

MASTERARBEIT

Titel der Masterarbeit

„Ökonomische Perspektiven der nachhaltigen Erzeugung
von Wasserstoff“

Verfasser

Andreas Gratzer Bakk. rer. soc. oec.

angestrebter akademischer Grad

Master of Science (MSc)

Wien, 2013

Studienkennzahl lt. Studienblatt:
Studienrichtung lt. Studienblatt:
Betreuer:

A 066 915
Masterstudium Betriebswirtschaft
O.Univ.-Prof. Dr. Kurt Heidenberger

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 EINLEITUNG.....	1
1.1 Weltweiter Energiebedarf.....	3
1.2 Weltweiter Elektrizitätsbedarf.....	4
1.3 Elektrizitätsbedarf in Europa.....	6
1.4 Energievorräte	9
1.5 Berechnung der Stromgestehungskosten.....	11
1.6 Methoden zur Energiespeicherung.....	12
2 WINDENERGIE	17
2.1 Windenergieanlagen.....	18
2.1.1 Onshore Windenergieanlagen.....	20
2.1.2 Offshore Windenergieanlagen	22
2.2 Stromgestehungskosten von Onshore und Offshore Windenergieanlagen.....	24
2.3 Ausbau der Windenergie.....	26
2.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie.....	29
3 SONNENENERGIE	32
3.1 Solarthermische Kraftwerke	32
3.1.1 Parabolrinnenkraftwerke	33
3.1.2 Fresnelkollektoren	33
3.1.3 Solarturmkraftwerke.....	34
3.1.4 Dish-Stirling-Systeme	35
3.2 Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken.....	36
3.3 Ausbau der solarthermischen Kraftwerke	38
3.4 Photovoltaik.....	41
3.4.1 Varianten von Solarzellen.....	42
3.4.2 Kapazitätsentwicklung der Photovoltaik	43

3.5	Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen	45
3.6	Ausbau der Photovoltaik	47
3.7	Entwicklung der Stromgestehungskosten der Sonnenenergie	49
4	WASSERENERGIE	53
4.1	Wasserkraftwerke	53
4.2	Stromgestehungskosten von Wasserkraftwerken	55
4.2.1	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen	57
4.2.2	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW	58
4.2.3	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen über 5 MW	60
4.3	Meeresenergie	63
4.4	Gezeitenkraftwerke.....	64
4.5	Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken	66
4.6	Strömungskraftwerke	67
4.7	Stromgestehungskosten von Strömungskraftwerken.....	67
4.8	Wellenenergie.....	70
4.9	Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken.....	74
4.10	Ausbau der Wasserenergie	76
5	WASSERSTOFF.....	79
5.1	Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung	80
5.1.1	Methoden zur Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse	81
5.1.2	Kosten des Elektrizitätseinsatzes pro Nm ³ Wasserstoff	84
5.1.3	Zukünftige Wasserstoffnutzung und dessen mögliche Produktionsentwicklung.....	90
5.1.4	Szenarien zur Wasserstoffherstellung	92
5.1.5	Wasserstoffgestehungskosten	96
6	CONCLUSIO	99
7	LITERATURVERZEICHNIS	101
ANHANG A: ABSTRACT		110
ANHANG B: LEBENSLAUF.....		111

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Weltweiter Energiebedarf nach Energieträgern (1990 – 2035)	4
Abbildung 2: Weltweiter Elektrizitätsbedarf nach Energieträgern (2008 – 2035)	5
Abbildung 3: Elektrizitätserzeugung in Europa (2000 – 2050)	8
Abbildung 4: Kapazitäten zur Erzeugung von Elektrizität in Europa (2000 – 2050)	8
Abbildung 5: Unterteilung der Gesamtvorräte eines Energieträgers.....	9
Abbildung 6: Kapazitäten verschiedener Stromspeicher	13
Abbildung 7: Stromgestehungskosten von Onshore Windenergieanlagen nach Volllaststunden .	21
Abbildung 8: Stromgestehungskosten von Onshore und Offshore Windenergieanlagen	26
Abbildung 9: Jährlich installierte Kapazitäten der Onshore und Offshore Windenergie in Europa	27
Abbildung 10: Wachstumsszenarien der Windenergie in Europa.....	28
Abbildung 11: Zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten bis 2030.....	30
Abbildung 12: Stromgestehungskosten für solarthermische Kraftwerke	38
Abbildung 13: Entwicklungsszenarien für solarthermische Kraftwerke	40
Abbildung 14: Entwicklung der weltweiten Photovoltaikkapazität	43
Abbildung 15: Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen	47
Abbildung 16: Prognose der kumulierten Photovoltaikkapazität in Europa.....	48
Abbildung 17: Entwicklung der Investitionen für Photovoltaikanlagen	50
Abbildung 18: Zukünftige Stromgestehungskosten von PV- und CSP-Anlagen bis 2030	51
Abbildung 19: Stromgestehungskosten von neu errichteten Wasserkraftanlagen	58
Abbildung 20: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW	59
Abbildung 21: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW, bezogen auf die zusätzliche Leistungssteigerung	62
Abbildung 22: Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken	66
Abbildung 23: Stromgestehungskosten von Strömungskraftwerken in flachem Wasser.....	69
Abbildung 24: Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken in tiefem Wasser	70
Abbildung 25: Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken	75
Abbildung 26: Wachstumsszenarien der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft in der EU bis 2030	77

