ausgewertet wurden. Bei Ländern mit sinkender Produktionstendenz wurde die Sekundärförderung, bei Ländern mit steigender Produktion die Primärförderung unterstellt (siehe Tab. 14). Zwar wird zunehmend die Tertiärförderung angewandt, dies ist aber durch die Produktionszahlen nicht ersichtlich und wird hier nicht behandelt. Hinzu kommt, das es unwahrscheinlich ist, dass ein Rohöl exportierendes Land den tertiären Förderstatus erreicht hat. Der spezifische Kraftaufwand einer Tertiärförderung würde dabei aber nach //Fritsche et al, 2006, 13// ohnehin nicht höher als bei der Sekundärförderung liegen.

Förderverluste für nach Deutschland exportiertes Erdöl 2011								
Land	Fördermenge für Deutschland	Heizwert Rohöl	Geförderte Energie	Förderstatus		Kraftbedarf von Energieaufwand	$\eta_{E-Motor}$	Energieaufwand
	in 10 <sup>6</sup> t / a	in GJ / t	in PJ / a	Primär	Sekundär	in %		in PJ / a
Russland	35,328	42,49	1501			0,5	0,91	0,194
Großbritannien	12,703	42,49	540			0,4	0,91	0,056
Norwegen	7,395	42,49	314			0,4	0,91	0,033
Kasachstan	7,325	42,49	311			0,2	0,91	0,016
Nigeria	5,431	42,49	231			0,2	0,91	0,012
Aserbaidschan	3,070	42,49	130			0,2	0,91	0,007
Libyen	2,781	42,49	118			0,2	0,91	0,006
Algerien	2,761	42,49	117			0,4	0,91	0,012
Deutschland	2,685	42,49	114			0,4	0,91	0,012
Syrien	1,575	42,49	67			0,4	0,91	0,007
Ägypten	1,539	42,49	65			0,2	0,91	0,003
Angola	1,257	42,49	53			0,2	0,91	0,003
Dänemark	1,200	42,49	51			0,4	0,91	0,005
<b>Gesamt</b>	<b>85,050</b>		<b>3614</b>					<b>0,366</b>

**Tabelle 14: Ermittlung der Förderstatus und Förderverlusten auf Grundlage der Produktionsverläufe**  
Quelle: Eigene Darstellung nach //BP, 2012, 10//

Die Produktionsrückgänge in Libyen sind mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auf die politischen Konflikte der vergangenen Jahre zurück zu führen, weshalb hier die Primärförderung angenommen wurde.

### **3.2.1.3 Rohöltransport**

#### Pipelinetransport

Für die Berechnung der Energieaufwendungen im Pipelinetransport mussten sämtliche Trassenverläufe der Förderländer nach Deutschland bzw. Hamburg ermittelt werden. Der Transport der Sekundärenergieträger wurde nur für den Transport zum Flughafen Hamburg betrachtet. Zum einen ist eine allgemeine Aussage über den Sekundärtransport innerhalb Deutschlands nicht sinnvoll, da hierfür die spezifische Situation vor Ort ausschlaggebend ist, zum anderen macht der Sekundärtransport bei der Betrachtung der Energieverluste einen verschwindend geringen Anteil aus. Bei den meisten Ländern ergibt sich für den Primärtransport eine Aufteilung in zwei Abschnitte: Der Pipelinetransport erfolgt in den Förderländern von den Ölquellen an die Küsten, von wo aus das Rohöl mit Tankern nach Europa und Deutschland gebracht wird. Von den europäischen Häfen aus führt der zweite Abschnitt des Pipelinetransports über unterschiedliche Leitungen zu den deutschen Raffinerien. Für die Berechnung der Durchsätze wurde jeweils für beide Abschnitte die mittlere arithmetische Trassenlänge aus allen parallel verlaufenden Rohren ermittelt. So ergibt sich eine theoretische Leitung vom Landesinneren an die Küste und eine von den europäischen Häfen nach Deutschland bzw. Hamburg. Aufgrund dieses Modells war es möglich, den gesamten Import aus dem betrachteten Land als Jahresdurchsatz in eben dieser Leitung zu betrachten.

Für einige Länder war dieses Modell nicht nötig. Das russische Öl aus West-Sibirien wird parallel über eine Pipeline und mit Tankern über die Ost- und Nordsee zu europäischen Häfen transportiert. Hierbei sind für Deutschland und Hamburg die Pipelines von Rostock nach Schwedt, von Wilhelmshaven nach Hamburg und von Rotterdam nach Deutschland von Bedeutung. Das Rohöl aus der Nordsee, also aus Großbritannien, Norwegen und Dänemark, wird direkt mit Tankern nach Norddeutschland und Rotterdam transportiert. Somit sind hier nur die Pipelineverbindungen von Rotterdam nach Deutschland und von Wilhelmshaven nach Hamburg von Interesse. Das Rohöl aus Kasachstan wird direkt über eine Pipelinetrasse nach Ostdeutschland geleitet. Eine Auflistung der Pipelines nach Förderländern befindet sich im Anhang.

Die angegebenen Trassenlängen für den Rohöltransport entstammen dem nachfolgend aufgeführten Kartenmaterial der Fachzeitschrift „Petroleum Economist“:

PE – Mayor Pipelines of the World, fourth edition (2012)

PE – Energy Map of Northern Europe, 2009 edition

PE – Oil & Gas Map of Eastern Europe and the FSU, first edition (2010)

PE – Energy & Gas Map of the Middle East and Africa, 2nd edition (2011)

Für einige Pipelines waren keine Entfernungen vorhanden, weshalb hier eine Vermessung per Hand durchgeführt wurde. Über den jeweiligen Maßstab der Karte konnte dann die Länge ermittelt werden. Auf diese Weise ermittelte Pipelinelängen sind in der Ergebnisdarstellung rot markiert. Aufgrund der großen Maßstäbe und möglicherweise nicht realitätsgetreuer Verläufe sind die Werte durchaus mit größeren Unsicherheiten behaftet. Dies spiegelt sich in dem Ergebnis aber nur mit sehr geringen Anteilen wieder, die Vergleichbarkeit wird nicht beeinflusst.

Auf bestimmte Parameter konnte bei der Berechnung von Pipelineverlusten nicht eingegangen werden. So wird der Durchmesser der Rohrleitungen aufgrund der schlechten Datenlage und des damit verbundenen, unverhältnismäßig hohen Rechercheaufwands, nicht einbezogen. Da es sich um Hauptpipelines handelt und die Durchsätze grundsätzlich für alle Länder statistisch über die Leitungen verteilt wurden, ist auch hier die Vergleichbarkeit der Werte gewährleistet. Des Weiteren konnten die geodätischen Unterschiede während des Pipelineverlaufs mangels Darstellung in entsprechendem Kartenmaterial nicht berücksichtigt werden.

Die Berechnung der Energieverluste in den Pipelines erfolgte anhand des spezifischen Kennwertes von  $0,19 \text{ kWh}/(\text{t} \cdot \text{km}) = 6,84 \cdot 10^{-10} \text{ PJ}/(\text{t} \cdot \text{km})$  //Synwoldt, 2008, 129//.

### Tankertransport

Der Umfang des Rohöltransportes mit Hochseetankern ist mit dem der Pipelines zu vergleichen. Kasachstan ist das einzig betrachtete Land, von dem aus kein Tanker für den Transport nach Deutschland eingesetzt wird.

Die meisten Förderländer weisen mehrere Ölhäfen auf, über die jedoch so gut wie keine verlässlichen Daten auffindbar sind. Um das Modell des Pipelinetransportes aufzugreifen, wurde für den Hochseetransport jeweils ein Hafen in jedem Förderland festgelegt, von dem aus die Entfernungen zu europäischen Häfen ermittelt wurden.

Für die direkte Ankunft in Deutschland wurden die großen deutschen Häfen Wilhelmshaven und Hamburg betrachtet. Der kleinere Hafen Brunsbüttel liegt direkt zwischen Hamburg und Wilhelmshaven, wurde in dieser Arbeit aber als Anlandeort für deutsches Erdöl aus der Nordsee betrachtet. Es gelangt jedoch auch viel Rohöl an andere europäische Häfen, von wo aus es über Pipelines nach Deutschland gefördert wird. Dies ist zum einen der Hafen in Rotterdam, von dem aus eine Pipeline nach Raunheim führt, zum anderen befindet sich in Südfrankreich der Hafen La Vera, von dem aus das Rohöl nach Karlsruhe gelangt. In Norditalien befindet sich der Hafen Trieste, der über eine Pipeline mit Ingolstadt verbunden ist.

Die genauen Tankerrouten bzw. die Transportmengen je Route sind nicht zu ermitteln, da es sich dabei oftmals um Chartergeschäfte handelt, so dass nicht von konstanten Routen ausgegangen werden kann. Für diese Arbeit wurden die Entfernungen für den Hochseetransport vom Hafen des Förderlandes zu den Häfen in Europa arithmetisch gemittelt, wodurch sich die Annahme des Transportes zu einem einzigen imaginären europäischen Hafen erklären lässt.

Die verwendeten Häfen selbst sowie die Entfernungen über den Seeweg sind in Tab. 15 aufgelistet. Da es sich bei einigen Ölhäfen nicht um große Haupthäfen handelt, mussten die Entfernungen über andere Orte ermittelt werden. So wurde für La Vera der Hafen von Marseille verwendet, welcher in direkter Nähe liegt. Statt des Hafens von Trieste wurde Rijeka betrachtet. Dieser Hafen befindet sich zwar in Kroatien, ist jedoch nicht weit von Trieste entfernt und weist dieselbe Distanz zu den Förderländern auf. Die Entfernung nach Wilhelmshaven wurde über Bremen ermittelt, wobei 65 km des angegebenen Wertes für den Wasserweg auf der Weser abgezogen wurden. Die Routen des großen Umschlaghafens Ceyhan in der Türkei, welcher auch für kasachisches Rohöl genutzt wird, wurden über das nahe gelegene Iskenderum bestimmt. Rot markierte Werte wurden mit der Hand in besagtem Kartenmaterial des Petroleum Economist gemessen und über den jeweiligen Maßstab berechnet.

Tankerstrecken zwischen verwendeten Häfen für Hin- und Rückfahrt [km]													
Hafen	Kasachstan Novorossiysk	Aserbaidshchan Ceyhan	Nigeria Port Harcourt	Libyen Tarabulus	Algerien Algiers	Syrien Beirut	Ägypten Alexandria	Angola Luanda	GB Nordsee	Norwegen Nordsee	Dänemark Nordsee	Russland Primorsk	Deutschland Mittelplate
Hamburg	-	13779	17335	10153	7612	13557	12753	19324	1415	1788	841	4300	-
Wilhelmshaven	-	13375	17149	9967	7426	13367	12567	16657	1194	1573	609	3974	-
Rotterdam	-	14175	16353	10508	6634	13953	11775	18364	1235	1728	775	4082	-
Trieste, Italien	-	4963	18705	3496	4445	4915	4263	20372	-	-	-	-	-
Lavera, Frankreich	-	5949	15175	2714	1519	5908	5204	16849	-	-	-	-	-
Odessa (Ukraine)	1304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rostock	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2680	-
Brunsbüttel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64
Mittl. Entfernung	1304	10448	16944	7368	5527	10340	9313	18313	1281	1696	742	4119	64

**Tabelle 15: Tankerstrecken zwischen verwendeten Häfen für Hin- und Rückfahrt**  
**Quelle: Eigene Darstellung nach //Caney et al, 2010//**

Für die Ölfelder der Nordsee wurde die mittlere Entfernung ebenfalls als direkte Luftlinie in der Karte „Energy Map of Northern Europe, 2009 edition“ des Petroleum Economist gemessen und über den Maßstab berechnet. Für eine genauere Betrachtung wurde dazu jeweils das Mittel aus einer nahen, einer mittleren und einer weit entfernten Ölquelle von Norddeutschland aus verwendet. Als Häfen kommen nur Hamburg, Wilhelmshaven und Rotterdam in Betracht. Weiter entfernte Häfen würden einen Rücktransport mit Pipelines bedeuten, was wirtschaftlich wenig Sinn machen würde.

Sehr wichtig in der Berechnung der Energieaufwendungen für den Tankertransport ist, dass ein Tanker nicht nur vollbeladen zu den europäischen Häfen fährt. Zu einer Route zählt hierbei auch die Rückfahrt mit Ballastwasser, weshalb Hin- und Rückweg in Form von doppelten Entfernungen eingeflossen sind.

Um die Berechnungen durchführen zu können, war ein spezifischer Kennwert für Tankerverbräuche nötig. Da es sich bei der Mehrzahl aller Tanker um Einzelanfertigungen handelt, sind allgemeine Aussagen schwierig und dementsprechend nicht in der Literatur zu finden. Aus diesem Grund wurde für diese Arbeit ein eigener Kennwert berechnet. Dazu wurden Leistungsangaben des größten Schiffsmotoren-Hersteller „MAN“ verwendet. Aus den Datenblättern von //MAN Diesel, 2009, 14f.// konnten die notwendigen Ausgangsleistungen der Hauptantriebsmaschinen für die acht Tankergrößenklassen anhand von insgesamt 25 Beladungs- und Geschwindigkeitsszenarien ermittelt werden. Um daraus den Energieverbrauch berechnen zu können, wurde der Wirkungsgrad heutiger Standard Schiffsmotoren im „low speed“ Bereich mit  $\eta_{\text{mech.}} = 0,485$  //Jensen, 2009, 7// angenommen. Zum Antrieb der Motoren wird Bunkeröl verwendet, welches in seinen Eigenschaften normalem Schweröl entspricht und einen Heizwert von 40,35 MJ/kg aufweist //AGEB, 2011, 1//. Die Auslegungsgeschwindigkeiten sind in Knoten angegeben, zur Umrechnung wurde die

Beziehung „1 kn = 1,852 km/h“ verwendet. Anhand dieser Angaben ist es nun möglich, den spezifischen Verbrauch der einzelnen Tanker nach Gleichung (1) zu berechnen. Die Ergebnisse zu den einzelnen Tankerverbräuchen sind in Tab. 16 aufgelistet.

$$m_{Bunkeröl} = \frac{P_{Main\ Engine}}{H_{Bunkeröl} \cdot v \cdot m_{Rohöl} \cdot \eta_{mech.}} \left[ \frac{t_{Bunkeröl}}{km \cdot t_{Rohöl}} \right] \quad (1)$$

$P_{Main\ Engine}$  – Ausgangsleistung der Antriebsmaschine in kW

$H_{Bunkeröl}$  – Heizwert des Schweröls in kJ/t

$v$  = Auslegungsgeschwindigkeit der Antriebsmaschine in km/s

$m_{Rohöl}$  – Ausgelegte Ladungsmenge in t

Spezifische Treibstoffverbräuche nach Größenklassen für den Tankertransport																											
	Small		Handysize				Handymax				Panamax		Aframax		Suezmax				VLCC				ULCC				
$m_{Rohöl}$ in $10^3$ t	5	8	10	15	20	25	30	35	40	50	60	70	85	105	115	125	150	165	260	280	300	319	360	440	560		
$v$ in kn	13,5	14	14,5	15	15,5	15,5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15,5	15,5	15,5	15,5	16	16	16		
$P_{Main\ Engine}$ in kw	2340	3300	4100	5700	7100	7700	7400	8000	8500	9400	10100	10800	12300	13400	14300	15200	16000	16800	24100	25000	25900	27100	30600	34200	42200		
$m_{Bunkeröl}$ in $10^{-6} t_{Bunkeröl} / (t_{Rohöl} \cdot km)$	3,45	2,93	2,81	2,52	2,28	1,98	1,63	1,51	1,4	1,25	1,11	1,02	0,959	0,845	0,823	0,804	0,705	0,674	0,594	0,573	0,553	0,544	0,533	0,488	0,473		
arith. Mittelw. für $m_{Bunkeröl}$ in $10^{-6} t_{Bunkeröl} / (t_{Rohöl} \cdot km)$	3,19		2,39				1,45				1,07		0,9		0,75				0,57				0,49				

**Tabelle 16: Berechnete spezifische Treibstoffverbräuche nach Größenklassen für den Tankertransport**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Daten aus //MAN Diesel, 2009, 14f.//

Wie schon erwähnt ist es nicht möglich festzustellen, welche Tanker auf welchen Routen eingesetzt werden. Deshalb musste auch hier ein Kennwert gefunden werden, der die Realität möglichst nahe wiedergibt. Anstatt einen weiteren arithmetischen Mittelwert aus allen Tankerklassen zu berechnen, wird die Gewichtung der einzelnen spezifischen Verbräuche am endgültigen Kennwert anhand der Anteile der Tankerklassen am weltweiten Rohöltransport einbezogen. Tab. 17 gibt somit die Anteile sowie den daraus resultierenden spezifischen Verbrauchswert in Form eines gewichteten Mittels wieder.

Spezifischer Treibstoffverbrauch von Rohöltankern								
Tankerklasse	Small	Handysize	Handymax	Panamax	Aframax	Suezmax	VLCC	ULCC
Anteil	0,021	0,053	0,145	0,058	0,197	0,151	0,367	0,008
spez. Verbrauch	3,190	2,390	1,450	1,070	0,900	0,750	0,570	0,490
in $10^{-6} t_{Bunkeröl} / (t_{Rohöl} \cdot km)$	0,970							

**Tabelle 17: Spezifischer Treibstoffverbrauch auf Grundlage der Anteile von Tankergrößen**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Daten aus //MAN Diesel, 2009, 7//

Bei dem ermittelten spezifischen Verbrauch handelt es sich um Tankerfahrten unter voller Beladung. Um einen Kennwert zu bestimmen, der auch die Rückfahrt unter Ballastwasser mit einbezieht, wurden die Verbrauchskennlinien in //Psaraftis et al, 2012, 336// verwendet (siehe Anhang). Aus diesem geht hervor, dass ein VLCC mit Ballastwasser bei einer Geschwindigkeit von 15 Knoten 74,32 % des Vollbeladungsverbrauchs aufweist. Daraus ergeben sich folgende Verbrauchswerte:

Hinfahrt unter voller Beladung:

$$m_{\text{Bunkerverbrauch}} = 0,97 * 10^{-6} \frac{t_{\text{Bunkeröl}}}{\text{km} * t_{\text{Rohöl}}}$$

Rückfahrt unter Ballast:

$$m_{\text{Bunkerverbrauch}} = 0,72 * 10^{-6} \frac{t_{\text{Bunkeröl}}}{\text{km} * t_{\text{Rohöl}}}$$

Gesamter Transport hin und zurück:

$$m_{\text{Bunkerverbrauch}} = (0,97 + 0,72) * 10^{-6} \frac{t_{\text{Bunkeröl}}}{\text{km} * t_{\text{Rohöl}}}$$

$$m_{\text{Bunkerverbrauch}} = 1,69 * 10^{-6} \frac{t_{\text{Bunkeröl}}}{\text{km} * t_{\text{Rohöl}}}$$

Bei der Verwendung des berechneten Kennwerts ist darauf zu achten, dass sich der Kennwert auf den Hin- und Rückweg, hierbei jedoch nur auf die einmal transportierte Rohölmenge bezieht. Die absoluten und spezifischen jährlichen Energieverbräuche konnten für jedes Land berechnet werden, indem die Importmenge nach Deutschland mit der Entfernung und dem Kennwert multipliziert wurde. Es ist noch darauf hinzuweisen, dass es sich hier um den alleinigen Verbrauch während der Fahrt handelt. Verluste bei der Distribution konnten nicht mit einbezogen werden. Eine Überprüfung des Kennwertes erfolgte nach Angaben aus Kapitel 3.1.2.6 nach //Kugler et al, 2002, 681//, wobei sich die Ergebnisse mit ungefähr 3 % gut deckten.