Abbildung 27: Prozesse zur Wasserstoffherzeugung	80
Abbildung 28: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der AEL-Methode für 1 Nm ³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden	87
Abbildung 29: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der PEMEL-Methode für 1 Nm ³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden.....	89
Abbildung 30: Ausgangsszenario zur Wasserstoffproduktion.....	94
Abbildung 31: Adaptiertes Szenario zur Wasserstoffproduktion.....	95
Abbildung 32: Szenario zur Wasserstoffproduktion mit Bezug auf die Kapazitätsprognosen zur Elektrizitätserzeugung.....	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Europäische Zielsetzungen der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020	7
Tabelle 2: Kostenaufteilung bei Onshore Windenergieanlagen.....	20
Tabelle 3: Kostenaufteilung bei Offshore Windenergieanlagen	23
Tabelle 4: Prognose der Investitionsausgaben für Windenergieanlagen	31
Tabelle 5: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von CSP-Anlagen.....	37
Tabelle 6: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	46
Tabelle 7: Betriebskosten von Wasserkraftanlagen.....	56
Tabelle 8: Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten von neuen Wasserkraftanlagen.....	57
Tabelle 9: Parameter der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW.....	59
Tabelle 10: Parameter der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW.....	61
Tabelle 11: Parameter und Stromgestehungskosten alternativer Osmose Kraftwerke.....	64
Tabelle 12: Mittlere Kosten der Strömungskraftwerke in flachem Wasser in den entsprechenden Umsetzungsphasen.....	68
Tabelle 13: Mittlere Kosten der Strömungskraftwerke in tiefem Wasser in den entsprechenden Umsetzungsphasen.....	68
Tabelle 14: Mittlere Kosten der Wellenkraftwerke in den entsprechenden Umsetzungsphasen .	75
Tabelle 15: Spezifikationen zur alkalischen Elektrolyse.....	82
Tabelle 16: Spezifikationen zur sauren Elektrolyse	83
Tabelle 17: Stromgestehungskosten nach Energieträgern bis 2030, in €/kWh.....	85
Tabelle 18: Elektrizitätsbedarf der AEL- und PEMEL-Methoden.....	86
Tabelle 19: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der AEL-Methode für 1 Nm ³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden in €/Nm ³	86
Tabelle 20: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der PEMEL-Methode für 1 Nm ³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden in €/Nm ³	88
Tabelle 21: Phasen und Zielsetzungen für den Ausbau der Wasserstoffindustrie	91
Tabelle 22: Wasserstoffgestehungskosten nach Elektrolysemethoden	98

Abkürzungsverzeichnis

a	= Jahr	GWh	= Gigawattstunde
Abb.	= Abb.	h	= Stunde
AEL	= Alkalische Elektrolyse	H ₂	= Wasserstoff
akt.	= aktualisierte	Hrsg.	= Herausgeber
Aufl.	= Auflage	HTF	= Heat Transportation Fluid
Ausg.	= Ausgabe	Jg.	= Jahrgang
c	= Cent	kg	= Kilogramm
ca.	= circa	KOH	= Kalilauge
CO ₂	= Kohlendioxid	kW	= Kilowatt
CSP	= Concentrated Solar Power	kWh	= Kilowattstunde
€	= Euro	m	= Meter
EC	= European Commission	m ²	= Quadratmeter
eds.	= editors	Mio.	= Million
EL	= Elektrolyse	MW	= Megawatt
erw.	= erweiterte	MWh	= Megawattstunde
ETH	= Eidgenössische Technische Hochschule	Nm ³	= Normkubikmeter
EU	= Europäische Union	No.	= Number
EWEA	= European Wind Energy Associ- ation	NREAP	= National Renewable Energy Action Plan
EWI	= European Wind Initiative	O ₂	= Sauerstoff
f	= folgende	OECD	= Organization for Economic Cooperation and Development
ff	= fortfolgende	OeMAG	= Abwicklungsstelle für Öko- strom
GW	= Gigawatt	OTEC	= Ocean Thermal Energy Con- version

OWC	= Oscillating Water Collumn	SNG	= Synthetic Natural Gas
PEMEL	= Protonen exchange membrane Elektrolyse	TW	= Terawatt
PJ	= Petajoule	TWh	= Terawattstunde
PRIME	= Peer review Meeting	überarb.	= überarbeitete
PRO	= Pressure Retarded Osmosis	USA	= Vereinigte Staaten von Amerika
PV	= Photovoltaik	Vol.	= Volume (Band)
RED	= Reversed Electro Dialysis	vollst.	= vollständig
S.	= Seite	W	= Watt
Set-Plan	= Strategic Energy Technology Plan	WACC	= Weighted Average Cost of Capital
SMES	= Supraleitende magnetische Energiespeicher	z.B.	= zum Beispiel

1 Einleitung

Bereits seit Jahrzehnten werden aus Kreisen der Wissenschaft warnende Worte über den eingeschlagenen Kollisionskurs mit der Natur laut. Trotz zahlreicher Pläne, Ideen und Projekte ist das Leitbild des ökologischen, ökonomischen und sozial nachhaltigen Handelns noch nicht zur Realität geworden. Nachhaltig meint eine Entwicklung, die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen und deren Bedürfnisse zu gefährden. Hierbei ist es wichtig zu erkennen, dass ein solcher Übergang zu einer ökonomischen, ökologischen und sozialen Entwicklung nicht von heute auf morgen erfolgt, sondern viele Jahrzehnte in Anspruch nimmt. Eine besonders wichtige Erkenntnis lautet, dass unser ressourcenschweres westliches Wohlstandsmodell nicht auf die bis zum Jahr 2050 erreichten 8 Milliarden Menschen übertragbar ist (Wagner 2011, S. 11ff).

Der weltweite Energiebedarf wird nach wie vor zu einem überwiegenden Teil aus fossilen Energieträgern gedeckt, dazu gehören vor allem Erdöl, Erdgas und Kohle. Darüber hinaus stellt die Kernenergie einen gewichtigen Energielieferant dar (Kausch et al 2011, S. 26).

Obwohl die Kernenergie durch jüngste Ereignisse stark in Verruf geraten ist, wird sie in den nächsten Jahren ein wichtiger Faktor für die Energieversorgung bleiben. Inwieweit das Risiko der Kernenergie eine mögliche Reduktion zur Folge hat, wird sich noch zeigen. Allerdings ist die zukünftige Ausrichtung der Energieversorgung eine äußerst wichtige und langfristige gesellschaftspolitische Aufgabe (Knopf et al 2011, S. 14).

Vor dem Hintergrund der entscheidenden Zielsetzung der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit gilt es verstärkt auf erneuerbare Energien zu setzen. Dabei muss der Strompreis für die Industrie und den Verbraucher leistbar bleiben. Dieses Bestreben erfolgt unter der von vielen Staaten unterstützten Reduktion der Atomenergie. Dies hat zur Folge, dass sowohl erneuerbare als auch fossile Kraftwerke zur Energieversorgung herangezogen werden müssen, sei es durch neue Kraftwerke oder durch ältere Anlagen, die länger als geplant am Netz bleiben (Knopf et al 2011, S. 9).

Angesichts des langfristigen Anpassungsprozesses ist es daher wichtig, den Übergang von einer ressourcenschweren zu einer ressourcenleichten und ökologischen Marktwirtschaft zügig in Angriff zu nehmen. Im Speziellen gilt es hier die Ressourcen- und Energieeffizienz zu steigern. Tagtäglich sind wir mit Meldungen über die unsichere Energieversorgung und mit den steigenden

Energiepreisen konfrontiert. Dabei werden zahlreiche Energiesparvorschläge gemacht. Allerdings stellt sich hier auch die Frage, wie alternative Energien einen wesentlichen Beitrag leisten können und sich diese in Zukunft entwickeln werden (Wagner 2011, S. 17ff).

Dieser Fragestellung nachgehend soll diese Arbeit das mögliche Potential der erneuerbaren Energieträger aufzeigen und einen wegweisenden Schritt in Richtung Nachhaltigkeit darstellen. Ausgehend vom weltweiten Energie- und Elektrizitätsbedarf und deren Entwicklungen über die nächsten Jahrzehnte hinweg, wird der Fokus auf den europäischen Raum gelegt. Nach einem Blick auf die Energievorräte der konventionellen Energieträger wird auf die Berechnungsmethode der Stromgestehungskosten eingegangen. Die in den jeweiligen Kapiteln behandelten erneuerbaren Energien werden anhand dieser Methode miteinander verglichen. Anschließend wird auf die immer wichtiger werdende Thematik der Energiespeicherung und deren mögliche Alternativen eingegangen.

In den nachfolgenden Kapiteln wird die Wind-, Sonnen- und Wasserenergie näher beleuchtet. Dabei werden in jedem Kapitel zunächst die unterschiedlichen Methoden zur Energiegewinnung vorgestellt, auf deren Stromgestehungskosten eingegangen, mögliche Ausbauraten dargestellt und die Entwicklung der Stromgestehungskosten für die nächsten Jahrzehnte abgebildet.

Anschließend wird auf die Herstellung des Wasserstoffs eingegangen. Ausgehend vom Elektrizitätsbedarf pro Normkubikmeter (Nm^3) werden, durch die zuvor berechneten Stromgestehungskosten der einzelnen Energieerzeugungsmethoden, die Energiekosten für die Wasserstoffproduktion ermittelt. Schlussendlich werden unterschiedliche Szenarien zur Wasserstoffproduktion über die nächsten Jahrzehnte hinweg dargestellt und die potentiellen Wasserstoffgestehungskosten präsentiert.

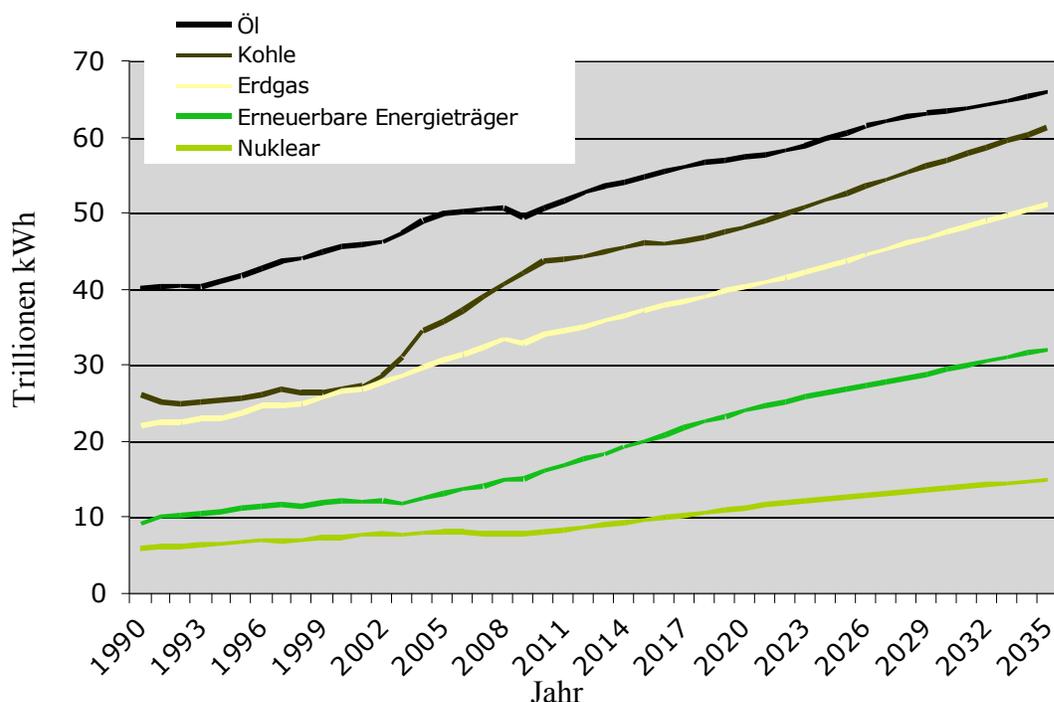
1.1 Weltweiter Energiebedarf

In den letzten Jahrzehnten stieg der weltweite Energiebedarf merklich an. Außerdem wird von einem Anhalten dieses Trends ausgegangen. Im Jahr 2010 betrug der weltweite Energiebedarf 153 Trillionen Kilowattstunden (kWh), im Jahr 2020 wird mit 182 Trillionen kWh gerechnet und bis zum Jahr 2035 soll der Bedarf um 53 % auf 226 Trillionen kWh steigen. Zur Veranschaulichung des Energiebedarfs wird in Abbildung 1 der weltweite Energieverbrauch nach Energieträgern dargestellt. Das höchste Wachstum mit 85 % wird dabei außerhalb der Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) stattfinden, während in den OECD¹ Ländern lediglich mit einem Anstieg von 18 % gerechnet wird. Allerdings wirken viele Unsicherheitsfaktoren auf die Zukunftsprognosen ein, wie die globale Rezession, die Schuldenkrise in einzelnen Ländern, wie Griechenland, Irland und Portugal, der kontinuierliche Anstieg des Ölpreises durch die enorme Nachfrage und ungenügende Versorgung, aber auch durch soziale und politische Unruhen im Mittleren Osten und Afrika. Die ständige Gefahr der Atomkraftwerke und der Kernreaktorunfall in Fukushima Daiichi tragen zu weiteren globalen Diskussionen sowie politischen und rechtlichen Konsequenzen bei. Langfristig wird allerdings ein Wachsen aller am Markt befindlichen Energiequellen erwartet (Conti et al 2011, S. 1ff).

Somit wird eine der großen Herausforderungen der Zukunft die nachhaltige Abdeckung des steigenden Energiebedarfs der wachsenden Weltbevölkerung sein. Dabei leisten erneuerbare Energien bereits heute einen wichtigen Beitrag, denn rund 17 % des globalen Energieverbrauchs sind erneuerbaren Ursprungs. Des Weiteren stellen erneuerbare Energien auch eine Chance für Entwicklungsländer dar, um die Armut zu bezwingen. Durch die sehr oft fehlenden Übertragungsnetze in diesen Ländern ist eine konventionelle Energieversorgung nicht möglich. Allerdings können erneuerbare Energien aufgrund ihres dezentralen Charakters die Basisversorgung übernehmen und damit die Lebensbedingungen und wirtschaftlichen Entwicklungschancen steigern (Böhme et al 2011, S. 82).