#### **3.2.1.4 Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg**

Im Jahr 2011 wurden 32 t Ottokraftstoff und 655 t Dieselloststoff zum Flughafen Hamburg transportiert. Die Bereitstellung erfolgte durch Lieferungen in Tankkraftwagen (TKW) von der Shellraffinerie in Harburg und der Holbornraffinerie im Hamburger Hafen. Die für den Transport aufzuwendende Energie ergibt sich unmittelbar aus den Kraftstoffverbräuchen der Transporter, weshalb hier ein einheitlicher Einsatz von TKWs mit einer Gesamttraglast von

40 t angenommen wird. Nach Abzug des durchschnittlichen Eigengewichts von 12 t //Spielmann et al, 2011, 21// verbleibt eine Zuladung von 28 t. Bei der Betrachtung der Verbräuche ist es irrelevant, ob es sich um feste oder flüssige Ladung handelt. Wie auch beim Tankertransport muss berücksichtigt werden, dass zu einer Route nicht nur die vollbeladene Hinfahrt, sondern auch die Leerfahrt zurück zur Raffinerie in die Verbräuche einfließen muss. Die spezifischen Verbräuche eines TKW, wie er hier betrachtet wurde, sind in Tab. 18 zu sehen.

<b>Kraftstoffverbrauch eines 40 t TKW</b>	
Voll Beladen in m <sup>3</sup> /km	0,00030
Leer in m <sup>3</sup> /km	0,00021

**Tabelle 18: Kraftstoffverbrauch eines 40 t TKW bei voller Beladung und bei Leerfahrt**  
**Quelle: Eigene Berechnung nach //Spielmann et al, 2011, 20f.//**

Für die Länge der Transportstrecke wurde die kürzeste Entfernung auf Verkehrsstraßen von der Holborn Raffinerie zum Flughafen Hamburg angenommen, welche für hin- und Rückweg 65 km beträgt. Die Strecke von der Shell Raffinerie ist zwar 5 km länger, dieser Unterschied ist vernachlässigbar gering.

### **3.2.1.5 Rohölaufbereitung**

Die energetische Betrachtung jedes einzelnen Aufbereitungsprozesses wäre im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich gewesen, insbesondere weil jede Raffinerie verschiedene Verfahren für unterschiedliche Produktpaletten einsetzt. Die Bestimmung des spezifischen Energieaufwandes in deutschen Raffinerien erfolgte mittels einer Energiebilanz nach Angaben des Jahresberichts vom Mineralölwirtschaftsverband für das Jahr 2011 //MWV, 2012, 56// vorgenommen. In Tab. 19 sind die hergestellten Produktmengen im Jahr 2011 dargestellt. Die durch den Raffinationsprozess im jeweiligen Produkt enthaltene Energie wurde im Zuge der Energiebilanz durch die Heizwerte ermittelt.

Produkte und Energiebereitstellung durch die Rohölaufbereitung in Deutschland				
Fraktion	Brennstoff	Produzierte Menge	Heizwert	Nutzbare Energie
		in 10 <sup>3</sup> t	in GJ / t	in PJ
Leichtdestillate	Flüssiggas	2621	45,998	120,561
	Raffineriegas	3884	40,350	156,719
	Rohbenzin	7750	44,000	341,000
	Ottokraftstoff	21089	43,543	918,278
Mitteldestillate	Benzinkomponenten	631	43,543	27,476
	Dieselmkraftstoff	30921	42,960	1328,366
	Heizöl, l	12923	42,812	553,259
	Mitteldestillatkomponenten	965	42,812	41,314
	Kerosin	4967	42,800	212,588
	Heizöl, s	6741	40,350	271,999
	Heizöl, s - Komponenten	1013	40,350	40,875
Schwerdestillate	Bitumen	3896	35,900	139,866
	Paraffin	127	47,160	5,989
	andere Mineralölprodukte	1626	39,292	63,889
	Petrolkoks	1763	31,536	55,598
<b>Gesamt</b>		<b>100917</b>		<b>4277,777</b>

**Tabelle 19: Produkte und Energiebereitstellung durch die Rohölaufbereitung in Deutschland**  
**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung mit Daten aus //MWV, 2012, 56// und //AGEB, 2011, 1//**

Die in der Rohölaufbereitung entstehenden Schmierstoffe werden nicht zur Energieerzeugung eingesetzt und stellen in der Gesamtbilanz nach //MWV, 2012, 56// lediglich 2,35 Massenprozent dar. Aus diesem Grund wurden sie nicht mit in die Bilanzierung einbezogen. Der Eigenverbrauch der Raffinerien wird vom Mineralölwirtschaftsverband nur in Form von Leichtdestillaten, Mitteldestillaten, Schwerdestillaten und gesondert von Petrolkoks angegeben. Um die eingesetzten Massen in Energie umzurechnen, wurde angenommen, dass die Fraktionen der Produkte und die des Eigenverbrauchs aus gleichen Anteilen zusammengesetzt sind. Ausgenommen ist Petrolkoks, welches gesondert behandelt wird. Es wurde beschrieben, dass Cracken eingesetzt wird, um die Ausbeute der wertvollen Mitteldestillate zur Produktion von Otto- und Dieselmkraftstoff zu erhöhen. Aus diesem Grund wurden beide Produkte beim Eigenverbrauch der Raffinerien außen vor gelassen. Eine thermische Nutzung in den Raffinerien würde wirtschaftlich keinen Sinn ergeben. Die Ergebnisse in Tab. 20 beziehen sich auf die gesamte Rohölimportmenge nach Deutschland. Der spezifische Energieaufwand würde sich bei Anwendung der 90 % Grenzbetrachtung nicht ändern, da erzeugte und benötigte Gesamtenergie der Raffinerien um die gleichen Anteile absänken.

Energieaufwand für Rohölaufbereitung in deutschen Raffinerien						
Fraktion	Brennstoff	Verbrauch in Fraktion in 10 <sup>3</sup> t	Anteil in Fraktion	Eingesetzte Menge in 10 <sup>3</sup> t	Heizwert in GJ / t	Eingesetzte Energie in PJ
Leichtdestillate	Flüssiggas	3850	0,176	675,956	45,998	31,093
	Raffineriegas		0,261	1005,135	40,350	40,557
	Rohbenzin		0,521	2005,613	44,000	88,247
	Benzinkomponenten		0,042	163,296	43,543	7,110
Mitteldestillate	Heizöl, l	72	0,685	49,348	42,812	2,113
	Mitteldestillatkomponenten		0,051	3,685	42,812	0,158
	Kerosin		0,263	18,967	42,800	0,812
	Heizöl, s		0,504	1084,023	40,350	43,740
	Heizöl, s - Komponenten		0,076	162,901	40,350	6,573
Schwerdestillate	Bitumen	2151	0,289	622,175	35,900	22,336
	Paraffin		0,009	20,423	47,160	0,963
	andere Mineralölprodukte		0,122	261,478	39,292	10,274
	Petrolkoks		622	622,000	31,536	19,615
<b>Gesamter Energieaufwand</b>						<b>273,591</b>
<b>Insgesamt produzierte Nutzenergie</b>					in PJ	4277,777
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>					in PJ/PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,064</b>

**Tabelle 20: Energieaufwand für Rohölaufbereitung in deutschen Raffinerien**  
Quelle: Eigene Berechnungen mit Daten aus //MWV, 2012, 56//

Mit dem spezifischen Energieaufwand von 0,064 PJ / PJ<sub>Produkt</sub> lassen sich über die Importmengen von Diesel- und Ottokraftstoff die absoluten Energiemengen für die Raffination länderspezifisch berechnen. An dieser Stelle sei nochmals auf die Annahme verwiesen, dass in einer Energieeinheit Rohöl 0,3346 Energieeinheiten Diesel- und 0,2313 Einheiten Ottokraftstoff enthalten sind und eine komplette Umwandlung des Rohöls erfolgt.

### 3.2.1.5 Exemplarische Betrachtung Russlands

Als erstes erfolgt die Betrachtung der Erdölförderung vor Ort. Dazu wurde der absolute Verlust durch die Förderung in Russland zu 0,19411 PJ / a berechnet, wodurch sich mittels Division durch die gesamte Fördermenge der spezifische Energieverlust bestimmen ließ (siehe Tab. 21).

Energieaufwand für Erdölförderung		
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t	Geförderte Energie in PJ / a
35,328	42,49	1501,09
<b>Absolut für</b>		
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a	Otto-KS in PJ / a
<b>0,19411</b>	<b>0,06495</b>	<b>0,04490</b>
<b>Spezifisch</b>		
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	
	<b>0,00013</b>	

**Tabelle 21: Energieaufwand für Rohölförderung in Russland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Der Transport ist unterteilt in Pipeline- und Tankertransport. Beim Pipelinetransport wurden sämtliche nach Deutschland führende Verbindungen ermittelt und in parallel laufende Routen eingeteilt (siehe Tab. 22).

Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Tymen Ölfeld - Schwedt - Leuna	D69	Tymen Ölfeld	Leuna	5327
Route 2				
Timan-Pechora - Jaroslavl - Primorsk		Timan-Pechora Ölfeld	Jaroslavl	1300
		Jaroslavl	Primorsk	619
Niederlande - Deutschland	E54	Rotterdam	Wesseling	327
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146
Innerdeutsch	E9	Rostock	Schwedt	230

**Tabelle 22: Pipelines für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Aus den ermittelten Routen konnte nun das arithmetische Mittel bestimmt werden, welches in der vorliegenden Arbeit als nur ein Rohr mit der gesamten Importmenge nach Deutschland als Durchsatz angesehen wurde (siehe Tab. 23).

Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Tymen (Russland)	Leuna (Deutschland)	5327
Route 2		Timan-Perchora (Russland)	Primorsk (Russland)	1919
		Deutsche Häfen + Rotterdam	Deutschland	272
		Timan-Perchora (Russland)	Deutschland	2191
Durchschnitt		Russland	Deutschland	3759

**Tabelle 23: Gemittelte Pipelinelänge für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Durch Multiplikation des Rohölimportes aus Russland im Jahr 2011 mit dem Heizwert von Rohöl (42,49 GJ / t) erhält man die transportierte Energiemenge. Zusammen mit der gemittelten Pipelinelänge und dem Pipeline-Kennwert lässt sich der absolute Energieaufwand für den Rohöltransport aus Russland im Jahr 2011 berechnen. Teilt man diesen durch die gesamte transportierte Energiemenge, ergibt sich der spezifische Energiebedarf, der für den Transport benötigt wird (siehe Tab. 24). Durch Multiplikation des absoluten Energiebedarfs mit den Energieanteilen aus Kapitel 3.2.1 (Energieanteile von Diesel- und Ottokraftstoff in Rohöl) kann man die jährlichen Energieverluste, welche für den Pipelinetransport der Sekundärenergieträger notwendig sind, ermitteln.

Energieaufwand für den Pipelinetransport		
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland	in 10 <sup>6</sup> t / a	35,328
	in PJ / a	1501,087
Pipeline-Kennwert	in PJ / (km*t)	6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl	in PJ / a	<b>90,83078</b>
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,06051</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	<b>30,39198</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ/a	<b>21,00916</b>

**Tabelle 24: Energieaufwand für Rohöltransport in Pipelines von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Die für den Rohöltransport aus Russland in Frage kommenden Tankerverbindungen von Priorsk nach Deutschland werden arithmetisch gemittelt, so dass ein neuer imaginärer europäischer Hafen entsteht. (siehe Tab. 25) Es sei nochmal darauf hingewiesen, dass es sich bei rot markierten Entfernungen um Strecken handelt, die per Hand auf Kartenmaterial gemessen wurden. Dies gilt sowohl für den Tankertransport als auch für den Pipelinetransport.

Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)	Rotterdam	Rostock
St. Petersburg (Primorsk)	4300,34	3974,39	4081,81	2680
Durchschnitt	3759,14			

**Tabelle 25: Tankerrouten für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Anhand der Routenlänge und der transportierten Energiemenge lassen sich, analog zu dem Vorgehen beim Pipelinetransport, mit Hilfe des Tanker-Kennwertes der absolute und daraus der spezifische Energieverlust berechnen. (siehe Tab. 26) Bei der späteren Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist es aufgrund der unterschiedlichen Emissionskennwerte der verwendeten Energieträger wichtig, dass die Energieverluste vom Pipeline- und Tankertransport getrennt betrachtet werden.

Energieaufwand für Tankertransport		
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland	in 10 <sup>6</sup> t / a	17,664
	in PJ / a	750,543
Tanker-Kennwert	in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport	in t <sub>Bunkeröl</sub>	121850,786
Absoluter Energieaufwand Rohöl	in PJ / a	<b>4,91668</b>
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,00655</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	<b>1,64512</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	<b>1,13723</b>

**Tabelle 26: Energieaufwand für den Rohöltransport in Tankern von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Der gesamte Energieaufwand für den Transport des Rohöls kann zur Betrachtung des gesamten Energieverlustes addiert werden. (siehe Tab. 27)

Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport		
Absoluter Energieaufwand Rohöl	in PJ / a	95,74746
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06379
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	32,03710
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	22,14639

**Tabelle 27: Gesamter Energieaufwand für den Rohöltransport von Russland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Der Energieaufwand für die Rohölaufbereitung unterscheidet sich in dieser Arbeit nur in den absoluten Werten, da die Bilanz zur Bestimmung über Gesamtdeutschland gezogen wurde.

Energieaufwand für Rohölaufbereitung		
Angelieferte Energiemenge im Rohöl	in PJ / a	1501,08672
Energieanteil Otto-KS	in PJ / a	459,93297
Energieanteil Diesel-KS	in PJ / a	313,72712
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS	in PJ / a	29,76111
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS	in PJ / a	20,30050

**Tabelle 28: Gesamter Energieaufwand für die Rohölaufbereitung des aus Russland importierten Rohöls**  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Hamburg

Für Hamburg erfolgt die Ermittlung des Energieverlusts analog zur deutschen, mit dem Unterschied, dass andere Durchsatzmengen und teilweise andere Verbindungen bestehen. Eine genaue tabellarische Darstellung aller betrachteten Länder, die nach Deutschland und Hamburg liefern, ist im Anhang zu finden.

### 3.2.2 Ergebnisse der energetischen Konversionspfade

#### 3.2.2.1 Länderspezifische Zusammenfassung für Deutschland

Hier erfolgt in Tab. 29 – Tab. 41 eine Zusammenfassung, die die Energieverluste für die Rohölförderung, den Rohöltransport und die Rohölaufbereitung kumuliert für jedes Förderland nach Deutschland einzeln wiedergibt.

Russland

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Russland		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	52,40255
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	51,95240
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,12862

**Tabelle 29: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Russland nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Großbritannien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	8,24326
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	11,35369
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06993

**Tabelle 30: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Norwegen

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	4,86894
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	6,65800
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,07060

**Tabelle 31: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Kasachstan

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Kasachstan		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	10,08540
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	10,23284
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,12113

**Tabelle 32: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Kasachstan nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Nigeria

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	6,03539
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	6,58997
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,10245

**Tabelle 33: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Aserbaidshon

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidshon		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	4,07346
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	4,18263
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,11762

**Tabelle 34: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidshon nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Libyen

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	2,62158
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	3,05032
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09056

**Tabelle 35: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Algerien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	2,69084
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	3,08930
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09284

**Tabelle 36: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Deutschland

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Deutschland		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	1,57109
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	2,28141
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06545

**Tabelle 37: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Deutschland nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Syrien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	1,64675
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	1,83954
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09783

**Tabelle 38: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Ägypten

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	1,48887
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	1,71437
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09234

**Tabelle 39: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Angola

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	1,35944
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	1,49935
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,10036

**Tabelle 40: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

Dänemark

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,76383
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	1,06226
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06906

**Tabelle 41: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark nach Deutschland**  
Quelle: eigene Anfertigung

*3.2.2.3 Länderspezifische Zusammenfassung für Hamburg*

Hier folgt in Tab. 42 – Tab. 52 eine Zusammenfassung, die die Energieverluste für die Rohölförderung, den Rohöltransport und die Rohölaufbereitung kumuliert für jedes Förderland nach Hamburg einzeln wiedergibt.

Russland

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Rußland		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	4,82214
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	6,16892
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,10353

**Tabelle 42: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Russland nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Großbritannien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	1,11298
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	1,57607
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06749

**Tabelle 43: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Großbritannien nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Norwegen

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,65654
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,92309
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06810

**Tabelle 44: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Norwegen nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Nigeria

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,79358
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,89361
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09631

**Tabelle 45: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Nigeria nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Aserbaidtschan

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidtschan		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,57145
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,59003
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,11606

**Tabelle 46: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Aserbaidtschan nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Libyen

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,36144
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,42660
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,08833

**Tabelle 47: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Libyen nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Algerien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,36513
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,42781
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,08947

**Tabelle 48: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Algerien nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Syrien

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,23023
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,25932
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09626

**Tabelle 49: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Syrien nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Ägypten

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,21382
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,24798
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09113

**Tabelle 50: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Ägypten nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

Angola

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,17896
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,20384
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,09422

**Tabelle 51: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Angola nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

## Dänemark

Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark		
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS	in PJ / a	0,10285
Absoluter Energieaufwand Otto-KS	in PJ / a	0,14723
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06660

**Tabelle 52: Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Dänemark nach Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

### 3.2.2.4 Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg

Die Verluste für den Sekundärtransport mit TKWs zum Flughafen Hamburg sind in Tab. 53 für Dieselkraftstoff und in Tab. 54 für Ottokraftstoff dargestellt. Die zur Berechnung eingesetzten Bedingungen sind ebenfalls angegeben.

#### Dieseldkraftstoff

Energieverlust für Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg		
$V_{\text{Diesel\_FHG}}$	in m <sup>3</sup> /a	876,4
$\rho_{\text{Diesel}}$	in t/m <sup>3</sup>	0,7475
$m_{\text{Diesel\_FHG}}$	in t/a	655,109
$V_{\text{Diesel\_TKW}}$	in m <sup>3</sup>	28
$m_{\text{Diesel\_TKW}}$	in t	20,93
$n_{\text{TKW-Fahrten}}$	-	32
$V_{\text{Dieselverbr. TKW\_voll}}$	in m <sup>3</sup> /km	0,00030
$V_{\text{Dieselverbr. TKW\_leer}}$	in m <sup>3</sup> /km	0,00021
$m_{\text{Dieselverbr. TKW\_voll}}$	in t/km	0,00022
$m_{\text{Dieselverbr. TKW\_leer}}$	in t/km	0,00016
$S_{\text{Holborn\_FHG\_Holborn}}$	in km	65
$H_{\text{Diesel}}$	in MJ/t	42960
$E_{\text{Inhalt\_Diesel\_FHG}}$	in MJ/a	28143482,640
<b>Absoluter Energieaufwand</b>	in MJ/a	<b>16999,12594</b>
	in PJ/a	<b>0,00001700</b>
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>	in PJ/PJ <sub>Diesel-KS</sub>	<b>0,00060</b>

**Tabelle 53: Energieverlust für Sekundärtransport von Dieseldkraftstoff zum Flughafen Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

## Ottokraftstoff

Energieverlust für Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg		
$V_{\text{Otto-KS\_FHG}}$	in $\text{m}^3/\text{a}$	38,6
$\rho_{\text{Otto-KS}}$	in $\text{t}/\text{m}^3$	0,8325
$m_{\text{Otto-KS\_FHG}}$	in $\text{t}/\text{a}$	32,119
$V_{\text{Otto-KS\_TKW}}$	in $\text{m}^3$	28
$m_{\text{Otto-KS\_TKW}}$	in $\text{t}$	23,31
$n_{\text{TKW-Fahrten}}$	-	2
$V_{\text{Dieselverbr.\_TKW\_voll}}$	in $\text{m}^3/\text{km}$	0,0003
$V_{\text{Dieselverbr.\_TKW\_leer}}$	in $\text{m}^3/\text{km}$	0,000209
$\rho_{\text{Diesel}}$	in $\text{t}/\text{m}^3$	0,7475
$m_{\text{Dieselverbr.\_TKW\_voll}}$	in $\text{t}/\text{km}$	0,00022425
$m_{\text{Dieselverbr.\_TKW\_leer}}$	in $\text{t}/\text{km}$	0,000156228
$S_{\text{Holborn\_FHG\_Holborn}}$	in $\text{km}$	65
$H_{\text{diesel}}$	in $\text{MJ}/\text{t}$	42960
$H_{\text{Otto-KS}}$	in $\text{MJ}/\text{t}$	43543
$E_{\text{Inhalt\_Otto-KS\_FHG}}$	in $\text{MJ}/\text{a}$	1398543,792
<b>Absoluter Energieaufwand</b>	in $\text{MJ}/\text{a}$	<b>1062,44537</b>
	in $\text{PJ}/\text{a}$	<b>0,00000106</b>
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>	in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Otto-KS}}$	<b>0,00076</b>

**Tabelle 54: Energieverlust für Sekundärtransport von Ottokraftstoff zum Flughafen Hamburg**  
Quelle: eigene Anfertigung

### 3.2.2.5 Gesamte Zusammenfassung für Deutschland

Die gesamten Ergebnisse für die energetischen Verluste der Rohölkonversion zu Diesel- und Ottokraftstoff sind für Deutschland in Tab. 55 und Abb. 28 aufgeführt.