¹ OECD Länder (18 % der Weltbevölkerung im Jahr 2011): OECD Amerika: Vereinigte Staaten, Kanada, Chile und Mexiko; OECD Europa: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Island, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Polen, Portugal, Slowakei, Slowenien, Spanien, Schweden, Schweiz, Türkei, Großbritannien, Österreich und Tschechien; OECD Asien: Japan, Südkorea, Australien und Neuseeland. (Conti et al 2011, S. 1).

Abbildung 1: Weltweiter Energiebedarf nach Energieträgern (1990 – 2035)



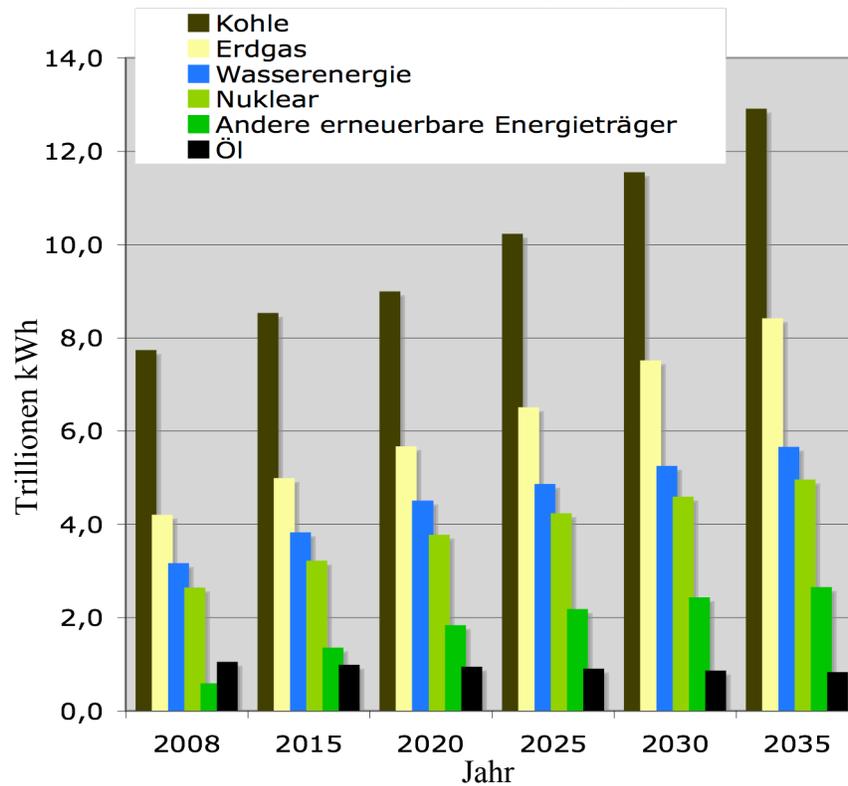
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Conti et al 2011, S. 2.

1.2 Weltweiter Elektrizitätsbedarf

Die globale wirtschaftliche Rezession von 2008 hatte zwar ein kurzfristiges Absinken des Elektrizitätsbedarfs zur Folge, das allerdings nicht lange anhielt. Bereits 2010 kehrte der Energiebedarf auf seinen kontinuierlich ansteigenden Trend zurück. Der Anstieg ist besonders in Nicht-OECD Ländern hoch, da hier ein enormer Teil der Nachfrage unbefriedigt vorliegt. Im Durchschnitt wird in diesen Ländern mit einem Anstieg von 3,3 % pro Jahr gerechnet, angeführt von asiatischen Ländern wie China und Indien, deren Anstieg 4 % pro Jahr beträgt. Im Vergleich dazu verzeichnen OECD Länder lediglich einen Anstieg von 1,2 % pro Jahr (Conti et al 2011, S. 4ff).

In Abbildung 2 wird der Anstieg der jeweiligen Energieträger in Trillionen kWh bis zum Jahr 2035 dargestellt.

Abbildung 2: Weltweiter Elektrizitätsbedarf nach Energieträgern (2008 – 2035)



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Conti et al 2011, S. 12.

Mit 3,1 % Wachstum pro Jahr wird das höchste Wachstum für erneuerbare Energiequellen vorausgesagt, gefolgt von Erdgas mit 2,6 %. Auch Nuklearenergie wird ein wichtiger Bestandteil der Energielieferung bleiben, allerdings stellt gegenwärtig Kohle den wichtigsten Elektrizitätslieferant dar. Dies soll sich auch bis zum Jahr 2035 nicht ändern. Über 82 % des Anstieges der erneuerbaren Energie stammen aus Wasser- und Windenergieanlagen. Im Jahr 2008 wurden weltweit 2,5 Trillionen kWh (55 %) durch Wasserkraft und 1,3 Trillionen kWh (27 %) durch Windkraft erzeugt und der Anstieg dieser Energiequellen steigt kontinuierlich. 85 % des Zuwachses der Wasserkraftanlagen findet in Nicht-OECD Ländern statt, während eine leichte Mehrheit des Anstiegs an Windenergie (55 %) in OECD Ländern erfolgt (Conti et al 2011, S. 4ff).

1.3 Elektrizitätsbedarf in Europa

In der Europäischen Union (EU) wird ein Anstieg der Elektrizitätserzeugung um durchschnittlich 1,2 % pro Jahr prognostiziert. Der größte Anteil davon entfällt auf Länder mit stabilen und hohen Bevölkerungsraten wie der Türkei oder Spanien, aber auch auf neuere OECD Mitgliedsländer wie Tschechien, Ungarn, Polen und Slowakei. Die erneuerbaren Energien sind im europäischen Raum die am schnellsten wachsende Quelle für Elektrizität, mit einem durchschnittlichen Anstieg von 2,5 % pro Jahr. Besonders Solar- und Windenergie werden forciert, speziell in der Windkraft wird Europa die Führungsposition über Jahre hinweg einnehmen können. Erdgas wird durch die gute Versorgung und den niedrigen Preis ein durchschnittlicher Anstieg von 1,8 % prognostiziert. Des Weiteren haben viele europäische Staaten, wie Deutschland und die Schweiz, ihren Rückzug aus der Atomenergie bekannt gegeben, jedoch gibt es andere Länder, die einen Ausbau der Nuklearenergie planen. Darüber hinaus können Umfeldbedingungen und die Energiesicherheit zu einem erwarteten Anstieg der Nuklearkapazität führen. Obwohl Kohle noch 25 % des Elektrizitätsbedarfs deckt, nimmt ihre Bedeutung immer weiter ab. Bis zum Jahr 2035 wird vorhergesagt, dass der Bedarf an Kohle im Durchschnitt jedes Jahr um 0,5 % sinken wird, auch wenn dies nicht in allen europäischen Ländern gleichermaßen vonstatten gehen wird (Conti et al 2011, S. 94f).

Die Wasserkraft stellt nach wie vor die bedeutsamste erneuerbare Energiequelle dar, jedoch nahm ihr Anteil innerhalb der erneuerbaren Energieträger von 90 % im Jahr 1990 auf unter 60 % ab. Dies ist vor allem auf den großen Anstieg der Windenergie sowie der Biomasse zurückzuführen (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 12ff).

Bereits 2004 schlug der Europäische Dachverband für Erneuerbare Energien (EREC) das ambitionierte Ziel vor, dass im Jahr 2020 wenigstens 20 % des europäischen Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien stammen sollen. Allerdings kam es erst mit der Richtlinie 2009/28/EC zu einer verbindlichen Zielvorgabe für die einzelnen Mitgliedsstaaten. Schlussendlich vollendeten die 27 EU-Länder ihre nationalen erneuerbaren Energieaktionspläne (NREAP) zu Beginn des Jahres 2011 (Zervos et al 2011, S. 5ff).

Demnach sollen 34 % (1.199 TWh) des Bedarfs an Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern stammen (Wilkes et al 2011, S. 20). Die Zusammensetzung dieser 34 % wird in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Europäische Zielsetzungen der erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020

Wasserenergie	10,5 % (370,3 Terawattstunden (TWh) aus 136 Gigawatt (GW))
Windenergie	14 % (494,7 TWh aus 213 GW)
Biomasse	6,7 % (232 TWh aus 43 GW)
Photovoltaik	2,4 % (83,3 TWh aus 84 GW)
Solarthermische Kraftwerke	0,5 % (20 TWh aus 7 GW)
Geothermie	0,3 % (10,7 TWh aus 1,6 GW)
Gezeiten- und Wellenenergie	0,2 % (5,8 TWh aus 2 GW)

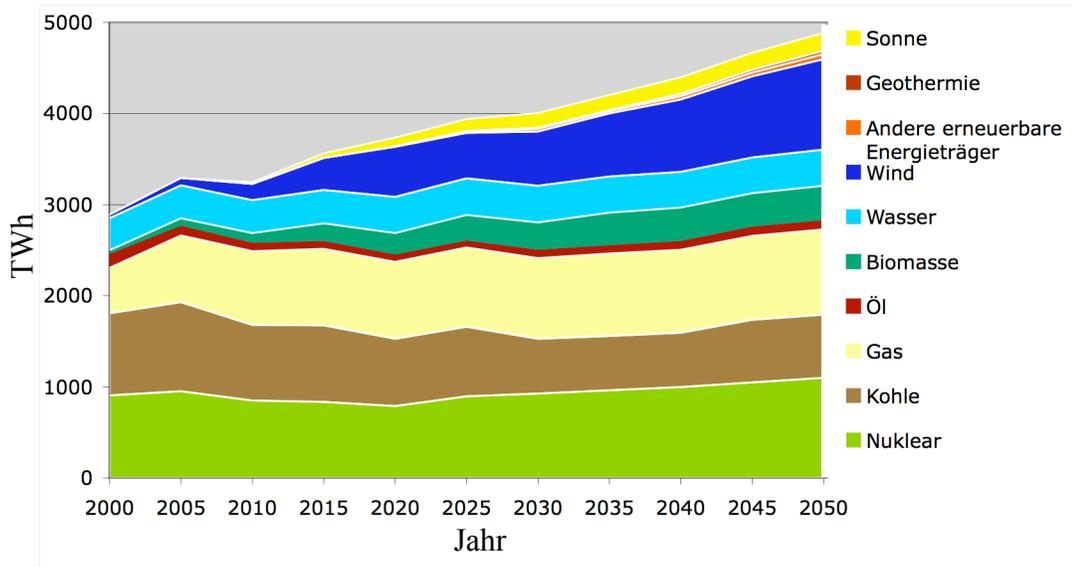
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wilkes et al 2011, S. 20.

Speziell die Zielsetzungen in der Windenergie zeigen, dass die Ausbauraten bis 2020 ausreichend sind, um für die Technologie selbst ohne Förderungsmaßnahmen die Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Die Nutzung der Sonnenenergie steigt ebenfalls ab 2015. Deren Ausbauraten könnten aufgrund der positiven Entwicklungen der letzten Jahre allerdings auch größer ausfallen. Eine eindeutige Reduktion der Elektrizitätsgewinnung mittels Kohle zeichnet sich über den gesamten Zeitraum ab, wobei diese teilweise durch den steigenden Bedarf an Erdgas gedeckt wird. In der betrachteten Zeitperiode steigt der Bedarf an Elektrizität in Europa weiterhin an, dabei gibt es eine beträchtliche Verschiebung hin zu den erneuerbaren Energieträgern (Decker et al 2011, S. 77ff).

Der aus dem Griechischen stammende Begriff Geothermie bedeutet Erdwärme. Die geothermische Energie liegt dabei in Form von Wärme, die unterhalb der festen Erdoberfläche gespeichert ist, vor (Reuther 2012, S. 231). Aufgrund der thematischen Abgrenzung dieser Arbeit wird die Geothermie nicht weiter behandelt.