Gesamter spezifischer Energieaufwand für Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Deutschland					
Herkunftsland	Förderung in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Produkt}}$	Primärtransport in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Produkt}}$	Aufbereitung in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Produkt}}$	Gesamt	
				in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Diesel-KS}}$	in $\text{PJ}/\text{PJ}_{\text{Otto-KS}}$
Russland	0,00013	0,06379	0,06471	0,12862	0,12862
GB	0,00010	0,00512		0,06994	0,06994
Norwegen	0,00010	0,00579		0,07060	0,07060
Kasachstan	0,00005	0,05637		0,12114	0,12114
Nigeria	0,00005	0,03665		0,10141	0,10141
Aserbaidschan	0,00005	0,05286		0,11762	0,11762
Libyen	0,00005	0,02444		0,08920	0,08920
Algerien	0,00010	0,02611		0,09093	0,09093
Deutschland	0,00010	0,00063		0,06545	0,06545
Syrien	0,00010	0,03138		0,09619	0,09619
Ägypten	0,00005	0,02632		0,09108	0,09108
Angola	0,00005	0,03637		0,10113	0,10113
Dänemark	0,00010	0,00426		0,06907	0,06907
Durchschnitt	<b>0,00008</b>	<b>0,02847</b>		<b>0,09326</b>	<b>0,09326</b>

**Tabelle 55: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

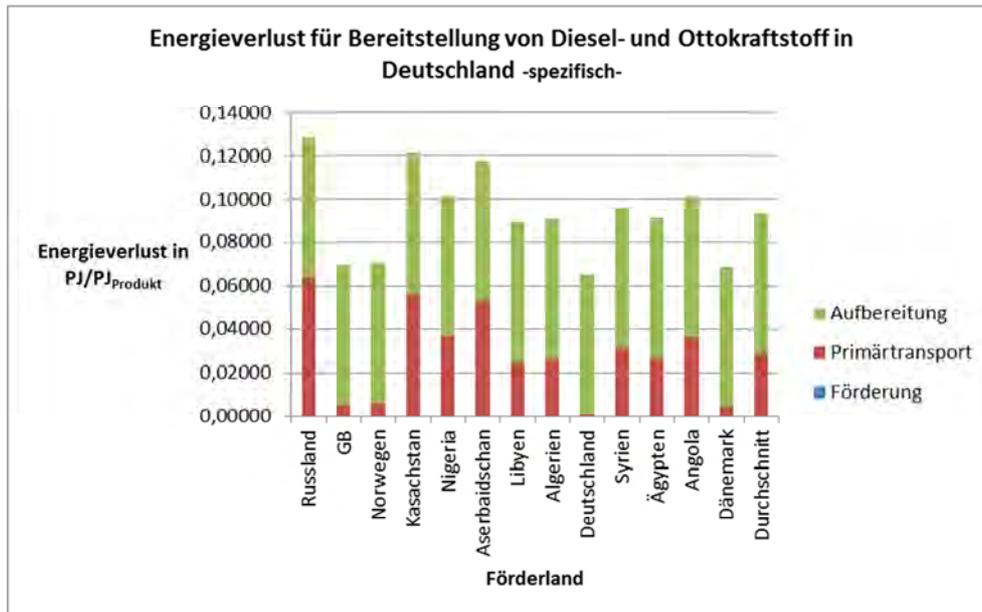


Abbildung 28: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

Es zeigt sich, dass die Förderung des Rohöls erst mit der vierten Nachkommastelle Einfluss auf den Energieverlust nimmt, dies zieht sich auch für die Betrachtung Hamburgs und des Hamburger Flughafens fort.

### 3.2.2.6 Gesamte Zusammenfassung für Hamburg

Die gesamten Ergebnisse für die energetischen Verluste der Rohölkonversion zu Diesel- und Ottokraftstoff sind für Hamburg in Tab. 56 und Abb. 29 aufgeführt.

Gesamter spezifischer Energieaufwand für Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Hamburg						
Herkunftsland	Förderung		Primärtransport		Gesamt	
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		in PJ/PJ <sub>Diesel-KS</sub>	in PJ/PJ <sub>Otto-KS</sub>
Russland	0,00013		0,03872		0,10416	0,10432
GB	0,00010		0,00327		0,06868	0,06884
Norwegen	0,00010		0,00387		0,06928	0,06944
Nigeria	0,00005		0,03153		0,09689	0,09705
Aserbaidschan	0,00005		0,05130		0,11666	0,11682
Libyen	0,00005		0,02356		0,08892	0,08908
Algerien	0,00010		0,02465		0,09006	0,09022
Syrien	0,00010		0,03145		0,09686	0,09702
Ägypten	0,00005		0,02637		0,09173	0,09189
Angola	0,00005		0,03005		0,09541	0,09557
Dänemark	0,00010		0,00233		0,06774	0,06790
Durchschnitt	<b>0,00011</b>		<b>0,02707</b>	0,06471	<b>0,09249</b>	<b>0,09265</b>

Tabelle 56: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

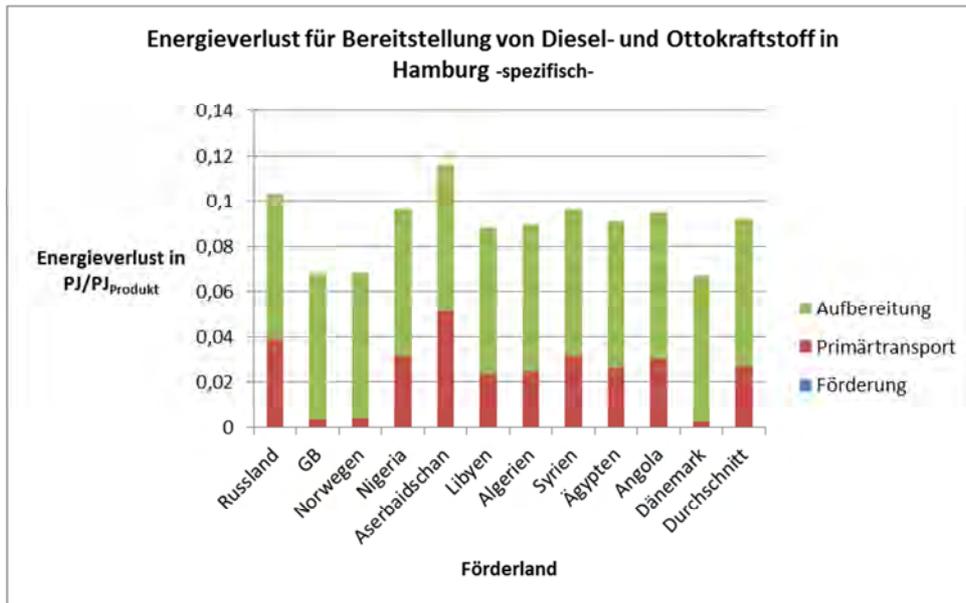


Abbildung 29: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff in Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

### 3.2.2.7 Gesamte Zusammenfassung für den Flughafen Hamburg

Die addierten Energieverluste für die gesamte Rohölkonversion bis zur Bereitstellung am Flughafen Hamburg sind in Tab. 57 sowie in Abb. 30 für Dieselkraftstoff und in Abb. 31 für Ottokraftstoff dargestellt.

Gesamter Energieaufwand für Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff am Flughafen Hamburg							
Herkunftsland	Förderung	Primärtransport	Aufbereitung	Sekundärtransport		Gesamt	
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		in PJ/PJ <sub>Diesel-KS</sub>	in PJ/PJ <sub>Otto-KS</sub>	in PJ/PJ <sub>Diesel-KS</sub>	in PJ/PJ <sub>Otto-KS</sub>
Russland	0,00013	0,03872	0,06471	0,00076	0,0006	0,10416	0,10432
GB	0,00010	0,00327				0,06868	0,06884
Norwegen	0,00010	0,00387				0,06928	0,06944
Nigeria	0,00005	0,03153				0,09689	0,09705
Aserbaidschan	0,00005	0,05130				0,11666	0,11682
Libyen	0,00005	0,02356				0,08892	0,08908
Algerien	0,00010	0,02465				0,09006	0,09022
Syrien	0,00010	0,03145				0,09686	0,09702
Ägypten	0,00005	0,02637				0,09173	0,09189
Angola	0,00005	0,03005				0,09541	0,09557
Dänemark	0,00010	0,00233				0,06774	0,06790
Durchschnitt	0,00011	0,02707				0,09249	0,09265

Tabelle 57: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff am Flughafen Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

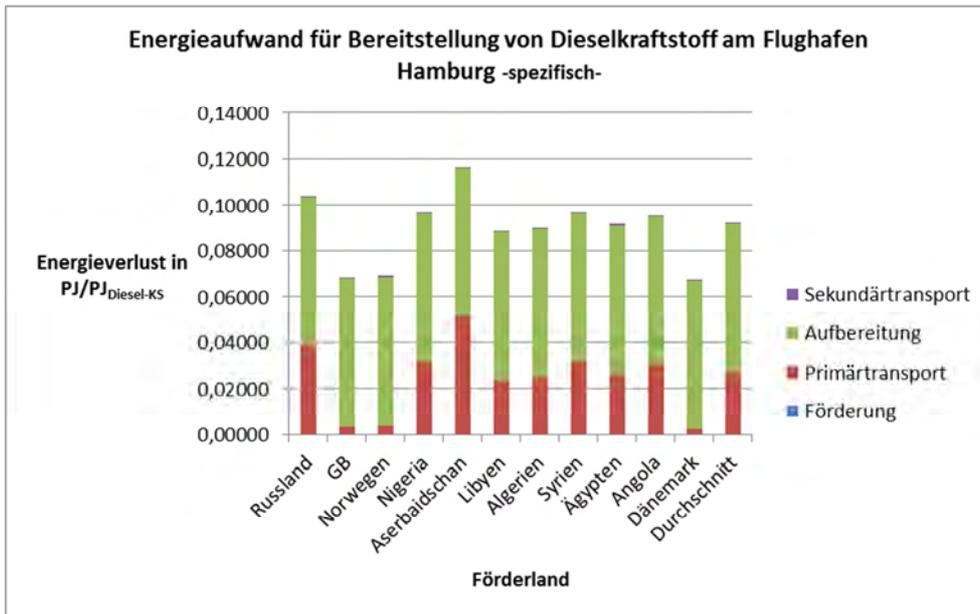


Abbildung 30: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Dieseldieselkraftstoff am Flughafen  
Quelle: Eigene Anfertigung

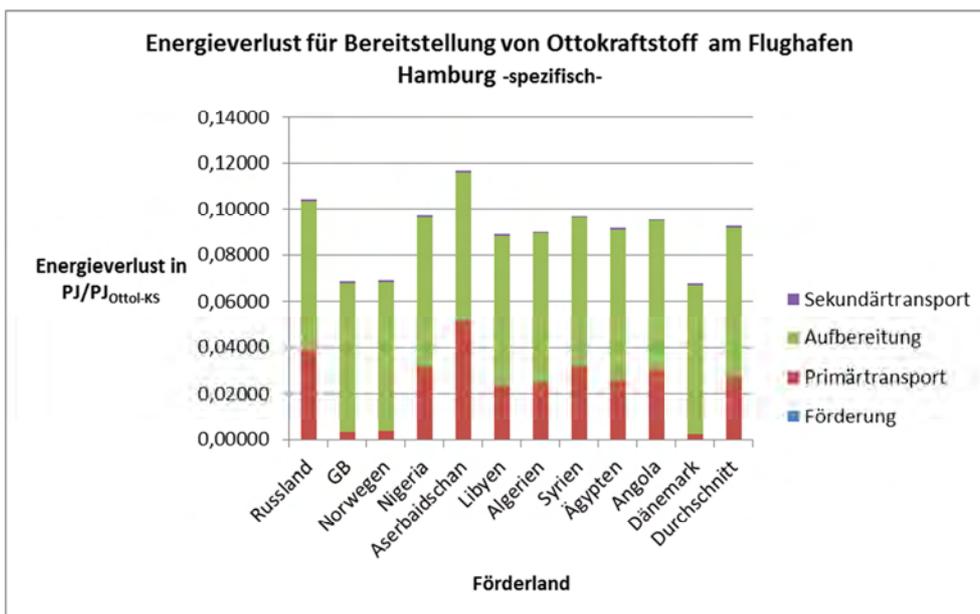


Abbildung 31: Spezifische Energieverluste zur Bereitstellung von Ottokraftstoff am Flughafen  
Quelle: Eigene Anfertigung

### 3.3 Energetische Konversionspfade von Erdgas

#### 3.3.1 Durchführung

##### 3.3.1.1 Allgemeines

###### Erdgasimport nach Deutschland

Die Rückverfolgung der energetischen Konversionspfade von Erdgas gestaltet sich wesentlich einfacher als die der Rohölprodukte. Das in Deutschland verbrauchte Erdgas stammt zu rund 97 % aus nur 4 Ländern. Es handelt sich dabei um Russland, Norwegen, die Niederlande und Deutschland selbst. Somit war hier keine Eingrenzung der betrachteten Pfade nötig. Eine Auflistung über die Importmengen der Förderländer ist in Tab. 58 zu sehen. Deutschland wird dabei zur besseren Vergleichbarkeit als nach Deutschland exportierendes Land betrachtet, die Daten gelten wie auch beim Rohöltransport für das Jahr 2011.

<b>Länderspezifische Fördermenge für Deutschland</b>		
<b>Förderland</b>	<b>in PJ / a</b>	<b>in %</b>
Russland	1422,4	35,64
Norwegen	1230,4	30,83
Niederlande	788,9	19,77
Deutschland	418,6	10,5
Sonstige	130,8	3,28
Gesamt	3991,1	100

**Tabelle 58: Länderspezifische Fördermengen für Deutschland**  
Quelle: //BMWi, 2012//

###### Erdgasimport zum Flughafen Hamburg

Bei den Erdgastransporten in Pipelines ist eine genaue Aussage über die Herkunft nicht möglich. Es handelt sich vielmehr um ein unter Druck stehendes System, in dem sich das Gas je nach Abnahmeort und -menge verteilt. Aus dem //PE, 2012;2// ist jedoch ersichtlich, dass die von Groningen kommende Gaspipeline E43 auf ihrem Weg nach Travemünde einen direkten Abzweiger aufweist, bei dem es sich um die RHG-Pipeline zur Erdgasversorgung des Großraums Hamburg handelt. Die Leitung wird zwar auch von der NETRA-Pipeline aus Norwegen gekreuzt, diese dient jedoch dem Transport des Nordseegases nach Mitteldeutschland und Sachsen-Anhalt. Da es sich bei der E43 um die einzige Hauptleitung mit hohen Durchsätzen nach Hamburg handelt, ist hier die theoretische Annahme gerechtfertigt, dass der Hamburger Flughafen mit Erdgas aus Groningen versorgt wird. Somit erfolgt hier lediglich die Betrachtung niederländischen Erdgases. Nicht betrachtet werden

vorerst der Erdgassubstituent Bioerdgas sowie in das innerdeutsche Verteilernetz eingespeiste Erdgas.

### 3.3.1.2 Erdgasförderung und -Aufbereitung

Wie im Grundlagenteil dieser Arbeit geschildert, erfolgt die Aufbereitung des Erdgases direkt nach der Förderung. Deshalb werden hier beide Schritte zusammen behandelt. Während der Energieaufwand für die Förderung minimal ist, kann die Aufbereitung zu relativ großen Verlusten führen, spezifische Verluste der Förderung und Aufbereitung sind in Tab. 59 dargestellt. Zur Berechnungen des elektrischen Energiebedarfs der im Gesamtprozess „Förderung und Aufbereitung“ benötigten Pumpen wurde ein Wirkungsgrad von  $\eta_{\text{Motor}} = 0,91$  ermittelt. //Fritsche et al, 2006, 27//

<b>Spezifischer Energieaufwand für Erdgasförderung und -Aufbereitung</b>	
<b>Förderland</b>	<b>PJ / PJ<sub>Erdgas</sub></b>
Russland	0,02300
Norwegen	0,00326
Niederlande	0,02485
Deutschland	0,02485

**Tabelle 59: Spezifische Energieverluste durch Erdgasförderung und -Aufbereitung**  
Quelle: eigene Berechnungen nach //Fritsche et al, 2006, 26f.//

Die großen Unterschiede, insbesondere für Norwegen, ergeben sich durch die verschiedenen Gasqualitäten. Während es sich in Norwegen um Süßgas handelt, besteht das deutsche Erdgas zu 50 % aus Sauergas. Der spezifische Energieaufwand für das niederländische Gas wurde aus den Werten für die deutsche Förderung und Aufbereitung übernommen. Da es sich zum einen um Erdgas aus Groningen handelt, das niederländische Erdgasfeld sich also in unmittelbarer Nähe der deutschen Grenze befindet, und zum anderen die Zusammensetzung niederländischen Erdgases derer von deutschem Erdgas weitestgehend entspricht, ist diese Annahme gerechtfertigt.

### 3.3.1.3 Erdgastransport

Der Erdgastransport nach Deutschland wurde bis zu den ersten Knotenpunkten innerhalb Deutschlands verfolgt, in denen die erste Drosselung durchgeführt wird. Nach diesem ersten Knotenpunkt erfolgt die weitverzweigte Verteilung in nicht mehr nachvollziehbaren Mittel-

und Niederdrucknetzen. Durch die Wahl der Betrachtung bis zum ersten Knotenpunkt bleibt die Vergleichbarkeit mit dem Rohöltransport nach Deutschland gewährleistet. Für die Berechnungen der Transportverluste wurden wieder die mittleren arithmetischen Pipelinelängen aus den Förderländern ermittelt um den Gesamtimport Deutschlands als Jahresdurchsatz zu verwenden. Die angegebenen Trassenlängen für den Erdgastransport entstammen aus dem nachfolgend aufgeführten Kartenmaterial der Fachzeitschrift „Petroleum Economist“.

PE – Major Pipelines of the World, fourth edition (2012)

PE – World Gas Map, 2012 edition

PE – Energy Map of Northern Europe, 2009 edition

PE – Oil & Gas Map of Eastern Europe and the FSU, first edition (2010)

Fehlende Längenangaben wurden per Hand gemessen und über den jeweiligen Maßstab der Karte berechnet. Handgemessene Längen sind analog zur Rohölbetrachtung in der Ergebnisdarstellung rot markiert.

Das russische Gas entstammt dem „Nadym Pur Taz“ Gasfeld in West Sibirien. Es gelangt durch die Yamal-Pipeline über mehrere Länder in Osteuropa nach Deutschland. Seit kurzer Zeit besteht eine zusätzliche Verbindung der NordStream-Pipeline durch die Ostsee nach Greifswald, die noch in Russland von der Yamal-Pipeline abzweigt.

Das Erdgas aus Norwegen stammt ausschließlich aus Nordseequellen, die sich vor allem im Norden weit vor der norwegischen Küste befinden. Die Anlandung erfolgt in Emden und Dornum, von wo aus das Gas über Hauptleitungen bis weit ins Landesinnere gefördert wird.

Das niederländische Erdgas für Deutschland stammt aus einem großen Gasfeld in Groningen, von wo aus es über zwei Pipelines nach Deutschland gelangt. Eine Leitung führt nach Nord-, eine nach Süddeutschland.

Die genauen Pipelinebezeichnungen und Verläufe befinden sich im Anhang.

### 3.3.2 Ergebnisse der energetischen Konversionspfade von Erdgas

#### 3.3.2.1 Erdgasförderung und Aufbereitung für Deutschland

Die Importmenge des Erdgases in t wurde mit dem Heizwert von 0,035169 GJ/m<sup>3</sup> aus //AGEB, 2011, 1// berechnet.

Energieverlust für Erdgasförderung und Aufbereitung				
Land	Importmenge		Spezifischer Energieverlust	Absoluter Energieverlust in PJ
	in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	in PJ		
Russland	40444,710	1422,400	0,023	0,327
Norwegen	34985,356	1230,400	0,003	0,040
Niederlande	22431,687	788,900	0,025	0,196
Deutschland	11902,528	418,600	0,025	0,104
Gesamt	109764,281	3860		0,667

**Tabelle 60: Spezifische Energieverluste bei der Erdgasförderung und Aufbereitung des Erdgases für Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

#### 3.3.2.2 Erdgasförderung und Aufbereitung für den Flughafen Hamburg

Für die Berechnung des Energieaufwandes der Erdgasförderung wurde der CNG-Verbrauch des Flughafens für Fahrzeuge im Jahr 2011 benutzt. Der Heizwert für CNG von 44,37 GJ/t entstammt der Quelle //Palocz-Andresen, 2008, 176//.

Energieaufwand für Erdgasförderung und Aufbereitung				
Förderland	Exportmenge zu FHG 2011	Energie-Inhalt	Spezifischer Energieverlust	Absoluter Energieverlust in GJ
	in t / a	in GJ		
Niederlande	381,516	16927,865	0,025	4,207

**Tabelle 61: Spezifische Energieverluste bei der Erdgasförderung und Aufbereitung des Erdgases für Hamburg**  
Quelle: Eigene Anfertigung

#### 3.3.2.3 Erdgastransport nach Deutschland am Beispiel Russland

Das Vorgehen zur Ermittlung der energetischen Konversionspfade beim Rohgastransport wurde analog zur Betrachtung der Rohölkonversion durchgeführt, weshalb es hier kurz für Russland erläutert wird. Die Daten für die Ermittlung der Transportverluste aus Norwegen, den Niederlanden und Deutschland sind im Anhang dargestellt.

Der verwendete Pipelinekennwert beträgt 0,00006142 PJ / (PJ<sub>Rohgas</sub> \* km) und entstammt der Quelle //Synwoldt, 2008, 129//. Über die ermittelten Trassenlängen (Tab. 62) und transportierten Energiemengen konnten anhand des Kennwertes die spezifischen Verbräuche ermittelt werden (Tab. 63).

Pipelines nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Nadym Pur Taz Gasfeld Grayazovets (Russland) Frankfurt a.d. Oder	D65 (Yamal-Pipeline)	Nadym Pur Taz Gasfeld	Frankfurt a.d. Oder	4200
Route 2				
Nadym Pur Taz Gasfeld Grayazovets (Russland) Vyborg (Russland) Greifswald	D65 (Yamal-Pipeline)	Nadym Pur Taz Gasfeld	Grayazovets (Russland)	1860
	Vbdg. Yamal-NordStream	Grayazovets (Russland)	Vyborg (Russland)	700
	D15 (NordStream)	Vyborg	Greifswald	1200
Durchschnittliche Pipelinelänge nach Deutschland				
Route 1		Nadym Pur Taz Gasfeld	Frankfurt a.d. Oder	4200
Route 2		Nadym Pur Taz Gasfeld	Greifswald	3760
Durchschnitt		Russland	Deutschland	3980
Durchschnittliche Pipelinelänge in Deutschland				
	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Durchschnitt	E135 (OPAL)	Lubim	Oberhau	470

**Tabelle 62: Erdgaspipelines von Russland nach Deutschland**  
**Quelle: Allgemeine Kartenzusammenstellung des Petroleum Economist**

Energieaufwand für Pipelinetransport		
Im Rohgas transportierte Energiemenge	in PJ / a	1422,400
Pipeline-Kennwert	in PJ / (PJ <sub>Erdgas</sub> * km)	0,00006142
Absoluter Energieaufwand	in PJ / a	388,769
Spezifischer Energieaufwand	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	0,27332

**Tabelle 63: Energieverluste in Erdgaspipelines von Russland nach Deutschland**  
**Quelle: Allgemeine Kartenzusammenstellung des Petroleum Economist**

Die zusammengefassten Ergebnisse des Erdgastransports von Russland nach Deutschland sind in Tab. 64 dargestellt und werden in der Diskussion dieser Arbeit näher untersucht.

Energieaufwand für Erdgastransport				
Land	Importmenge		Energieaufwand	
	[10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/PJ <sub>Erdgas</sub> ]
Russland	40444,710	1422,400	388,769	0,27332
Norwegen	34985,356	1230,400	117,286	0,09532
Niederlande	22431,687	788,900	16,765	0,02125
Deutschland	11902,528	418,600	12,178	0,02909
Gesamt	109764,281	3860,300	534,999	0,13859

**Tabelle 64: Zusammengefasster Energieverlust für Erdgastransport**  
**Quelle: Eigene Darstellung**

### 3.3.2.4 Erdgastransport zum Flughafen Hamburg

Wie schon angesprochen wird hier der Transport mit der Pipeline E43 bis Hamburg betrachtet (siehe Tab. 65), die Verteilung über das Mitteldrucknetz bis zum Flughafen Hamburg wird aufgrund der auf die Gesamtstrecke bezogenen geringen Entfernung vernachlässigt.

Pipelinetransport zum Flughafen Hamburg				
	Bezeichnung	Start	Stop	Länge [km]
Groningen - Hamburg	E43	Groningen	(Flughafen) Hamburg	238

**Tabelle 65: Pipelinetransport des Rohgases zum Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Die zusammengefassten Ergebnisse des Erdgastransports von Russland nach Deutschland sind in Tab. 66 dargestellt und werden in der Diskussion dieser Arbeit näher untersucht.

Energieaufwand für Erdgastransport		
Transportiertes Erdgasmenge	[t/a]	381,516
Im Rohgas transportierte Energiemenge	[PJ/a]	0,01693
Pipeline-Kennwert	[PJ/(PJ <sub>Erdgas</sub> *km)]	0,00006142
Absoluter Energieaufwand	[PJ/a]	0,00025
Spezifischer Energieaufwand	[PJ/PJ <sub>Erdgas</sub> ]	0,01462

**Tabelle 66: Energieaufwand für Pipelinetransport des Rohgases zum Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Anfertigung

### 3.3.2.5 Gesamte Zusammenfassung für Deutschland

Die Ergebnisse der gesamten Erdgaskonversion mit Differenzierung zwischen Transport und Förderung/ Aufbereitung nach Exportland sind in Tab. 67 länderspezifisch dargestellt und zur Veranschaulichung in Abb. 32 aufgetragen.

Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Deutschland				
Förderland	Transport		Förderung + Aufbereitung	
	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	in PJ / a	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	in PJ / a
Russland	0,273	388,769	0,023	32,715
Norwegen	0,095	117,286	0,003	4,016
Niederlande	0,021	16,765	0,025	19,604
Deutschland	0,029	12,178	0,025	10,402
Durchschnitt	0,105	133,750	0,019	16,684
Gesamt		534,999		66,738

**Tabelle 67: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

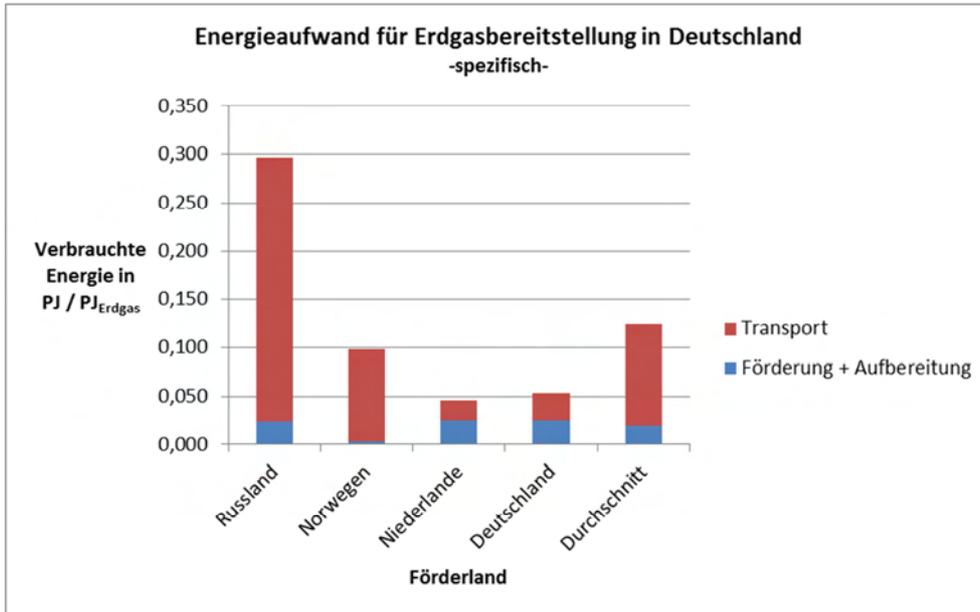


Abbildung 32: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

### 3.3.2.6 Gesamte Zusammenfassung für den Flughafen Hamburg

Die Ergebnisse für den Energieverlust der Erdgasbereitstellung am Flughafen Hamburg befindet Tab. 68 und Abb. 33.

Energieaufwand für Erdgasbereitstellung am Flughafen Hamburg				
Förderland	Transport		Förderung + Aufbereitung	
	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	in PJ / a	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	in PJ / a
Niederlande	0,01462	0,00025	0,02485	0,00042

Tabelle 68: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

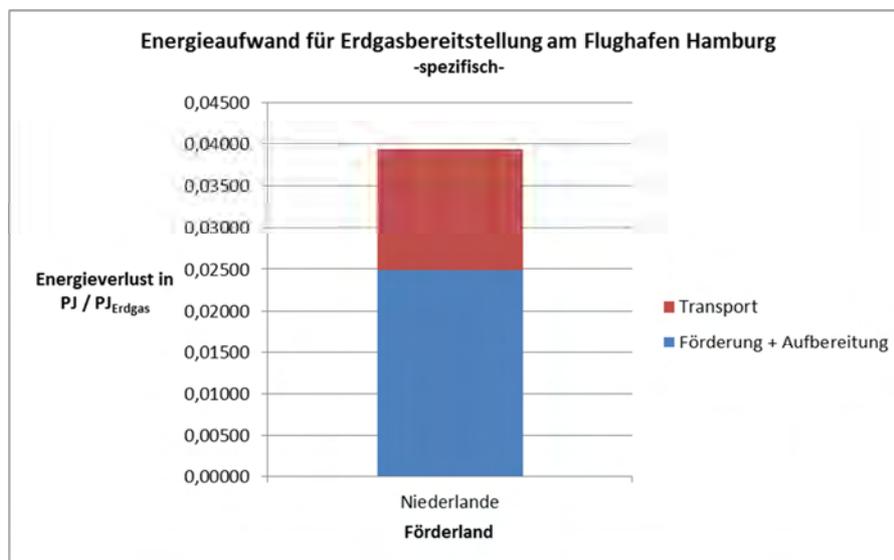


Abbildung 33: Energieaufwand für Erdgasbereitstellung in Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

### 3.4 Elektrische Energie

Für die leistungsstarken Großfahrzeuge und kontinuierlich eingesetzten Schlepper des Flughafens Hamburg käme ein elektrischer Antrieb aufgrund der zum heutigen Zeitpunkt langen Ladezeiten und vergleichsweise geringen Batteriekapazitäten noch nicht in Frage. Somit ist der Anteil der Elektrofahrzeuge auf die normalen PKWs beschränkt und vorerst so gering, dass sich die Betrachtung des Konversionspfades auf den deutschen Strommix bezieht. Eine intensivere Auseinandersetzung mit Blick auf die ökologische Verträglichkeit, wäre erst bei einer größeren Flotte und eigener, im Idealfall regenerativer Stromerzeugung relevant.

Die Anteile der Hauptenergielieferanten und ihre spezifischen Energieverluste sind für den deutschen Strommix in Tab. 69 aufgeschlüsselt.

Spezifischer Energieverlust der deutschen Stromproduktion			
Energieträger	Anteil an betrachtetem Mix	Jeweiliger spez. Energieverlust in PJ / PJ <sub>el</sub>	Gesamter spez. Energieverlust in PJ / PJ <sub>el</sub>
Braunkohle	0,24700	0,62	<b>0,487384</b>
Steinkohle	0,18500	0,59	
Erdgas	0,13500	0,556	
Kernkraft	0,17700	0,77	
Erneuerbare Energien	0,20300	0	
Sonstige	0,04200	0,168	
Mineralöl	0,011	0,608	

**Tabelle 69: Ermittlung des spezifischen Energieaufwandes für den deutschen Strommix**  
**Quelle: Eigene Berechnung nach //AGEB, 2012// und //Beer et al, 2011, 2//**

Für den Bau von Wind-, Wasser-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerken wird zwar Energie verbraucht, dies ist bei konventionellen Energieerzeugungsanlagen ebenso der Fall. Die Betrachtung in dieser Arbeit bezieht sich auf die kontinuierlichen Verluste in Förderung, Transport und Aufbereitung. Aufgrund dieser Betrachtungsweise beträgt der spezifische Energieaufwand der erneuerbaren Energien hier Null. Auch der Energieaufwand für die Bereitstellung der Biomasse hat im Vergleich zur gesamten Energiebereitstellung durch Biomasse, welche im bundesdeutschen Strommix einen Anteil von 5,4 % an der gesamten Stromerzeugung aufweist, einen zu geringen Anteil, als dass er in die Betrachtung mit einfließen würde.

### 3.5 Wasserstoff-Elektrolyse

Der Flughafen Hamburg verfügt über eine eigene Wasserstofftankstelle, bei dieser wird der Wasserstoff in Gasflaschenbündeln angeliefert. Die Bündelversorgung wurde im Rahmen eines Testprojekts gewählt und ist nur bis zu einer bestimmten, verhältnismäßig kleinen Durchsatzmenge sinnvoll. Bei einem vermehrten Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätsbereich auf dem Flughafen Hamburg würde die Wasserstoffherstellung auf dem Flughafengelände mittels Elektrolyse erfolgen. Momentan entspräche die Stromversorgung für die Elektrolyse dem deutschen Strommix, weshalb das Szenario hier so dargestellt wird.

Der spezifische Energieaufwand für Wasserstoff aus der Elektrolyse wurde hier inklusive der nachfolgenden Kompression auf 200, 400 oder 800 bar ausgewertet und ist in Tab. 70 dargestellt. Da es sich bei Wasserstoff um einen Sekundärenergieträger handelt, wird hier der spezifische Energieaufwand für den deutschen Strommix aus Kap. 3.4 einbezogen.

<b>Spezifischer Energieverlust für die Wasserstoffelektrolyse</b>	
Elektrolyse in $P_{J_{el}} / P_{J_{H_2}}$	0,43
<b>Spezifischer Energieverlust für die Wasserstoffelektrolyse + Kompression</b>	
für 200 bar in $P_{J_{el}} / P_{J_{H_2}}$	0,5
für 400 bar in $P_{J_{el}} / P_{J_{H_2}}$	0,48
für 800 bar in $P_{J_{el}} / P_{J_{H_2}}$	0,45
Deutscher Strommix in $P_J / P_{J_{el}}$	0,487338
<b>Spezifischer Energieverlust inkl. Stromerzeugung</b>	
für 200 bar in $P_J / P_{J_{H_2}}$	4,10393
für 400 bar in $P_J / P_{J_{H_2}}$	4,27492
für 800 bar in $P_J / P_{J_{H_2}}$	4,55992

**Tabelle 70: Ermittlung des spezifischen Energieaufwandes für die Wasserstoff-Elektrolyse**  
Quelle: eigene Berechnung nach Daten aus //Bossel, 2006, 30//

Gegen die Nutzung von Wasserstoff spricht nur der Einsatz fossiler Primärenergieträger. Wird im Elektrolyse- und Verdichtungsprozess regenerativ erzeugter Strom intelligent eingesetzt, so sind Elektrolyse und Verdichtung analog der Verluste in Kapitel 3.4 mit Null anzusehen. Die Umwandlung von Spannungsüberschüssen aus der Windstromerzeugung in Wasserstoff würden den gesamtdeutschen Wirkungsgrad in jedem Fall erhöhen.

### 3.6 Ökologische Fußabdrücke anhand der CO<sub>2</sub> – Emissionen

Die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist mit dem Wissen um die spezifischen Energieverluste sowie die eingesetzten Energieträger relativ einfach. Durch den Einsatz von stoffspezifischen Emissionswerten (siehe Tab. 71) lassen sich die konversionsbedingten Emissionen über die Anteile der Kraftstoffeinsätze berechnen. Zum Vergleich der ökologischen Fußabdrücke sind nur die spezifischen Emissionen notwendig, weshalb hier auf die absoluten Werte verzichtet wird. Eine Betrachtung der Konversionspfade der eingesetzten Brennstoffe wie beispielsweise Bunkeröl für den Tankertransport wurde nicht mehr vorgenommen, da dies außerhalb der definierten Systemgrenzen liegt und im Zeitrahmen der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet werden konnte. Alle hier angegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Brennstoffeinsatzes in Motor oder Raffinerie beziehen sich auf eine vollständige Verbrennung.

Brennstoff	spez. CO <sub>2</sub> Ausstoß [t/PJ]
Heizöl, schwer	78000
Diesel-KS	74000
Otto-KS	65000
Erdgas	56000

**Tabelle 71: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf den eingesetzten Brennstoff**  
Quelle: //Beer et al, 2011, 2//

Bei der Förderung sowie beim Pipelinetransport von Rohöl werden meist Elektromotoren für den Antrieb der Pumpen verwendet //Fritsche et al, 2006, 13//. Zur Ermittlung der CO<sub>2</sub> - Emissionen von Förderung und Transport wurde hier der weltweite Strommix verwendet. Dieser ist in Tab. 72 aufgeschlüsselt. Nicht eingeflossen sind die 3,7 % sonstigen Brennstoffe, so dass der weltweite Strommix durch die verbliebenen 96,3 % dargestellt wurde. Eine länderspezifische Betrachtung erfolgte aufgrund der schlechten Datenlage nicht.

Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen des weltweiten Strommix				
Brennstoff	Anteil an Weltstrommix	Anteil betrachteter Brennstoffe	Spez.CO <sub>2</sub> -Ausstöße in t / PJ <sub>el</sub>	Result. CO <sub>2</sub> -Ausstoß in t / PJ <sub>el</sub>
Kohle	0,406	0,422	284167	160133,943
Erdgas	0,222	0,231	130278	
Wasserkraft	0,160	0,166	0	
Kernenergie	0,129	0,134	0	
Mineralöl	0,046	0,048	215557	

**Tabelle 72: Spezifische CO<sub>2</sub> - Emissionen des weltweiten Strommix**  
Quelle: Eigene Berechnung nach Daten aus //IEA, 2012, 24// und //Beer et al, 2011, 1//

### 3.6.1 CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Konversion von Diesel- und Ottokraftstoff

#### 3.6.1.1 Erdölförderung

Die durch die Erdölförderung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Tab. 73 für Deutschland und in Tab. 74 für Hamburg länderspezifisch aufgeführt. Es lässt sich erkennen, dass der Wegfall von Kasachstan und Deutschland bei der Betrachtung Hamburgs keinen Einfluss auf den spezifischen Energieverlust bewirkt.

#### Deutschland

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Erdölförderung		
Herkunftsland	Spezifischer Energieverlust	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in t / PJ <sub>Produkt</sub>
Russland	0,000129	20,71
Großbritannien	0,000103	16,57
Norwegen	0,000103	16,57
Kasachstan	0,000052	8,28
Nigeria	0,000052	8,28
Aserbaidshan	0,000052	8,28
Libyen	0,000052	8,28
Algerien	0,000103	16,57
Deutschland	0,000103	16,57
Syrien	0,000103	16,57
Ägypten	0,000052	8,28
Angola	0,000052	8,28
Dänemark	0,000103	16,57
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,000082</b>	<b>13,06</b>

**Tabelle 73: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß der Erdölförderung für Deutschland**

**Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme des elektrischen Antriebes mit weltweitem Strommix**

## Hamburg

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Erdölförderung		
Herkunftsland	Spezifischer Energieverlust	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in t / PJ <sub>Produkt</sub>
Russland	0,000129	20,71
Großbritannien	0,000103	16,57
Norwegen	0,000103	16,57
Nigeria	0,000052	8,28
Aserbaidshan	0,000052	8,28
Libyen	0,000052	8,28
Algerien	0,000103	16,57
Syrien	0,000103	16,57
Ägypten	0,000052	8,28
Angola	0,000052	8,28
Dänemark	0,000103	16,57
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,000082</b>	<b>13,18</b>

**Tabelle 74: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß der Erdölförderung für Hamburg**  
Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme des elektrischen Antriebes mit weltweitem Strommix

### 3.6.1.2 Rohöltransport

Die durch den Rohöltransport entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Tab. 75 für Deutschland und in Tab. 76 für Hamburg länderspezifisch aufgeführt. Hierbei handelt es sich um die insgesamt beim Transport entstehenden Emissionen, im Anhang sind die nach Pipeline- und Tankertransport unterteilten Emissionswerte dargestellt.

## Deutschland

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Transport gesamt		
Herkunftsland	Spez. Verlust	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in t / PJ <sub>Produkt</sub>
Russland	0,067061	10200,67
Großbritannien	0,006656	897,01
Norwegen	0,007322	948,94
Kasachstan	0,056375	8855,62
Nigeria	0,037691	3797,36
Aserbaidshon	0,052856	7086,87
Libyen	0,025841	3165,48
Algerien	0,028030	3760,05
Deutschland	0,000713	105,69
Syrien	0,033015	3923,77
Ägypten	0,027586	3189,84
Angola	0,037151	3535,11
Dänemark	0,005790	829,44
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,029699</b>	<b>3868,91</b>

Tabelle 75: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für den gesamten Rohöltransport nach Deutschland  
Quelle: Eigene Berechnung

## Hamburg

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Transport gesamt		
Herkunftsland	Spez. Verlust	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in t / PJ <sub>Produkt</sub>
Russland	0,038722	5655,18
Großbritannien	0,003269	351,49
Norwegen	0,003872	398,51
Nigeria	0,031535	2777,04
Aserbaidshon	0,051297	6424,71
Libyen	0,023560	2446,65
Algerien	0,024646	2955,54
Syrien	0,031449	3261,52
Ägypten	0,026374	2554,58
Angola	0,030047	2440,20
Dänemark	0,002332	278,12
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,024282</b>	<b>2685,78</b>

Tabelle 76: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für den gesamten Rohöltransport nach Hamburg  
Quelle: Eigene Berechnung

### 3.6.1.3 Rohölaufbereitung

Für die Bestimmung des spezifischen Emissionswertes bezogen auf die entstehende Energie musste vorab der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Einsatzprodukte anhand ihrer Anteile im Einsatzmix ermittelt werden (siehe Tab. 77).

CO <sub>2</sub> -Ausstoß durch Aufbereitung in Raffinerien					
Fraktion	Brennstoff	Eingesetzte Energie in PJ <sub>Einsatz</sub> / a	CO <sub>2</sub> - Kennwert in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Einsatz</sub>	Anteil an Gesamteinsatz	Spezifische CO <sub>2</sub> - Emission in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Einsatz</sub>
Leichtdestillate	Flüssiggas	31,093	64500	0,11365	7330,181
	Raffineriegas	40,557	60000	0,14824	8894,405
	Rohbenzin	88,247	80000	0,32255	25804,013
	Benzinkomponenten	7,110	80000	0,02599	2079,125
Mitteldestillate	Heizöl, l	2,113	74000	0,00772	571,431
	Mitteldestillatkomponenten	0,158	74000	0,00058	42,671
	Kerosin	0,812	74000	0,00297	219,570
	Heizöl, s	43,740	78000	0,15987	12470,221
	Heizöl, s - Komponenten	6,573	78000	0,02403	1873,955
Schwerdestillate	Bitumen	22,336	80000	0,08164	6531,228
	Paraffin	0,963	80000	0,00352	281,630
	andere Mineralölprodukte	10,274	80000	0,03755	3004,183
	Petrolkoks	19,615	101000	0,07170	7241,289
<b>Gesamt</b>		<b>273,591</b>		<b>1,00000</b>	<b>76343,902</b>

**Tabelle 77: Ermittlung des spezifischen CO<sub>2</sub> – Ausstoßes bezogen auf die Brennstoffeinsätze in der Rohölaufbereitung**

Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus //UBA, 2006// und //Ago AG, 2003, 1//

Aus dem einsatzspezifischen Emissionswert konnte durch den Energieverlust der Raffinerien der produktspezifische Emissionswert berechnet werden.

Spezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen für die Rohölaufbereitung		
bezogen auf Einsatz [t CO <sub>2</sub> /PJ <sub>Einsatz</sub> ]	Spezifischer Energieverlust [PJ <sub>Einsatz</sub> /PJ <sub>Produkt</sub> ]	bezogen auf Produkt [t CO <sub>2</sub> /PJ <sub>Produkt</sub> ]
76343,90204	0,064	4886,01

**Tabelle 78: Bezug des spezifischen CO<sub>2</sub> – Ausstoßes auf die entstehende Nutzenergie der Produkte**  
Quelle: Eigene Berechnung

### 3.6.1.4 Sekundärtransport

Der Sekundärtransport von den Hamburger Raffinerien weist im Gegensatz zur vorangegangenen Konversionskette sehr geringe Emissionen auf (siehe Tab. 79). Dies liegt vor allem an der kurzen Entfernung.

Spezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen für Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg			
Energieträger	Spezifischer Energieverlust	CO <sub>2</sub> - Kennwert Diesel-KS	Spezifischer CO <sub>2</sub> - Ausstoß
	in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	in t / PJ	in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Produkt</sub>
Dieselmotortreibstoff	0,00076	74000	56,22
Ottomotortreibstoff	0,00060	74000	44,70

**Tabelle 79: Spezifischen CO<sub>2</sub> – Emissionen für den Sekundärtransport zum Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus //Beer et al, 2011, 2//

### 3.6.1.5 Zusammenfassung für die Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff

Die zusammengefasste Darstellung der gesamten Konversionspfade des Rohöls gibt Auskunft über die Unterschiede in den CO<sub>2</sub>-Emissionen, abhängig vom Zielort.

<b>Zusammenfassung der spezifischen CO<sub>2</sub> - Emissionen für die Rohölkonversion</b>			
	<b>Deutschland</b> in t CO <sub>2</sub> /PJ <sub>Produkt</sub>	<b>Hamburg</b> in t CO <sub>2</sub> /PJ <sub>Produkt</sub>	
Erdölförderung	13,062	13,177	
Rohöltransport	3868,912	2685,777	
Rohölaufbereitung	4886,010	4886,010	
Sekundärtransport		Diesel-KS	Otto-KS
		56,216	44,697
<b>Gesamt</b>	<b>8767,984</b>	<b>7641,180</b>	<b>7629,661</b>

Tabelle 80: Zusammenfassung der spezifischen CO<sub>2</sub> – Emissionen für die gesamte Rohölkonversion  
Quelle: Eigene Berechnung

### 3.6.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Konversion von Erdgas

Für die Erdgaskonversion wird aufgrund der vorrangigen Antriebsart die gesamte Energiebereitstellung durch den eigenen Produktstrom angenommen, weshalb hier der spezifische Emissionswert von 56.000 t CO<sub>2</sub>/ PJ<sub>Erdgas</sub> zur Anwendung kommt.

#### 3.6.2.1 Erdgasförderung und –Aufbereitung

##### Deutschland

Für die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Förderung und Aufbereitung von Erdgas, wurden die länderspezifischen Energieverluste arithmetisch gemittelt, weil bei dem geringen Einfluss auf den späteren Gesamtwert keine Notwendigkeit einer Gewichtung besteht.

<b>Spezifische CO<sub>2</sub> - Emissionen für Erdgasförderung &amp; -Aufbereitung</b>	
Russland	0,0230
Norwegen	0,0033
Niederlande	0,0249
Deutschland	0,0249
Spezifischer Energieverlust in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	0,0190
CO <sub>2</sub> Faktor Erdgas in t CO <sub>2</sub> /PJ	56000
<b>Spezifischer CO<sub>2</sub> - Ausstoß in t CO<sub>2</sub> /PJ<sub>Erdgas</sub></b>	<b>1063,5</b>

Tabelle 81: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für Erdgasförderung und –Aufbereitung für Deutschland  
Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus //Beer et al, 2011, 2//

## Hamburger Flughafen

Da Hamburg nur mit dem Erdgas aus den Niederlanden versorgt wird, konnte auf den Literaturwert zurückgegriffen werden.

<b>Spezifische CO<sub>2</sub> - Emissionen für Erdgasförderung &amp; -Aufbereitung</b>	
Spezifischer Energieverlust in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	0,0249
CO <sub>2</sub> Faktor Erdgas in t CO <sub>2</sub> / PJ	56000
<b>Spezifischer CO<sub>2</sub> - Ausstoß in t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>Erdgas</sub></b>	<b>1391,6</b>

**Tabelle 82: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für Erdgasförderung und –Aufbereitung den Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus // Beer et al, 2011, 2//

### **3.6.2.2 Erdgastransport**

Die Emissionswerte für den Transport wurden durch Multiplikation der ermittelten spezifischen Energieverluste mit den spezifischen Emissionen der Erdgasverbrennung berechnet und sind für Deutschland in Tab. 83 und für Hamburg in Tab. 84 aufgeführt.

## Deutschland

<b>Spezifische CO<sub>2</sub> - Emission für Erdgastransport</b>			
<b>Land</b>	<b>Spez. Verbrauch</b>	<b>Emissionsfaktor</b>	<b>Spez. CO<sub>2</sub>-Ausstoß</b>
	in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	in t CO <sub>2</sub> /PJ	in t/PJ <sub>Erdgas</sub>
Russland	0,273	56000	15305,864
Norwegen	0,095	56000	5338,135
Niederlande	0,021	56000	1190,074
Deutschland	0,029	56000	1629,186
<b>Durchschnitt</b>	0,139	56000	<b>5865,815</b>

**Tabelle 83: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für den Erdgastransport nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus // Beer et al, 2011, 2//

## Hamburger Flughafen

<b>Spezifische CO<sub>2</sub> - Emissionen für Erdgastransport</b>	
Spez. Energieverlust in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	0,01462
CO <sub>2</sub> Faktor Erdgas in t CO <sub>2</sub> / PJ	56000
<b>Spezifischer CO<sub>2</sub> - Ausstoß in t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>Erdgas</sub></b>	<b>818,606</b>

**Tabelle 84: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für den Erdgastransport zum Hamburger Flughafen**  
Quelle: Eigene Berechnung mit Kennwerten aus // Beer et al, 2011, 2//

### 3.6.2.3 Zusammenfassung für die Erdgasbereitstellung

Die Gegenüberstellung der Konversionspfade des Erdgases in Abhängigkeit der Zielorte befindet sich in Tab. 85. In Tab. 86 ist eine zusammengefasste Vergleich zu finden gibt

Zusammengefasste Spezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen Erdgas			
Erdgasförderung & -Aufbereitung		Erdgastransport	
Deutschland in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>	Hamburg in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>	Deutschland in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>	Hamburg in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>
1063,496	1391,600	5865,815	818,606

**Tabelle 85: Zusammengefasster Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß Erdgasbereitstellung in Deutschland und am Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Berechnung

Gesamte spezifische CO <sub>2</sub> - Emissionen Erdgas	
Erdgasbereitstellung in Deutschland in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>	Erdgasbereitstellung in Hamburg in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>Erdgas</sub>
6929,311	2210,206

**Tabelle 86: Gesamter Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Erdgasbereitstellung in Deutschland und am Flughafen Hamburg**  
Quelle: Eigene Berechnung

### 3.6.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen für die deutsche Stromerzeugung

Die CO<sub>2</sub>-Emission des deutschen Strommixes entstammt der Literatur und ist in Tab. 87 dargestellt.

Spezifischer CO <sub>2</sub> - Ausstoß für die deutsche Stromerzeugung				
Energieträger	Anteil an betrachtetem Mix	Spez. Energieverlust in PJ / PJ <sub>el</sub>	Gesamter spez. Energieverlust in PJ / PJ <sub>el</sub>	Spezifischer CO <sub>2</sub> - Ausstoß in t / PJ <sub>el</sub>
Braunkohle	0,247	0,620	0,487384	158334,6
Steinkohle	0,185	0,590		
Erdgas	0,135	0,556		
Kernkraft	0,177	0,770		
Erneuerbare Energien	0,203	0,000		
Sonstige	0,042	0,168		
Mineralöl	0,011	0,608		

**Tabelle 87: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Stromerzeugung in Deutschland**  
Quelle: Eigene Darstellung mit CO<sub>2</sub> - Kennwerten aus // Beer et al, 2011, 2//

### 3.6.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Wasserstoffelektrolyse

Die Emission der Wasserstoffgewinnung durch Elektrolyse wurden auf Grundlage der Emissionen des deutschen Strommixes berechnet und sind in Tab. 88 dargestellt.

<b>Spezifischer Energieverlust inkl. Stromerzeugung</b>	
für 200 bar in PJ / PJ <sub>H2</sub>	4,10393
für 400 bar in PJ / PJ <sub>H2</sub>	4,27492
für 800 bar in PJ / PJ <sub>H2</sub>	4,55992
<b>Spezifischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß Wasserstoffelektrolyse + Kompression</b>	
CO <sub>2</sub> -Kennwert deutscher Strommix in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>el.</sub>	150555,556
für 200 bar in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>H2</sub>	<b>617869,142</b>
für 400 bar in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>H2</sub>	<b>643613,690</b>
für 800 bar in t CO <sub>2</sub> / PJ <sub>H2</sub>	<b>686521,269</b>

**Tabelle 88: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Wasserstoffelektrolyse inklusive Kompression**  
**Quelle: Eigene Berechnung**

## 4. Diskussion der Ergebnisse

### 4.1 Vergleich der energetischen Konversionspfade

#### 4.1.1 Diesel- und Ottokraftstoff

Die Betrachtung der beiden Energieträger kann gemeinsam erfolgen, da der Sekundärtransport von den Hamburger Raffinerien zum Flughafen einen verschwindend geringen Anteil ausmacht.

Länderspezifisch ergeben sich für die Rohölkonzersion große Unterschiede im Energieverlust, die fast ausschließlich vom Transport herrühren. Neben der Entfernung ist auch die Wahl zwischen Tanker und Pipeline maßgeblich: So befinden sich bei dem Transport Länder wie Kasachstan, die vornehmlich oder ausschließlich mittels Pipeline nach Deutschland fördern, bei den Energieverlusten klar im Nachteil. Trotz der teilweise sehr großen Entfernungen überwiegt der Energieverbrauch durch die Aufbereitung in Deutschland bei allen Importrouten.

Im Vergleich zu Deutschland ist der Energieaufwand für die Kraftstoffbereitstellung in Hamburg geringfügig niedriger. Hamburg besitzt durch seine Nähe zur Nordsee und der Pipeline von Wilhelmshaven beste Hafenanbindungen, weshalb lange innereuropäische Landtransporte nicht notwendig sind.

In der Betrachtung von Hamburg fallen die hohen Transportverluste des Rohöls von Kasachstan über Osteuropa weg. Dies führt zu einem sinkenden spezifischen Energieverlust für Hamburg. Verringert wird diese Einsparung für Hamburg dadurch, dass Kasachstan sich im Status der Primärförderung befindet. Da Kasachstan jedoch kein Rohöl nach Hamburg liefert, kann dieser positive Effekt nicht auf Hamburg angerechnet werden.

#### **4.1.2 Erdgas**

Die Energieverluste für die Erdgasförderung und Aufbereitung befinden sich in allen Ländern im einstelligen Prozentbereich. Vor allem die guten Gasqualitäten sorgen für Norwegen und Russland für geringe Werte. Im deutschen und niederländischen Erdgas ist zu etwa 50 % Sauer gas enthalten, was für höheren Aufwand in der Aufbereitung sorgt. Dies spiegelt sich insbesondere für die Aufbereitung des nach Hamburg gelieferten Erdgases wieder.

Der Transport von Erdgas erfolgt für Deutschland ausschließlich in Pipelines, was durch die turbulente Strömung zu hohen Druckverlusten und damit nötigen Energieaufwendungen führt. Für die kumulierten Energieverluste heißt das, dass die Entfernung der Quelle zum Verbraucher wieder ausschlaggebend ist. Der Vorteil des Großraumes Hamburg liegt in der Verbindung mit der rund 250 km entfernten Quelle in Groningen, welche eine der größten Lagerstätten Nordeuropas darstellt //PE-World Gas Map//. Durch die kurze Entfernung liegt der Verlust mit  $0,03947 \text{ PJ/PJ}_{\text{Erdgas}}$  bei nur rund einem Siebtel des deutschen Durchschnitts ( $0,12374$ ).