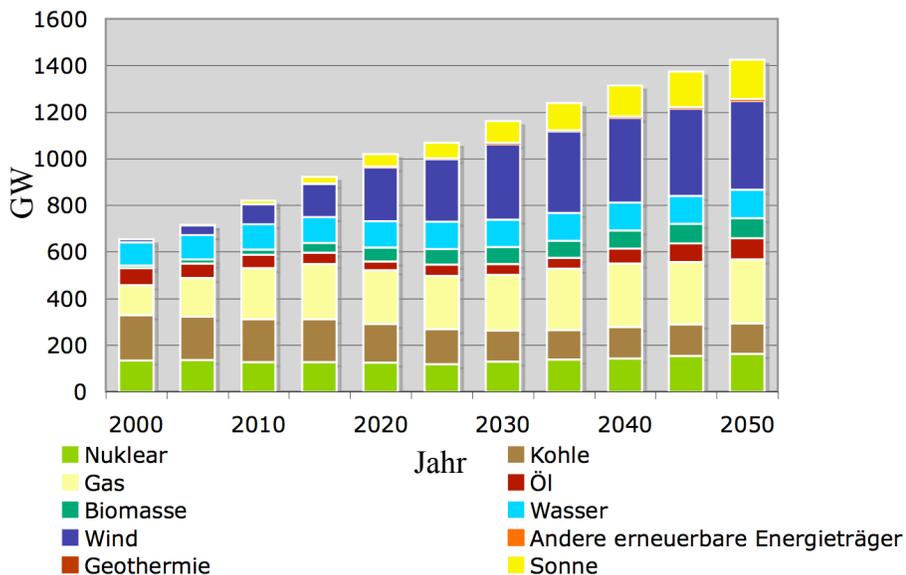
In Abbildung 3 wird der Elektrizitätsbedarf Europas in TWh bis zum Jahr 2050 präsentiert und in Abbildung 4 folgen die entsprechenden installierten Kapazitäten in GW für den gleichen Zeitraum.

Abbildung 3: Elektrizitätserzeugung in Europa (2000 – 2050)



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Decker et al 2011, S. 79.

Abbildung 4: Kapazitäten zur Erzeugung von Elektrizität in Europa (2000 – 2050)



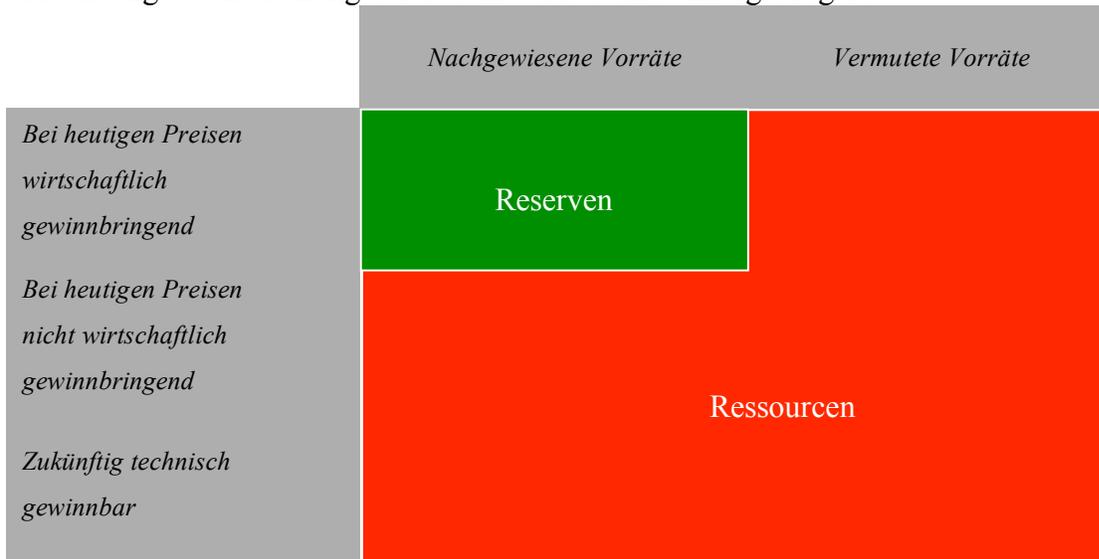
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Decker et al 2011, S. 79.

1.4 Energievorräte

So alt wie die Nutzung der Energieträger selbst ist die Frage nach deren Verfügbarkeit. Bereits seit nunmehr 40 Jahren wird das Ende der Ölvorräte vorhergesagt und immer wieder nach hinten korrigiert, allerdings müssen diese Prognosen etwas differenzierter betrachtet werden. Um dies zu veranschaulichen ist es hilfreich zwischen zwei Begriffen, Reserven und Ressourcen, zu unterscheiden (Wagner 2011, S. 147ff).

Im so genannten McKelvey Diagramm (Abbildung 5) wird der Gesamtvorrat eines Energieträgers in Reserven und Ressourcenbasis unterteilt. Als Reserven gelten jene Vorräte, die nachgewiesen sind und bei den heutigen Größenordnungen von Energiepreisen wirtschaftlich und technisch gewinnbringend gewonnen werden können. Dazu gehören sowohl die fördernden Gebiete als auch die durch Erforschung mehr oder weniger zuverlässig erkundeten, aber bisher noch nicht fördernden Gebiete. Auf geologischen Schätzungen und Analogieschlüssen beruht die Ressourcenbasis. Dabei wird der Grad an Gewissheit über die tatsächliche Größe eines Feldes ermittelt und auch die entsprechenden Förderkosten werden vage abgeschätzt. Auch kann die Förderung dieser Vorkommen zu aktuellen Preisen nicht in Frage kommen oder sie ist aus technischen Gründen noch nicht möglich (Ströbele et al 2012, S. 23ff).

Abbildung 5: Unterteilung der Gesamtvorräte eines Energieträgers



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ströbele et al 2012, S. 23ff.

Dadurch, dass immer wieder neue Möglichkeiten der Gewinnung und neue Felder erschlossen werden, sind die zur Verfügung stehenden Energievorräte keine statische Größe, sondern eine

dynamische. Dennoch ist es hilfreich Vergleichszahlen zu bestimmen, dazu bedient man sich der statistischen Reichweite. Diese ist das Verhältnis der vorhandenen Energiereserven zum jährlichen Verbrauch des betreffenden Energieträgers. Somit sagt die statistische Reichweite aus, wie lange Reserven ausreichen, solange sich nichts an der Reservensituation ändert. Zieht man zur Berechnung die heute bekannten Reserven und den aktuellen Konsum heran, dann ergeben sich grob die nachfolgenden Werte:

Steinkohle: 180 – 240 Jahre

Erdöl: 40 – 50 Jahre

Erdgas: 50 – 60 Jahre

Uran: 70 – 90 Jahre

Dies bedeutet allerdings nicht, dass nach Ablauf dieser Jahre der Energieträger nicht mehr zur Verfügung stehen wird, da sich aus den bekannten Ressourcen auch wieder Reserven entwickeln und sich auch Einflussfaktoren ändern können (Wagner 2011, S. 147ff).