#### **4.1.3 Elektrische Energie**

Mit  $0,4873 \text{ PJ/PJ}_{\text{elektrisch}}$  liegen die Energieverluste bei der Bereitstellung von elektrischer Energie weit über denen der fossilen Sekundärenergieträger. Der Großteil der Verluste bei der Stromerzeugung entfällt auf die Umwandlung in den Kraftwerken, deren Wirkungsgrad somit entscheidenden Einfluss hat. Eine genauere Untersuchung der Konversionswege wurde hier nicht vorgenommen, doch ist davon auszugehen, dass insbesondere der Abbau und Transport von Kohle aus Australien, sowie die Bereitstellung nuklearen Brennstoffes aus Erzen einen Großteil der Energieverluste ausmachen.

Allerdings sei angemerkt, dass es sich bei elektrischem Strom um die reinste Form der Energie handelt, welche fast ohne Verluste zum Antrieb von Motoren eingesetzt werden kann. In dieser Arbeit wurde der Brennstoffeinsatz der nutzbaren Sekundärenergieträger in Motoren

nicht betrachtet. Würden die Umwandlungsverluste der Verbrennungsmotoren mit einbezogen, so lägen die energetischen Verluste je nach Motorbauart zwischen 60 und 70 Prozent.

#### 4.1.4 Wasserstoff

Der Energieverlust bei der Wasserstoff-Elektrolyse selbst ist annähernd so hoch wie der bei der deutschen Stromerzeugung. Wenn jetzt ebendieser Strommix für die Elektrolyse genutzt wird, ergeben sich insgesamt über 4 PJ/PJ<sub>H2</sub>, die für die Wasserstoffbereitstellung inklusive Verdichtung verloren gehen. So hohe Verluste sind nur vertretbar, wenn der elektrische Strom aus regenerativer Energieerzeugung (ausgenommen elektrische Energie aus Biomasse) stammt. Dann allerdings kann Wasserstoff aus der Elektrolyse aufgrund des hohen Energiegehalts eine gute Alternative zu fossilen Kraftstoffen sein.

#### 4.1.5 Vergleich der Sekundärenergieträger untereinander

Stoffspezifische Energieverluste über die gesamten Konversionspfade			
Deutschland in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		Hamburg in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	
Diesel- und Ottokraftstoff	0,09326	Diesel- und Ottokraftstoff	0,09257
Erdgas	0,12374	Erdgas	0,03947
Elektrische Energie	0,48732	Elektrische Energie	0,48738

**Tabelle 89: Stoffspezifische Energieverluste über die gesamten Konversionspfade**  
Quelle: Eigene Berechnung

Aufgrund des hohen Transportaufwandes für Erdgas aus Russland sind die Verluste für die Mineralölprodukte bei der gesamtdeutschen Energiebereitstellung am geringsten (siehe Tab. 89). Bei der Versorgung des Flughafens Hamburg verhält sich dies umgekehrt, dort ist die Bereitstellung von Erdgas mit großem Abstand am verlustärmsten. Aus den unter 4.1.3 genannten Gründen kann die elektrische Energie hier nicht für den Vergleich herangezogen werden. Sie ist stark abhängig vom eingesetzten Primärenergieträger sowie den Umwandlungsprozessen. Wasserstoff wird hier nicht mit aufgeführt, da es sich bei Elektrolysewasserstoff um ein Produkt der elektrischen Energie handelt, das somit nur mit größeren Verlusten behaftet sein kann.

## **4.2 Vergleich der ökologischen Fußabdrücke anhand energetischer Konversionspfade**

### **4.2.1 Diesel- und Ottokraftstoff**

Analog zu den spezifischen Verlusten wirkt sich auch hier die Hafenanbindung Hamburgs positiv aus. Zum einen wird der verlustreiche Pipelinetransport in Europa größtenteils durch Tanker ersetzt, zum anderen ist der spezifische CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Verbrennung des Schweröls in Tankern geringer als der des vielfach durch Kohle generierten weltweiten Strommixes. Somit liegen die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Bereitstellung in Hamburg mit ca. 7600 t / PJ<sub>Produkt</sub> um knapp 13 % unter dem für Deutschland bestimmten Wert in Höhe von rund 8768 t / PJ<sub>Produkt</sub>.

### **4.2.2 Erdgas**

Wie in 4.1.2 dargestellt, hat Hamburg den Vorteil des kurzen Transportweges, weshalb mit 2210 t / PJ<sub>Produkt</sub> nur rund ein Drittel des durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes für die deutsche Erdgasbereitstellung entsteht. Weniger als die Hälfte der Emissionen entstehen durch den Transport nach Hamburg (818,6 t / PJ<sub>Produkt</sub>).

### **4.2.3 Elektrische Energie**

Bei der Betrachtung des deutschen Strommixes sind insbesondere die Anteile an Kohle für die hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen mit 158.334,6 t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>elektrisch</sub> verantwortlich. Da der Strom nach der Erzeugung einsatzbereit ist und beim Verbrauch keine zusätzlichen Emissionen entstehen, ist der Vergleich auch hier schwierig. Dazu sei erwähnt, dass bei der Verbrennung von Diesel- bzw. Ottokraftstoff im Motor rund 73.889 t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>Dieselmotor</sub> bzw. 65.000 t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>Ottomotor</sub> freigesetzt werden. Unter Einbeziehung des Wirkungsgrades von Diesel- oder Ottomotor sowie der Konversionspfade würde sich die Differenz der Emissionen elektrischer Energie verringern.

#### 4.2.4 Wasserstoff

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Wasserstoffelektrolyse beinhalten den ohnehin schon hohen Ausstoß der deutschen Stromerzeugung. Würde man diesen für die Bereitstellung eines Petajoules Wasserstoff einsetzen, entstünden durch den großen Energieverlust in Höhe von rund 400 Prozent zwischen 600.000 und 700.000 t CO<sub>2</sub> / PJ<sub>H2</sub>.

#### 4.2.5 Vergleich der Sekundärenergieträger untereinander

Stoffspezifische Energieverluste über die gesamten Konversionspfade			
Deutschland in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		Hamburg in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	
Diesel- und Ottokraftstoff	8767,984	Diesel- und Ottokraftstoff	7635,421
Erdgas	6929,311	Erdgas	2210,206
Elektrische Energie	158334,6	Elektrische Energie	158334,6

**Tabelle 90: Stoffspezifische CO<sub>2</sub> - Emissionen über die gesamten Konversionspfade**  
Quelle: Eigene Berechnung

Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiebereitstellung gilt sowohl für Hamburg als auch für Deutschland, dass Erdgas die geringsten Werte aufweist. Insbesondere für Hamburg liegt der Emissionswert bei ca. einem Drittel des Emissionswertes für die Rohölkonversion.

Der Einsatz elektrischen Stromes aus dem deutschen Strommix schneidet am schlechtesten ab. Hier sei aber anzumerken, dass es sich bei den Sekundärenergieträgern „Elektrische Energie“ und „Wasserstoff“ um Energieträger handelt, die generell aus jedem Primärenergieträger hergestellt werden können. Somit sind die Emissionswerte immer so gut oder schlecht, wie die des eingesetzten Primärenergieträgers.

## 5. Fazit

Bei der allgemeinen Betrachtung der fossilen Energieträger kann gesagt werden, dass Erdgas unter den betrachteten Voraussetzungen bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen besser abschneidet, während die Rohölkonversion für Deutschland energetische Vorteile mit sich bringt.

Die vergleichsweise hohen Emissionen zur Bereitstellung der Rohölprodukte ziehen sich vom Tankertransport mit Schweröl als Energielieferant über den Pipelinetransport mit elektrischer Energie aus dem weltweiten Stromnetz fort bis hin zur Aufbereitung, in der schwere und leichte Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Erdgasbereitstellung sind vor allem wegen der Nutzung des Produktstroms als Antriebsmedium der Verdichter geringer.

Aus energetischer Sicht sind die Rohölprodukte für Deutschland im Vorteil. Der höhere Energieverlust der Erdgaskonversion rührt dabei vor allem aus den Transportverlusten her. Die im Vergleich zum Rohöl geringe Energiedichte sowie Druckverluste in den Pipelines sorgen für einen großen Aufwand, um eine massebezogen vergleichsweise geringe Energiemenge über zum Teil sehr weite Entfernungen zu transportieren. Besonders für Deutschland macht sich dies bei Russland als größtem Lieferanten bemerkbar. Teilweise bereinigt wird der Energieverlust gegenüber den Rohölprodukten durch den vergleichsweise geringen Aufwand zur Aufbereitung des Erdgases.

Für die Bereitstellung der fossilen Energieträger am Hamburger Flughafen fällt als erstes auf, dass sowohl bei den Rohölprodukten als auch beim Erdgas wesentlich bessere Ergebnisse vorliegen. Für die Bereitstellung von Diesel- und Ottokraftstoff liegt das zum einen an der nahe gelegenen Meeresanbindung an die Nordsee. Hamburg ein Raffineriestandort, was den Sekundärtransport zum Flughafen minimiert. Die Betrachtung der Erdgasversorgung zeigt mit Abstand die größten Unterschiede zum gesamtdeutschen Import. Entscheidend für die energie- und emissionsarme Versorgung Hamburgs ist die direkte Verbindung mit dem Gasfeld im nahegelegenen niederländischen Groningen. Hierbei ist nicht mit eingerechnet, dass die an der Tankstelle des Hamburger Flughafens entnommene Erdgasmenge durch die Einspeisung von Bioerdgas zu rund 65 Prozent kompensiert wird.

Für die betrachteten Sekundärenergieträger „Elektrische Energie“ und „Wasserstoff“ aus dem deutschen Strommix stellen sich die Ergebnisse nachteilig dar. Vor allem die hohen

Kohleanteile sorgen für hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen und große Energieverluste. Die Betrachtung der Elektrolyse für die Wasserstoffproduktion fällt durch die zusätzlichen Verluste des ohnehin schon relativ geringen Wirkungsgrades der Stromerzeugung noch schlechter aus, hier würden sich Verluste und Emissionen in etwa verdoppeln. Es sei beachtet, dass es sich hier um einsatzfähige Sekundärenergieträger handelt, bei deren Nutzung lokal keine CO<sub>2</sub>-Emissionen und nur sehr geringe Energieverluste folgen.

Anders stellt sich das bei der zukünftig geplanten Anwendung von elektrischer Energie und Wasserstoff am Hamburger Flughafen dar. Durch intelligenten Einsatz regenerativ erzeugter Energie könnte man die Energieverluste sowie die im Gesamtprozess entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen minimieren. Während der erzeugte Strom direkt eingesetzt werden könnte, ließe sich Wasserstoff, welcher mittels Elektrolyse aus überschüssiger, von Windkraftanlagen produzierter, elektrischer Energie nahezu verlustfrei generieren.

Anhand der Ergebnisse und unter dem Hintergrund der nachhaltigen und emissionsarmen Energiebereitstellung für den Bodenverkehr bieten sich mehrere Alternativen an. Der Vorteil der guten Erdgasanbindung legt den Einsatz von Erdgas als verlust- und emissionsarmen Kraftstoff nahe. Durch kontinuierlich steigende Substitution mit Biogas könnte eine langfristig CO<sub>2</sub>-arme Energieversorgung etabliert werden.

Gleiches gilt für den Einsatz elektrischer Energie. Wenn die Bereitstellung bzw. Umwandlung in Wasserstoff aus eigenen oder externen regenerativen Quellen erfolgen würde würden neben den sich ergebenden CO<sub>2</sub>-Einsparungen noch Vorteile in der Versorgungssicherheit entstehen.

## 6. Literaturverzeichnis

AGEB - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2012): Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2011. Download unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> Stand: 30.01.2013

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2011): Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2009. Download unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> Stand: 10.02.2013

Ago AG (2003): Bundeseinheitliche Liste der CO<sub>2</sub> – Faktoren. Download unter <http://www.ago.ag/files/deeagt-services-emissionadvice-list-document.pdf> Stand: 23.02.1013

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2012): EnergieINFO – Rohölimporte 2011. Eschborn.

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2011): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland – Bilanzen 1998 bis 2011. Eschborn.

Beer, Michael/ Habermann, Jochen (2011): Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).

BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften (2009): Energiestudie 2012. Hannover.

BMVBS – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012. Hamburg: DVV Media Group GmbH.

BMWi - Bundeswirtschaftsministerium (2012): Aufkommen und Endenergieverbrauch von Naturgas. Download unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energietraeger.html> Stand: 02.11.2012.

Bossel, Ulf (2006): Wasserstoff löst keine Energieprobleme. In: Helmholtz Gmeinschaft (Hrsg.) (2006): Technologiefolgeabschätzung – Theorie und Praxis. Jg. 15 Heft 1. S. 27–33. Karlsruhe.

BP- British Petroleum (2008): Statistical Review of world energy. London.

BP- British Petroleum (2012): Statistical Review of world energy. London.

Brown, Russel A. (2004): Critical paths to the post petroleum age. In: OECD (Hrsg.), Nuclear Production of hydrogen. Paris. S.

Campbell, Colin J./ Liesenborghs, Frauke/ Schindler, Jörg/ Zittel, Werner (2007): Ölwechsel! Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft. Aktualisierte Ausgabe. München: Deutscher Taschenbuchverlag.

Caney, R.W./ Reynolds, J.E./ Delmar-Morgan, Miranda (2010): Reeds marine distance tables. 11<sup>th</sup> edition. London: Adlard Coles Nautical.

Cerbe, Günter (1986): Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 3. Auflage. München; Wien: Hanser.

DERA - Deutsche Rohstoffagentur 2012: EnergieStudie 2012 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: BGR - Bundesagentur für Geowissenschaften und Rohstoffe

Eichlseder, Helmut/ Klell, Manfred (2012): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. 3. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg Verlag.

Eingartner, Michael/ Eisenbeiß, Gerd/ Fuchs, Martin (1995): Wasserstoff. 1. Auflage. Düsseldorf: VDI-GET.

Eßer, Jochen (2011): Erdölverarbeitung in der Mineralölraffinerie - Vom Rohöl zu Energie- und Chemierohstoffen. In: Chemie in unserer Zeit. 2011, H. 45, S. 96 – 120. Weinheim:

Wiley-VCH Verlag GmbH.

Fritsche, Uwe R./ Rausch, Lothar/ Schmidt, Klaus (2006): Stand und Entwicklung in den Vorketten für Erdöl und Erdgas für das Institut für wirtschaftliche Oelheizung e.V. (IWO).

Endebericht. Darmstadt: Öko-Institut e.V.

Flottmann, Dirk/ Forst, Detlev/ Roßweg, Helmut: Chemie für Ingenieure. 2. Auflage.  
Heidelberg: Springer-Verlag.

Gazprom (2013): Gryazovets – Vyborg Pipeline.

<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/gvg/> Stand: 02.03.2013

Görner, Klaus (2002): Verbrennung. In: Rebhan, Eckhard (Hrsg.) (2002): Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer Verlag.

IEA - International Energy Agency (2012): Key World Energy Statistics. Paris: Soregraph.

Jensen, Soren H. (2009): Marine Diesel Engines – Improvements on the Efficiency.

Kopenhagen: MAN Diesel.

Kästner, Thomas/ Kießling, Andreas/ Riemer, Gerrit (Hrsg.) (2011): Energie in 60 Minuten – Eine Reise durch die Gaswirtschaft. Wiesbaden: Springer Verlag

Ketterer, Heinz (1995): Energie fließt über Distanzen – Die Transporttechniken sollen effizienter werden. In: VDI-Nachrichten. 1995, H.53, S. 58.

Konstantin, Panos (2006): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin: Springer-Verlag.

Kosinowski, Michael (2002): Energievorräte, Energiegewinnung und Energiebedarf.

In: Rebhan, Eckhard (Hrsg.) (2002): Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer Verlag.

Kramer, Heinz (2010): Die Türkei als Energiedrehscheibe – Wunschtraum und Wirklichkeit.  
Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP).

Krüger, Roland (2002): Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland, VDI-Reihe 12, Nr. 499. Düsseldorf: VDI-Verlag

Kugeler, Kurt/ Kugeler, Olaf/ Dienhart, Matthias (2002): Transportieren von Energie. In: Rebhan, Eckhard (Hrsg.) (2002): Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer Verlag.

LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2012): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011. Hannover.

MAN Diesel (2009): Propulsion Trends in Tankers. Kopenhagen.

MWV - Mineralölwirtschaftsverband (2003): Mineralöl und Raffinerien. Hamburg.

MWV - Mineralölwirtschaftsverband (2006): Mineralölversorgung mit Pipelines. Hamburg.

MWV - Mineralölwirtschaftsverband (2012): Jahresbericht Mineralöl-Zahlen 2011. Berlin.

Palocz-Andresen, Michael (2008) - On-Board-Diagnose und On-Board-Measurement im Kraftfahrzeug-, Schiffs- und Flugzeugbau. Renningen: Expert Verlag.

PE - Petroleum Economist (2012): World Gas Map, 2012 edition. London.

PE - Petroleum Economist (2012): Major Pipelines of the World, fourth edition. London.

PE - Petroleum Economist (2010): Oil & Gas Map of Eastern Europe and the FSU, first edition. London.

PE - Petroleum Economist (2009): Energy Map of Northern Europe, 2009 edition. London.

Perner, Jens (2002): Die langfristige Erdgasversorgung Europas – Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS. In: Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts. Band 60. München: Oldenbourg Industrieverlag.

Psaraftis, Harilaos N./ Kontovas, Christos A (2012): Speed models for energy-efficient maritime transportation: A taxonomy and survey. S. 336. In: Transportation Research, Part C 26, S. 331 – 351. Elsevier-Verlag.

Reif, Konrad (2012): Dieselmotor-Management, 5. Auflage. Wiesbaden: Springer-Vieweg.

Rettberg, Udo (2009): Alles, was Sie über Rohstoffe wissen müssen. E-Book Ausgabe.  
München: FinanzBuch Verlag.

Rühl, Walter (1984): Erdöl und Erdgas – Verarbeitung von Erdöl. In: Bischoff, Gerhard (Hrsg.)/ Gocht, Werner (Hrsg.): Energietaschenbuch. 2. Auflage. Braunschweig/ Wiesbaden: Vieweg.

Sauer, Erich/ Zeise, Roland (1982): Energietransport, –speicherung und –verteilung. Band 11.  
In: Bohn, Thomas (Hrsg.): Handbuchreihe Energie. Technischer Verlag Resch/ Verlag TÜV Rheinland

Held, Martin/ Schindler, Jörg/ Würdemann, Gerd (2009): Postfossile Mobilität – Wegweiser für die Zeit nach dem Peak Oil. Bad Homburg: VAS.

Deutsche Shell AG (2013): Die Raffinerie Hamburg Harburg. Unter:  
<http://www.shell.de/aboutshell/our-business-tpkg/manufacturing/refinery-harburg/about-us.html> Stand: 02.03.2013

Spielmann, Michael/ Faltenberger, Michael/ Eichhorn, Diana/ Stoffregen, Alexander (2011): Energiebedarfs- und Emissionsvergleich von LKW und Bahn im Güterfernverkehr - Aktualisierung 2011. Leinfelden – Echterdingen: PE International

Synwoldt, Christian (2008): Mehr als Sonne Wind und Wasser – Energie für eine neue Ära. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.

Tamoil Worldwide (2013): Hamburg Raffinerie. Unter:  
<http://www.tamoil.com/Tamoil+World/Activities+and+Products/Downstream/Refining/Hamburg> Stand: 02.03.2013

UBA – Umweltbundesamt (2006): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte. Download unter: <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm> Stand: 25.02.2012

UEG - United Energy Group (2009): Enhanced Oil Recovery – Förderung mittels Spitzentechnologie. Download unter:

[http://www.unitedenergy.com/pdf/2008\\_03\\_EOR\\_Foerderung\\_mittels\\_Spitzentechnologie.pdf](http://www.unitedenergy.com/pdf/2008_03_EOR_Foerderung_mittels_Spitzentechnologie.pdf)

f Stand 23.02.2013

Wollrab, Adalbert (2009): Organische Chemie – Eine Einführung für Lehramts- und Nebenfachstudenten. 3. Auflage. Berlin; Heidelberg: Springer Verlag.