Inzwischen ist die ganze Welt mit bekannten Methoden und vorhandenen Mitteln nach Ölvorkommen abgesucht. Somit ist eine Vorstellung vorhanden, wann das Maximum der Ölförderung überschritten sein könnte, der so genannte peak-oil-point. In Bezug auf die heutigen Reserven wird mit einem Überschreiten in etwa 15 – 20 Jahren zu rechnen sein. Zugegebenerweise sind mehr fossile Energieträger und auch Uran vorhanden, als die statistische Reichweite und die Peak-oil-Theorie zu erkennen geben. Allerdings werden sich die Förderungsmittel nahezu verdoppeln, daher lohnt es sich neue Energieträger, speziell erneuerbare Energie, voranzutreiben. Natürlich wäre auch eine Entspannung der heutigen Situation durch die Herstellung von flüssigem Kraftstoff aus Biomasse oder durch Wasserstoff, der idealerweise mit Hilfe von Elektrizität aus Photovoltaik (PV) oder Windkraft über Wasserspaltung erzeugt werden könnte, erstrebenswert (Wagner 2011, S. 151ff).

1.5 Berechnung der Stromgestehungskosten

Zur Beurteilung und um die einzelnen Methoden der Energieerzeugung vergleichen zu können, wird ein bewährtes Verfahren, die Kapitalwertmethode, herangezogen. Diese dynamische Investitionsrechnung prüft die Vorteilhaftigkeit von Investitionen. Der Kapitalwert ermittelt über eine gewisse Laufzeit hinweg die Differenz der Barwerte von Ein- und Auszahlungen, die auf den Beginn des Planungszeitraums mittels eines Zinssatzes diskontiert werden. Dabei kann der Kalkulationszinssatz als eine Mindestverzinsungsanforderung des Investors an das Investitionsobjekt gesehen werden (Schmeisser und Solte 2010, S. 92f).

In Bezug auf die Stromgestehungskosten werden die Investitionsausgaben und die Barwerte der Betriebskosten durch die Barwerte des erzeugten Stroms geteilt. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten dient (Konstantin et al 2009, S. 160ff):

$$LOCE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}$$

LOCE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)	in €/kWh
I_0	Investitionsausgaben	zu t_0
A_t	Gesamtkosten	zum Zeitpunkt t
M_t	Produzierte Strommenge	zum Zeitpunkt t
i	kalkulatorischer Zinssatz	in %
n	Nutzungsdauer	in Jahren
t	Jahr der Nutzungsperiode	1, 2, ..n

Die Gesamtkosten pro Jahr setzen sich aus fixen und variablen Betriebskosten zusammen, diese werden für die jeweilige Berechnung explizit im entsprechenden Kapitel näher beleuchtet. Des Weiteren fließt der Anteil von Fremd- und Eigenkapital sowie deren Kosten über den Diskontierungsfaktor in die Analyse ein. Somit stellen die Stromgestehungskosten eine ausgesprochen ein-

trägliche Vergleichsrechnung auf Kostenbasis dar. Diese Methode wird für die einzelnen Arten der Elektrizitätserzeugung, die in dieser Arbeit analysiert werden, herangezogen (Kost et al 2012, S. 8).

1.6 Methoden zur Energiespeicherung

Einige der vielversprechendsten erneuerbaren Energieträger sind nicht permanent verfügbar. Dies stellt ein entscheidendes Problem für den weiteren Ausbau, die Stromsicherheit und nicht zuletzt für die Kosten dar. Durch eine höhere Auslastung der jeweiligen Anlagen können die Stromgestehungskosten erheblich gesenkt werden, demzufolge gewinnen die verfügbaren und zukünftigen Methoden zur Energiespeicherung an Bedeutung. Allgemein kann behauptet werden, dass sich die Speicherung von Elektrizität, besonders über einen längeren Zeitraum hinweg, schwierig und kostspielig gestaltet (Wurster et al 2010, S. 20f).

Zurzeit wird die Abdeckung des häufig nicht übereinstimmenden Strombedarfs und der Stromlieferung der erneuerbaren Energien durch andere Kraftwerke oder den Bau zusätzlicher Kraftwerke, die im Bedarfsfall einspringen, nicht verzichtet. Ein weiterer Ausweg aus dieser Problematik ist der Bau von Wärmespeichern direkt am Kraftwerk, wie es beispielsweise in Spanien bei solarthermischen Kraftwerken erprobt wird (Wagner 2011, S. 229).

Der wesentliche Vorteil der solarthermischen Energiegewinnung besteht darin, dass die absorbierte Sonnenenergie als Wärme gespeichert werden kann, welche wesentlich einfacher und kostengünstiger ist als die Speicherung elektrischer Energie. Vereinfacht wird dabei über den Tag hinweg ein Medium wie Beton, Öl oder geschmolzenes Mineralsalz durch den Wärmeträger aufgeheizt und nachts oder bei schlechten Wetterverhältnissen zur Energieerzeugung genutzt. Dabei liegt das Hauptaugenmerk auf Speichermedien, die ihren Zustand von fest zu flüssig ändern können, um noch effektivere und kostengünstigere Ergebnisse zu erzielen (Dürschmidt et al 2011, S. 93).

Dadurch kann eine gesicherte Leistung erbracht werden und auf den Bau von „Back-up-Kraftwerken“ verzichtet werden (Wagner 2011, S. 229).