## 7. Anhang

### 7.1 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Rohöls nach Deutschland

Großbritannien

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
12,703	42,49		539,75	
Absolut für				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,05584</b>	<b>0,01868</b>		<b>0,01292</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00010</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Niederlande - Deutschland	E54	Rotterdam	Wesseling	327
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146
<b>Durchschnitt</b>		<b>Rotterdam / Wilhemshaven</b>	<b>Deutschland</b>	<b>286</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		8,469
		in PJ / a		359,848
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>1,65481</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,00460</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,55370</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,38276</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)	Rotterdam	
Nordsee Ölfeld	<b>1415,40</b>	<b>1193,80</b>	<b>1234,60</b>	
<b>Durchschnitt</b>	<b>1281,27</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		12,703
		in PJ / a		539,750
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		27506,322
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>1,10988</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00206</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,37137</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,25672</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>2,76469</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00512</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,92506</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,63947</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		539,75047
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		165,37954
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		112,80785
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS		in PJ / a		<b>10,70130</b>
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS		in PJ / a		<b>7,29951</b>

Tabelle 91: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Großbritannien nach Deutschland

Quelle: Eigene Anfertigung

## Norwegen

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
7,395	42,49		314,21	
Absolut für				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,03300</b>	<b>0,01104</b>		<b>0,00763</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00011</b>				
Pipeline-transport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Niederlande - Deutschland	E54	Rotterdam	Wesseling	327
Innerdeutsch	E11	Wilhelmshaven	Wesseling	384
Innerdeutsch	E10	Wilhelmshaven	Hamburg	146
<b>Durchschnitt</b>		<b>Rotterdam / Wilhelmshaven</b>	<b>Deutschland</b>	<b>286</b>
Energieaufwand für den Pipeline-transport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		4,930
		in PJ / a		209,476
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,96330</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,00460</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,32232</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,22281</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)	Rotterdam	
Nordsee Ölfeld	<b>1787,80</b>	<b>1572,60</b>	<b>1728,00</b>	
<b>Durchschnitt</b>	<b>1696,13</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		7,395
		in PJ / a		314,214
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		21197,511
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,85532</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00272</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,28619</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,19784</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>1,81862</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00579</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,60851</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,42065</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		314,21355
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		96,27503
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		65,67063
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS		in PJ / a		<b>6,22972</b>
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS		in PJ / a		<b>4,24938</b>

Tabelle 92: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Norwegen nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Kasachstan

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
7,325	42,49		311,24	
Absolut für				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,01600</b>	<b>0,00535</b>		<b>0,00370</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00005</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Tengiz Ölfeld Novorossiysk (Hafen)	D66	Tengiz Ölfeld	Novorossiysk	1440
Route 2				
Odessa	D3	Odessa	Brody	667
Leuna	D79	Brody	Plock	460
	Drushba	Plock	Leuna	805
<b>Gesamt</b>		<b>Kasachstan</b>	<b>Deutschland</b>	<b>3372</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a	7,325	
		in PJ / a	311,239	
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>16,89473</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,05428</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>5,65298</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a	<b>3,90775</b>	
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Odessa			
Novorossiysk (Russland)	<b>1303,81</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a	7,325	
		in PJ / a	311,239	
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>	16140,190	
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>0,65126</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,00209</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>0,21791</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a	<b>0,15064</b>	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>17,54599</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,05637</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>5,87089</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a	<b>4,05839</b>	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a	311,23925	
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a	95,36371	
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a	65,04900	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS		in PJ / a	<b>6,17075</b>	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS		in PJ / a	<b>4,20916</b>	

Tabelle 93: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Kasachstan nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Nigeria

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
5,431	42,49		230,76		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
<b>0,01200</b>	<b>0,00402</b>		<b>0,00278</b>		
Spezifisch in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
<b>0,00005</b>					
Pipeline-Transport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Innenland	F34	Kwale	Brass	206	
Port Harcourt	F35	Ramuekpe	Bonny	134	
Europa	F36	Warri	Ramuekpe	<b>161</b>	
Route 2					
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Nigeria	Port Harcourt	167	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Durchschnitt		Nigeria	Deutschland	<b>649</b>	
Energieaufwand für den Pipeline-Transport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	5,431	
			in PJ / a	230,763	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>2,41016</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,01044</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,80644</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>0,55747</b>	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Port Harcourt	17334,72	17149,16	16535,16	18705,20	15175,29
Durchschnitt	<b>16979,91</b>				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	5,431	
			in PJ / a	230,763	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Bunkeröl</sub>	155848,199	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>6,28847</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,02725</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>2,10412</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>1,45452</b>	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>8,69864</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,03770</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>2,91056</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>2,01200</b>	
Energieaufwand für Raffination von nigerianischem Rohöl					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	230,76319	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	70,70584	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	48,22951	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	<b>4,57520</b>	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	<b>3,12081</b>	

Tabelle 94: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Nigeria nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Aserbaidshon

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
3,070	42,49		130,44		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
<b>0,00700</b>	<b>0,00234</b>		<b>0,00162</b>		
Spezifisch in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
<b>0,00005</b>					
Pipelinetransport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Baku - Ceyhan	D56	Baku	Ceyhan	1760	
Route 2					
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhelmshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhelmshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Baku (Aserbaidshon)	Ceyhan (Türkei)	1760	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	482	
Durchschnitt		Aserbaidshon	Deutschland	<b>2242</b>	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	3,070	
			in PJ / a	130,444	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>4,70751</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,03609</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>1,57513</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>1,08885</b>	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Ceyhan (Türkei)	13778,88	13374,78	14175,21	4963,36	5948,62
Durchschnitt	<b>10448,17</b>				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	3,070	
			in PJ / a	130,444	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,0000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeröl</sub>	54208,240	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>2,18730</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,01677</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,73187</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>0,50592</b>	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>6,89481</b>	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,05286</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>2,30700</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>1,59477</b>	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	130,44430	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	39,96813	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	27,26286	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	<b>2,58624</b>	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	<b>1,76411</b>	

**Tabelle 95: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Aserbaidshon nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Libyen

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
2,781	42,49		118,16		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
0,00600	0,00201		0,00139		
Spezifisch					
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
0,00005					
Pipelinetransport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Innenland Tarabulus	F22	Bahi	Sidra	46	
	F23	Defa	Ras Lanuf	251	
	F24	Gialo, Fahra	Sidra	550	
	F25	Elephant Field	Melita	726	
	F26	Jebel	Marsa el Brega	204	
	F27	Magid	Marsa el Hariga	403	
	F28	Magid	Ras Lanuf	427	
	F29	Ramil, Intisar	Zuetina	347	
	F31	Wafa Field	Melita	495	
	F32	Waha	Sidra	427	
Route 2					
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Libyen	Tarabulus	388	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Durchschnitt		Libyen	Deutschland	869	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	2,781	
			in PJ / a	118,165	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,65378	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	0,01400	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,55335	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	0,38252	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Tarabulus	10152,66	9967,10	10508,25	3496,00	2714,00
Durchschnitt	7367,60				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	2,785	
			in PJ / a	118,335	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,0000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeöl</sub>	34676,724	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,39921	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,01182	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,46817	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,32364	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	3,05298	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,02580	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	1,02153	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,70615	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	118,16469	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	36,20566	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	24,69642	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	2,34278	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	1,59804	

Tabelle 96: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Libyen nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Algerien

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
2,761	42,49		117,31		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
0,01200	0,00402		0,00278		
Spezifisch					
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
0,00010					
Pipelinetransport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Innenland	F1	Beni Mansour	Algiers	131	
	F2	Haoud El Hamra	Bejaia	668	
Europa	F5/F3	In Amenas (via H. El Hamra)	Skikda	1274	
	F4	Haoud El Hamra	Arzew	801	
	F6	Haoud El Hamra	Bejaia	668	
	Route 2				
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Algerien	Algiers	708	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Durchschnitt		Algerien	Deutschland	1190	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	2,761	
			in PJ / a	117,315	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	2,24772	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	0,01916	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,75209	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	0,51990	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhemshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Algiers	7611,72	7426,16	6633,86	4444,80	1518,64
Durchschnitt	5527,04				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	2,761	
			in PJ / a	117,315	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeröl</sub>	25789,647	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,04061	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,00887	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,34819	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,24069	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	3,28833	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,02803	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	1,10028	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,76059	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	117,31489	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	35,94528	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	24,51881	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	2,32593	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	1,58655	

Tabelle 97: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Deutschland

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
2,685	42,49		114,09	
Absolut für				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
0,01200	0,00402		0,00278	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
0,00011				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Brunsbüttel - Heide		Brunsbüttel	Heide	33
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		2,685
		in PJ / a		114,086
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,06061
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		0,00053
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,02028
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		0,01402
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Brunsbüttel			
Plattform Mittelplate	64,00			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		2,685
		in PJ / a		114,086
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		290,410
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,01172
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,00010
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,00392
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,00271
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,07232
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,00063
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,02420
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,01673
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		114,08565
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		34,95584
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		23,84390
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS		in PJ / a		2,26191
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS		in PJ / a		1,54288

**Tabelle 98: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Deutschland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Syrien

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
1,575	42,49		66,92		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
0,00700	0,00234		0,00162		
Spezifisch					
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
0,00010					
Pipelinetransport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Innenland	A15/A36	Al Tayyem (via T2 Pumpstat.)	Bonias	414	
Beirut	A37	Karaichok (Ölfeld)	Tartus	663	
Europa					
Route 2					
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Syrien	Beirut	539	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Durchschnitt		Syrien	Deutschland	1020	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,575	
			in PJ / a	66,922	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,09917	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	0,01642	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,36778	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	0,25424	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Beirut	13556,64	13367,38	13952,97	4915,21	5907,88
Durchschnitt	10340,0144				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,575	
			in PJ / a	66,922	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Bunkeröl</sub>	27522,533	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,11053	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,01659	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,37158	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,25687	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	2,20970	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,03302	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,73937	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,51110	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	66,92175	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	20,50482	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	13,98665	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	1,32682	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	0,90504	

Tabelle 99: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Syrien nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Ägypten

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
1,539	42,49		65,39		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
0,00300	0,00100		0,00069		
Spezifisch in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
0,00005					
Pipelinetransport nach Deutschland					
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Innenland Alexandria Europa	F11	Abu el Gharadia	El Hamra	138	
	F12	Ain Sukhna	Sidi Kerir	320	
	F13/F14	Ain Sukhna (via Kairo)	Alexandria	390	
	F16/F14	Ras Schukheir (via Kairo)	Alexandria	502	
	F17	Umbarka	El Hamra	166	
Route 2					
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnittliche Pipelinelänge					
Route 1		Ägypten	Alexandria	303	
Route 2		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Durchschnitt		Ägypten	Deutschland	785	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,539	
			in PJ / a	65,392	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km <sup>4</sup> )	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	0,82635	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	0,01264	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,27650	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	0,19113	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Alexandria	12752,87	12567,31	11775,02	4263,30	5204,12
Durchschnitt	9312,52				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,539	
			in PJ / a	65,392	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km <sup>4</sup> t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeröl</sub>	24221,037	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	0,97732	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,01495	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,32701	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,22605	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,80367	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,02758	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,60351	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,41719	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	65,39211	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	20,03614	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	13,66695	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	1,29649	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	0,88435	

Tabelle 100: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Ägypten nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Angola

Energieaufwand für Erdölförderung					
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a		
1,257	42,49		53,41		
Absolut für					
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a		
0,00300	0,00100		0,00069		
Spezifisch					
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>					
0,00006					
Pipelinetransport nach Deutschland					
	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km	
Italien	E52	Trieste	Jockgrim	757	
Deutschland	TAL	(Rijeka)	(via Ingolstadt)		
Frankreich	E47	Lavera	Karlsruhe	795	
Deutschland	SPSE	(Marseilles)			
Niederlande	E54	Rotterdam	Wesseling	327	
Deutschland	RRP				
Innerdeutsch	E11	Wilhemshaven	Wesseling	384	
	NWO				
Innerdeutsch	E10	Wilhemshaven	Hamburg	146	
	NDO				
Durchschnitt		Europa Häfen	Deutschland	481,8	
Energieaufwand für den Pipelinetransport					
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,006	
			in PJ / a	42,728	
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	0,33140	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	0,00776	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,11089	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	0,07665	
Tankertransport nach Deutschland					
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhemshaven	Rotterdam	Trieste, Italien	Lavera, Frankreich
Luanda	19323,77	16656,53	18364,43	20372,00	16849,50
Durchschnitt	18313,25				
Energieaufwand für Tankertransport					
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland			in 10 <sup>6</sup> t / a	1,257	
			in PJ / a	53,410	
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeröl</sub>	38903,378	
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,56975	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,02939	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,52524	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,36308	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport					
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	1,90115	
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,03560	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	0,63612	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	0,43974	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung					
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	53,40993	
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	16,36480	
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	11,16268	
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS			in PJ / a	1,05893	
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS			in PJ / a	0,72231	

Tabelle 101: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Angola nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

Dänemark

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Deutschland in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
1,200	42,49		50,99	
Absolut für				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
0,00500	0,00167		0,00116	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
0,00010				
Pipeline-transport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Niederlande - Deutschland	E54	Rotterdam	Wesseling	327
	Innerdeutsch	E11	Wilhelmshaven	Wesseling
Innerdeutsch	E10	Wilhelmshaven	Hamburg	146
<b>Durchschnitt</b>		<b>Rotterdam / Wilhelmshaven</b>	Deutschland	<b>286</b>
Energieaufwand für den Pipeline-transport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,800
		in PJ / a		33,992
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,15632
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		0,00460
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,05230
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		0,03616
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)	Rotterdam	
Nordsee Ölfeld	840,60	609,40	774,60	
<b>Durchschnitt</b>	<b>741,53</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Deutschland		in 10 <sup>6</sup> t / a		1,200
		in PJ / a		50,988
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		1503,830
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,06068
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,00119
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,02030
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,01404
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,21700
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,00426
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,07261
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,05019
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		50,98800
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		15,62272
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		10,65649
Spezifischer Energieaufwand in Raffinerien		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Energieaufwand für Raffination von Otto-KS		in PJ / a		1,01091
Energieaufwand für Raffination von Diesel-KS		in PJ / a		0,68955

Tabelle 102: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Dänemark nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## 7. 2 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Rohöls nach Hamburg

Russland

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t/a	Heizwert Rohöl in GJ/t		Geförderte Energie in PJ/a	
5,038	42,49		214,06	
Absolut				
Erdöl in PJ/a	Diesel-KS in PJ/a		Otto-KS in PJ/a	
<b>0,02800</b>	<b>0,00937</b>		<b>0,00648</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00013</b>				
Pipeline-transport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Timan-Pechora Jaroslavl Primorsk (St. Petersburg)		Timan-Pechora Ölfeld Jaroslavl	Jaroslavl Primorsk	<b>1300</b> <b>619</b>
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Timan-Perchora (Russland)	Primorsk(Russland)	1919
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Gesamt		Russland	Deutschland	<b>1992</b>
Energieaufwand für den Pipeline-transport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg			in 10 <sup>6</sup> t/a	5,038
			in PJ/a	214,065
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km <sup>3</sup> t)	6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ/a	<b>6,86442</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,03207</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ/a	<b>2,29683</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>1,58774</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
St. Petersburg (Primorsk)	<b>4300,34</b>	<b>3974,39</b>		
Durchschnitt	<b>4137,37</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg			in 10 <sup>6</sup> t/a	5,040
			in PJ/a	214,150
Tanker-Kennwert			in t <sub>2012</sub> /t <sub>2010</sub> / (km <sup>3</sup> t <sub>2010</sub> )	0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>2012</sub> /t <sub>2010</sub>	35240,446
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ/a	<b>1,42195</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,00664</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ/a	<b>0,47579</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>0,32890</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ/a	<b>8,28637</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,03869</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ/a	<b>2,77262</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>1,91664</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ/a	214,14960
Energieanteil Otto-KS			in PJ/a	65,61544
Energieanteil Diesel-KS			in PJ/a	44,75727
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,06471</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>4,24581</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ/a	<b>2,89613</b>
Gesamtaufwand für Diesel- und Ottokraftstoff aus Rußland				
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ/a	<b>4,82214</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>6,16892</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,10353</b>

Tabelle 103: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Russland nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Großbritannien

Energieaufwand für Erdölförderung				
<b>Fördermenge für Hamburg</b>	<b>Heizwert Rohöl</b>		<b>Geförderte Energie</b>	
in 10 <sup>6</sup> t / a	in GJ / t		in PJ / a	
1,812	42,49		76,99	
<b>Absolut</b>				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00800</b>	<b>0,00268</b>		<b>0,00185</b>	
<b>Spezifisch</b>				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00010</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
	<b>Bezeichnung</b>	<b>Start</b>	<b>Stop</b>	<b>Länge in km</b>
<b>Gesamt</b>	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a	0,906	
		in PJ / a	38,496	
<b>Pipeline-Kennwert</b>		in PJ / (km*t)	6,84E-10	
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a	<b>0,04524</b>	
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,00118</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a	<b>0,01514</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ/a	<b>0,01046</b>	
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Nordsee Ölfelder	1415,40	1193,80		
<b>Durchschnitt</b>	<b>1304,60</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a	1,812	
		in PJ / a	76,992	
<b>Tanker-Kennwert</b>		in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
<b>Treibstoffverbrauch für Tankertransport</b>		in t <sub>Bunkeröl</sub>	3995,050	
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a	<b>0,16120</b>	
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,00209</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a	<b>0,05394</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a	<b>0,03729</b>	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a	<b>0,20644</b>	
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,00268</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a	<b>0,06907</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a	<b>0,04775</b>	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
<b>Angelieferte Energiemenge im Rohöl</b>		in PJ / a	76,99188	
<b>Energieanteil Otto-KS</b>		in PJ / a	23,59031	
<b>Energieanteil Diesel-KS</b>		in PJ / a	16,09130	
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a	<b>1,52647</b>	
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a	<b>1,04123</b>	

**Tabelle 104: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Großbritannien nach Hamburg**

Quelle: Eigene Anfertigung

## Norwegen

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
1,054	42,490		44,78	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00500</b>	<b>0,00167</b>		<b>0,00116</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00011</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
		Start	Stop	Länge in km
<b>Gesamt</b>	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a	0,527	
		in PJ / a	22,392	
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,02631</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,00118</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,00880</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,00609</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Nordsee Ölfelder	<b>1787,80</b>	<b>1572,60</b>		
<b>Durchschnitt</b>	<b>1680,20</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a	1,054	
		in PJ / a	44,784	
Tanker-Kennwert		in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		2992,873
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,12076</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00270</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,04041</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,02793</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,14708</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00328</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,04921</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,03402</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		44,78446
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		13,72196
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		9,35995
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,88791</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,60566</b>

**Tabelle 105: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Norwegen nach Hamburg**  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Nigeria

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,777	42,49		33,01	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
0,00200	0,00067		0,00046	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
0,00006				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Innenland	F34	Kwale	Brass	206
Port Harcourt	F35	Ramuekpe	Bonny	134
Europa	F36	Warri	Ramuekpe	161
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	73
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Nigeria	Port Harcourt	167
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	73
<b>Gesamt</b>		<b>Nigeria</b>	<b>Deutschland</b>	<b>240</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,777
		in PJ / a		33,015
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,12755
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		0,00386
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,04268
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		0,02950
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Port Harcourt	17334,72	17149,16		
<b>Durchschnitt</b>	<b>17241,94</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,775
		in PJ / a		32,930
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		22582,631
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		0,91121
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,02767
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,30489
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,21076
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		1,03876
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,03154
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,34757
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,24027
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		32,92975
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		10,08968
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		6,88232
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		0,65288
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		0,44534

Tabelle 106: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Nigeria nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

Aserbaidschan

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,438	42,49		18,61	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00100</b>	<b>0,00033</b>		<b>0,00023</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00005</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Baku - Ceyhan	D56	Baku	Ceyhan	1760
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	73
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Aserbaidschan	Ceyhan	1760
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	73
<b>Gesamt</b>		<b>Aserbaidschan</b>	<b>Deutschland</b>	<b>1833</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,438
		in PJ / a		18,611
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,54915</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,02951</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,18375</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,12702</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
1. Ceyhan (Türkei)	13778,88	13374,78		
<b>Durchschnitt</b>	<b>13576,83</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,438
		in PJ / a		18,611
Tanker-Kennwert		in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		10049,841
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,40551</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,02179</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,13568</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,09379</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,95466</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,05130</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,31943</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,22081</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		18,61062
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		5,70229
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		3,88962
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,36898</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,25169</b>

Tabelle 107: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Aserbaidschan nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Libyen

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,397	42,49		16,87	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
0,00100	0,00033		0,00023	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
0,00006				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Innenland Tarabulus	F22	Bahi	Sidra	46
	F23	Defa	Ras Lanuf	251
	F24	Gialo, Fahra	Sidra	550
	F25	Elephant Field	Melita	726
	F26	Jebel	Marsa el Brega	204
	F27	Magid	Marsa el Hariga	403
	F28	Magid	Ras Lanuf	427
	F29	Ramil, Intisar	Zuetina	347
	F31	Wafa Field	Melita	495
F32	Waha	Sidra	427	
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	73
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Libyen	Tarabulus	388
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	73
<b>Gesamt</b>		<b>Libyen</b>	<b>Deutschland</b>	<b>461</b>
Energieaufwand für den Pipeline-Transport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,397
		in PJ / a		16,869
<b>Pipeline-Kennwert</b>		in PJ / (km <sup>3</sup> t)		6,84E-10
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		0,12508
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		0,00741
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		0,04185
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ/a		0,02893
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Tarabulus	10152,66	9967,10		
<b>Durchschnitt</b>	<b>10059,88</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,397
		in PJ / a		16,869
<b>Tanker-Kennwert</b>		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km <sup>3</sup> t <sub>Rohöl</sub> )		0,0000169
<b>Treibstoffverbrauch für Tankertransport</b>		in t <sub>Bunkeröl</sub>		6749,475
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		0,27234
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,01614
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		0,09113
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		0,06299
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		0,39742
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,02356
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		0,13298
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		0,09192
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
<b>Angelieferte Energiemenge im Rohöl</b>		in PJ / a		16,86853
<b>Energieanteil Otto-KS</b>		in PJ / a		5,16852
<b>Energieanteil Diesel-KS</b>		in PJ / a		3,52552
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		0,33444
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		0,22813

Tabelle 108: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Libyen nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Algerien

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,394	42,49		16,74	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00200</b>	<b>0,00067</b>		<b>0,00046</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00012</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Innenland Algiers Europa	F1	Beni Mansour	Algiers	131
	F2	Haoud El Hamra	Bejaia	668
	F5/F3	In Amenas (via H. El Hamra)	Skikda	1274
	F4	Haoud El Hamra	Arzew	801
	F6	Haoud El Hamra	Bejaia	668
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhemshaven	Hamburg	<b>73</b>
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Agerien	Algiers	708
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
<b>Gesamt</b>		<b>Algerien</b>	<b>Deutschland</b>	<b>781</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,394
		in PJ / a		16,741
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,21058</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,01258</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,07046</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,04871</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Algiers	7611,72	7426,16		
<b>Durchschnitt</b>	<b>7518,94</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,394
		in PJ / a		16,741
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		5006,561
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,20201</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,01207</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,06759</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,04673</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,41260</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,02465</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,13806</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,09543</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		16,74106
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		5,12946
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		3,49888
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,33191</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,22640</b>

Tabelle 109: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

# Syrien

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,225	42,49		9,56	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00100</b>	<b>0,00033</b>		<b>0,00023</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00010</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Innenland	A15/A36	Al Ttayem (via T2 Pumpstat.)	Bonias	<b>414</b>
Beirut	A37	Karaichok (Ölfeld)	Tartus	<b>663</b>
Europa				
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Syrien	Beirut	539
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
<b>Gesamt</b>		<b>Syrien</b>	<b>Deutschland</b>	<b>612</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,225
		in PJ / a		9,560
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)		6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,09411</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,00984</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,03149</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a		<b>0,02177</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Beirut	13556,64	13367,38		
<b>Durchschnitt</b>	<b>13462,01</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,225
		in PJ / a		9,560
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>		5118,929
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,20655</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,02160</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,06911</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,04777</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a		<b>0,30066</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,03145</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,10060</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,06954</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a		9,56025
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a		2,92926
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a		1,99809
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a		<b>0,18955</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a		<b>0,12929</b>

Tabelle 110: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Syrien nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Algerien

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,225	42,49		9,56	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00049</b>	<b>0,00017</b>		<b>0,00011</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00005</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge in km
Innenland Alexandria Europa	F11	Abu el Gharadia	El Hamra	138
	F12	Ain Sukhna	Sidi Kerir	320
	F13/F14	Ain Sukhna (via Kairo)	Alexandria	390
	F16/F14	Ras Schukheir (via Kairo)	Alexandria	502
	F17	Umbarka	El Hamra	166
Route 2				
Innerdeutsch	E10 NDO	Wilhemshaven	Hamburg	73
Durchschnittliche Pipelinelänge				
Route 1		Ägypten	Alexandria	303
Route 2		Wilhelmshaven	Hamburg	73
<b>Gesamt</b>		<b>Ägypten</b>	<b>Deutschland</b>	<b>376</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg			in 10 <sup>6</sup> t / a	0,225
			in PJ / a	9,560
Pipeline-Kennwert			in PJ / (km*t)	6,84E-10
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>0,05790</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,00606</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,01937</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ/a	<b>0,01339</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Alexandria	12752,87	12567,31		
<b>Durchschnitt</b>	<b>12660,09</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg			in 10 <sup>6</sup> t / a	0,225
			in PJ / a	9,560
Tanker-Kennwert			in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169
Treibstoffverbrauch für Tankertransport			in t <sub>Tankeröl</sub>	4813,999
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>0,19424</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,02032</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,06499</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>0,04493</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl			in PJ / a	<b>0,25214</b>
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,02637</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,08437</b>
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>0,05832</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl			in PJ / a	9,56025
Energieanteil Otto-KS			in PJ / a	2,92926
Energieanteil Diesel-KS			in PJ / a	1,99809
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471
Absoluter Energieaufwand Otto-KS			in PJ / a	<b>0,18955</b>
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS			in PJ / a	<b>0,12929</b>

Tabelle 111: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Algerien nach Hamburg  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Angola

Energieaufwand für Erdölförderung				
Fördermenge für Hamburg in 10 <sup>6</sup> t / a	Heizwert Rohöl in GJ / t		Geförderte Energie in PJ / a	
0,180	42,49		7,65	
Absolut				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00040</b>	<b>0,00013</b>		<b>0,00009</b>	
Spezifisch				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00005</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
Route 1	E10 NDO	Start Wilhelmshaven	Stop Hamburg	Länge in km <b>73</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a	0,090	
		in PJ / a	3,824	
Pipeline-Kennwert		in PJ / (km*t)	6,84E-10	
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>0,00449</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>	<b>0,00118</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>0,00150</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ/a	<b>0,00104</b>	
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Luanda	19323,77	16656,53		
<b>Durchschnitt</b>	<b>17990,15</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg		in 10 <sup>6</sup> t / a	0,180	
		in PJ / a	7,648	
Tanker-Kennwert		in t <sub>Bunkeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )	0,00000169	
Treibstoffverbrauch für Tankertransport		in t <sub>Bunkeröl</sub>	5472,604	
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>0,22082</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,02887</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>0,07389</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a	<b>0,05108</b>	
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
Absoluter Energieaufwand Rohöl		in PJ / a	<b>0,22531</b>	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	<b>0,02946</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>0,07539</b>	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a	<b>0,05211</b>	
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
Angelieferte Energiemenge im Rohöl		in PJ / a	7,64820	
Energieanteil Otto-KS		in PJ / a	2,34341	
Energieanteil Diesel-KS		in PJ / a	1,59847	
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>	0,06471	
Absoluter Energieaufwand Otto-KS		in PJ / a	<b>0,15164</b>	
Absoluter Energieaufwand Diesel-KS		in PJ / a	<b>0,10343</b>	

**Tabelle 112: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Angola nach Hamburg**  
Quelle: Eigene Anfertigung

Dänemark

Energieaufwand für Erdölförderung				
<b>Fördermenge für Hamburg</b> in 10 <sup>6</sup> t / a	<b>Heizwert Rohöl</b> in GJ / t		<b>Geförderte Energie</b> in PJ / a	
0,171	42,49		7,27	
<b>Absolut</b>				
Erdöl in PJ / a	Diesel-KS in PJ / a		Otto-KS in PJ / a	
<b>0,00100</b>	<b>0,00033</b>		<b>0,00023</b>	
<b>Spezifisch</b>				
in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>				
<b>0,00014</b>				
Pipelinetransport nach Deutschland				
		<b>Start</b>	<b>Stop</b>	<b>Länge in km</b>
<b>Route 1</b>	E10 NDO	Wilhelmshaven	Hamburg	<b>73</b>
Energieaufwand für den Pipelinetransport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Pipeline nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,086
		in PJ / a		3,633
<b>Pipeline-Kennwert</b>		in PJ / (km*t)		6,84E-10
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		<b>0,00427</b>
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Rohöl</sub>		<b>0,00118</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		<b>0,00143</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ/a		<b>0,00099</b>
Tankertransport nach Deutschland				
Hafenentfernungen Hin- und Rückweg in km	Hamburg	Wilhelmshaven (Bremen)		
Nordsee Ölfelder	<b>840,60</b>	<b>609,40</b>		
<b>Durchschnitt</b>	<b>725,00</b>			
Energieaufwand für Tankertransport				
<b>Rohöl-Exportmenge über Tanker nach Hamburg</b>		in 10 <sup>6</sup> t / a		0,171
		in PJ / a		7,266
<b>Tanker-Kennwert</b>		in t <sub>Tankeröl</sub> / (km*t <sub>Rohöl</sub> )		0,00000169
<b>Treibstoffverbrauch für Tankertransport</b>		in t <sub>Bunkeröl</sub>		209,518
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		<b>0,00845</b>
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00116</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		<b>0,00283</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		<b>0,00196</b>
Gesamter Energieaufwand für Rohöltransport				
<b>Absoluter Energieaufwand Rohöl</b>		in PJ / a		<b>0,01272</b>
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		<b>0,00175</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		<b>0,00426</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		<b>0,00294</b>
Energieaufwand für Rohölaufbereitung				
<b>Angelieferte Energiemenge im Rohöl</b>		in PJ / a		7,26579
<b>Energieanteil Otto-KS</b>		in PJ / a		2,22624
<b>Energieanteil Diesel-KS</b>		in PJ / a		1,51855
<b>Spezifischer Energieaufwand</b>		in PJ / PJ <sub>Produkt</sub>		0,06471
<b>Absoluter Energieaufwand Otto-KS</b>		in PJ / a		<b>0,14405</b>
<b>Absoluter Energieaufwand Diesel-KS</b>		in PJ / a		<b>0,09826</b>

Tabelle 113: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Rohöltransport aus Dänemark  
Quelle: Eigene Anfertigung

## 7.3 Aufgeschlüsselte Konversionspfade des Erdgases nach Deutschland

### Deutschland

Für den Transport des in Deutschland geförderten Erdgases wurde der Mittelwert der großen innerdeutschen Gaspipelines angenommen. Eine genauere Betrachtung ist aufgrund der lokalen Einspeisung in das bestehende Netz nicht möglich. Die vom transportierten Gas zurückgelegte Strecke bis zum Endverbraucher ist aufgrund der mit einer lokalen Einspeisung einhergehenden lokalen Druckerhöhung als lokale Entnahme anzusehen.

Durchschnittliche Pipelinelänge in Deutschland				
	Bezeichnung	Start	Stop	Länge [km]
	E31 (MIDAL)	Emden	Karlsruhe	610
	E135 (OPAL)	Lubim	Oberhau	470
	(NETRA)	Dornum	Salzwedel	341
<b>Durchschnitt</b>				<b>474</b>

Energieaufwand für Pipelinetransport			
Im Rohgas transportierte Energiemenge		[PJ/a]	418,600
Pipeline-Kennwert		[PJ/(PJ <sub>Erdgas</sub> *km)]	0,00006142
Absoluter Energieaufwand		[PJ/a]	<b>12,178</b>
Spezifischer Energieaufwand		[PJ/PJ <sub>Erdgas</sub> ]	<b>0,029</b>

**Tabelle 114: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

### Norwegen

Pipelines nach Deutschland				
Route	Bezeichnung	Start	Stop	Länge [km]
Route 1 Norne, Heidrun Gasfeld Dornum	E55	Norne, Heidrun Gasfeld	Karsto	707
	E54	Karsto	Dornum	658
Route 2 Troll Gasfeld Dornum	E60	Troll Gasfeld	Kollsnes	133
	E51	Kollsnes	Draupner	304
Route 3 Oseberg Gasfeld Emden	E154	Draupner	Dornum	660
	E146	Oseberg (Gasfeld)	Heimdal	109
	E53	Heimdal	Emden	660

Durchschnittliche Pipelinelänge nach Deutschland				
		Start	Stop	Länge [km]
Route 1		Norne (Gasfeld)	Dornum	1365
Route 2		Troll (Gasfeld)	Dornum	1097
Route 3		Oseberg (Gasfeld)	Emden	769
<b>Durchschnitt</b>				<b>1077</b>

Durchschnittliche Pipelinelänge in Deutschland				
	Bezeichnung	Start	Stop	Länge [km]
	E31 (MIDAL)	Emden	Karlsruhe	610
	NETRA	Dornum	Salzwedel	340
<b>Durchschnitt</b>				<b>475</b>

Energieaufwand für Pipelinetransport			
Im Rohgas transportierte Energiemenge		in PJ / a	1230,400
Pipeline-Kennwert		in PJ / (PJ <sub>Erdgas</sub> * km)	0,00006142
Absoluter Energieaufwand		in PJ / a	<b>117,286</b>
Spezifischer Energieaufwand		in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	<b>0,095</b>

**Tabelle 115: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland**  
Quelle: Eigene Anfertigung

## Niederlande

Pipelines nach Deutschland				
Route 1	Bezeichnung	Start	Stop	Länge [km]
Groningen - Travemünde	E43	Groningen	Travemünde	320
Route 2				
Groningen - Lampertheim	E45	Groningen	Lampertheim	372
Durchschnittliche Pipelinelänge nach Deutschland				
		Start	Stop	Länge [km]
Route 1		Groningen	Travemünde	320
Route 2		Groningen	Lampertheim	372
Durchschnitt				346
Energieaufwand für Pipelinetransport				
Im Rohgas transportierte Energiemenge			in PJ / a	788,900
Pipeline-Kennwert			in PJ / (PJ <sub>Erdgas</sub> * km)	0,00006142
Absoluter Energieaufwand			in PJ / a	16,765
Spezifischer Energieaufwand			in PJ / PJ <sub>Erdgas</sub>	0,021

Tabelle 116: Aufgeschlüsselte Konversionspfade für den Erdgastransport aus Deutschland nach Deutschland  
Quelle: Eigene Anfertigung

## 7. 4 CO<sub>2</sub>-Emissionen des Rohöltransportes mittels Pipeline- und Tankertransport

### Deutschland

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Transport mit Pipelines		
Herkunftsland	Spez. Verlust [PJ/PJ <sub>Produkt</sub> ]	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß [t/PJ <sub>Produkt</sub> ]
Russland	0,060510	9689,707152
Großbritannien	0,004600	736,616138
Norwegen	0,004600	736,616138
Kasachstan	0,054282	8692,412628
Nigeria	0,010440	1671,798365
Aserbaidshan	0,036088	5778,959261
Libyen	0,014000	2241,875202
Algerien	0,019160	3068,166348
Deutschland	0,000610	97,681705
Syrien	0,016420	2629,399344
Ägypten	0,012640	2024,093040
Angola	0,007760	1242,639398
Dänemark	0,004600	736,616138
Durchschnitt	0,018901	3026,660066

Tabelle 117: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Pipelinetransporte nach Deutschland  
Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme des elektrischen Antriebes mit weltweitem Strommix

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Transport mit Tankern		
Herkunftsland	Spez. Verlust [PJ/PJ <sub>Produkt</sub> ]	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß [t/PJ <sub>Produkt</sub> ]
Russland	0,006551	510,964453
Großbritannien	0,002056	160,390131
Norwegen	0,002722	212,323520
Kasachstan	0,002092	163,212126
Nigeria	0,027251	2125,560138
Aserbaidshan	0,016768	1307,911461
Libyen	0,011841	923,609695
Algerien	0,008870	691,879414
Deutschland	0,000103	8,011578
Syrien	0,016595	1294,372445
Ägypten	0,014946	1165,750258
Angola	0,029391	2292,468857
Dänemark	0,001190	92,825820
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,010798</b>	<b>842,252300</b>

**Tabelle 118: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Tankertransporte nach Deutschland**  
**Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme von Schweröl als Brennstoff**

Hamburg

Spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß Transport mit Pipelines		
Herkunftsland	Spez. Verlust [PJ/PJ <sub>Produkt</sub> ]	Spez. CO <sub>2</sub> -Ausstoß [t/PJ <sub>Produkt</sub> ]
Russland	0,032079758	5137,058075
Großbritannien	0,001175147	188,1809377
Norwegen	0,001175147	188,1809377
Nigeria	0,003863497	618,6770554
Aserbaidshan	0,029507461	4725,14601
Libyen	0,007414695	1187,344382
Algerien	0,012578903	2014,309379
Syrien	0,009843869	1576,337581
Ägypten	0,006056032	969,7762843
Angola	0,001175147	188,1809377
Dänemark	0,001171721	187,6323052
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,009640125</b>	<b>1543,711262</b>

**Tabelle 119: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Pipelinetransporte nach Hamburg**  
**Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme des elektrischen Antriebes mit weltweitem Strommix**

<b>Spezifischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß Transport mit Tankern</b>		
<b>Herkunftsland</b>	<b>Spez. Verlust</b> [PJ/PJ <sub>Produkt</sub> ]	<b>Spez. CO<sub>2</sub>-Ausstoß</b> [t/PJ <sub>Produkt</sub> ]
Russland	0,00664263	518,1251095
Großbritannien	0,002093731	163,3110193
Norwegen	0,002696525	210,3289703
Nigeria	0,027671305	2158,361794
Aserbaidshan	0,02178923	1699,559977
Libyen	0,016144935	1259,304965
Algerien	0,012067023	941,2277752
Syrien	0,021604955	1685,186454
Ägypten	0,02031797	1584,801627
Angola	0,028872095	2252,023405
Dänemark	0,001160148	90,49156681
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,014641868</b>	<b>1142,065697</b>

**Tabelle 120: Spezifischer CO<sub>2</sub> – Ausstoß für die Tankertransporte nach Hamburg**  
**Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme von Schweröl als Brennstoff**