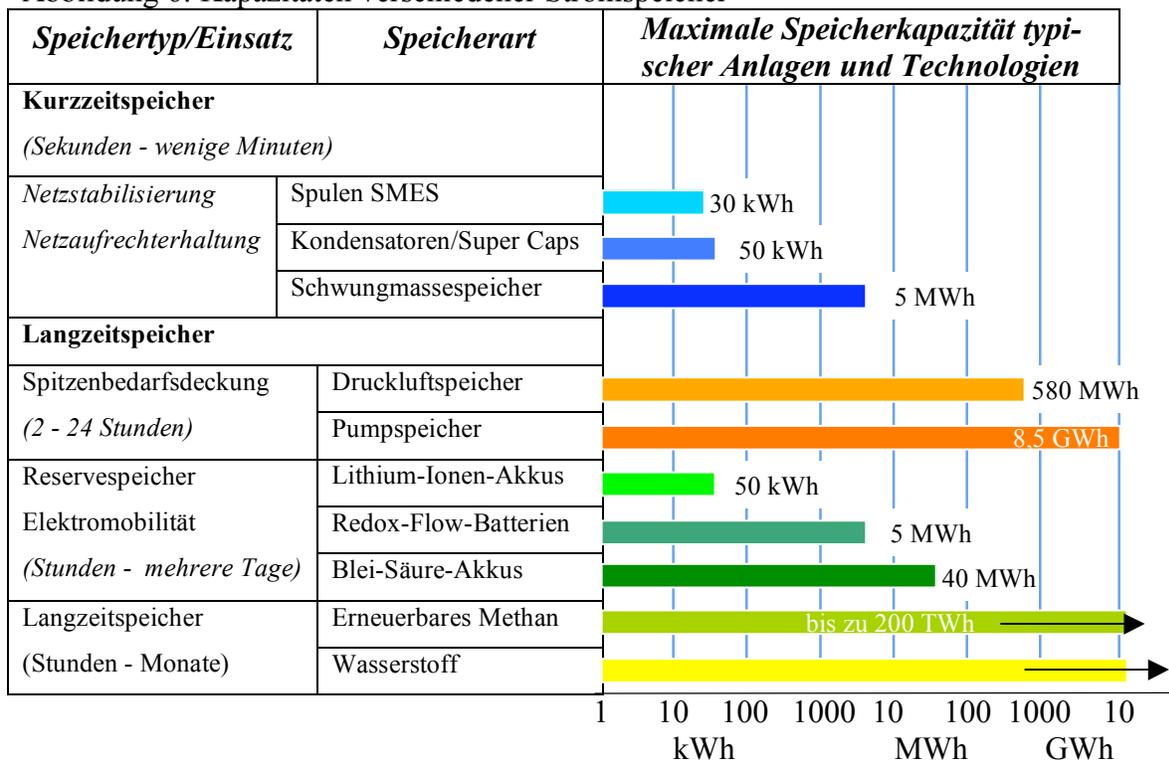
Die Wichtigkeit der Energiespeicherung wird auch durch die zu geringe Leitungskapazität in Europa verschärft. Ohne diese ausreichenden Netzkapazitäten wird der Strom aus erneuerbaren Energien nicht von den Küsten oder aus dem Voralpenland in die Ballungszentren transportiert werden können. Bereits heute werden Überschüsse bei erneuerbaren Energien erzielt, welche in

künftigen Jahren immer stärker ansteigen werden. Um eine erfolgreiche Energiewende gewährleisten zu können, sind speziell Langzeitspeicher erforderlich (Küffner 2012).

Verschiedene Möglichkeiten typischer Anlagen mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten und Lagerzeiten werden in Abbildung 6 dargestellt. Die Möglichkeiten zur Stromspeicherung werden nach ihrem Einsatz in Kurzzeit- oder Langzeitspeicher und gemäß ihrem physikalischen Prinzip unterschieden. Dabei reichen die Speichermöglichkeiten von kleinen, dezentral einsetzbaren Batterien über große, zentrale Pumpspeicher oder Druckluftspeicher bis hin zu Infrastrukturen für speicherbare Energieträger wie Methan oder Wasserstoff, die aus Strom erzeugt werden (Dürschmidt et al 2011, S. 65).

Abgesehen von diesen Speichermöglichkeiten taucht auch immer wieder die Überlegung auf, dass die Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien stärker zum Heizen und zur Warmwassererzeugung eingesetzt werden könnten. Mittels großer und gut isolierter Tanks wäre es möglich, eine beträchtliche Energiemenge zu speichern (Küffner 2012).

Abbildung 6: Kapazitäten verschiedener Stromspeicher



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dürschmidt et al 2011, S. 65.

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) speichern die elektrische Energie direkt im Magnetfeld eines in einer supraleitenden Spule fließenden Gleichstroms. Trotz der geringen Selbstentladung wird der praktische Wirkungsgrad durch die notwendige Kühlung auf supraleitende Temperaturen reduziert (Schwab 2012, S. 250).

Die entstehenden Emissionen bei der Herstellung und die kostspieligen Supraleiter haben dazu beigetragen, dass nur kleine SMES-Systeme (1 bis 10 Megawatt (MW)) umgesetzt wurden (Tzimas et al 2011, S. 141).

Super Capacitors oder Doppelschicht-Kondensatoren, so genannte Super Caps, speichern die elektrostatische Energie im Feld der elektrochemischen Doppelschicht. Sie zeichnen sich durch eine hohe Zyklen-Stabilität aus, allerdings ist die speicherbare Energiedichte deutlich geringer als bei Akkus (Wosnitza und Hilgers 2012, S. 85).

Bei Schwungradspeicher wird die elektrische Energie in Form kinetischer Energie (Rotationsenergie) gespeichert. Die Speicherkapazität hängt vom Trägheitsmoment des Rades ab. Obwohl sich Schwungräder auch zur Speicherung größerer Energiemengen eignen würden, besitzen sie aber, mit Ausnahme ihres Einsatzes in der unterbrechungsfreien Stromversorgung und bei Pilotprojekten der Bahnversorgung, eher exotischen Charakter (Schwab 2012, S. 249f).

Auch die Möglichkeit über Druckluftspeicher die Elektrizität zu speichern, wird seit geraumer Zeit erprobt. Weltweit existieren davon zwei Anlagen, eine befindet sich in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und die andere in Deutschland. Die Druckluft wird dabei in unterirdische Kavernen eingepresst. Im Bedarfsfall kann den Kavernen diese Druckluft entnommen und über eine Turbine zur Stromerzeugung genutzt werden (Wagner 2011, S. 240). Die großen Vorteile dieser Technik sind die große Speichermenge, die schnelle Anfahrtszeit der Anlage, nahezu keine Selbstentladung und die lange Lebensdauer. Des Weiteren wird an neuen Methoden gearbeitet, die den Wirkungsgrad der Druckluftspeicherung erhöhen (Tzimas et al 2011, S. 136).

Seit Anfang des 20. Jahrhunderts haben sich Pumpspeicherkraftwerke als lukrative Energiespeicher bewährt. Auf die zuverlässige Methode, Wasser vom oberen in das untere Becken fließen zu lassen, um Spitzenzeiten abzudecken, wird im Abschnitt über die Wasserenergie näher beleuchtet. Da aber der Platz für geeignete Standorte für diese Anlagen begrenzt ist, müssen auch alternative Speichermethoden weiterentwickelt werden (Bührke und Wengenmayr 2012, S. 118).

Die zahlreichen Möglichkeiten der elektrochemischen Stromspeicher, Batterien und Akkumulatoren gibt es aufgrund der vielen Materialkombinationen in verschiedensten Ausführungen. Über lange Zeit hinweg waren Bleibatterien und Nickel-Cadmium-Batterien am weitesten verbreitet.

Letztere wurden aus Umweltschutzmaßnahmen seit 2004 im Anwendungsgebiet beschränkt oder ganz verboten. Lithium-Ionen-Batterien oder auch Nickelmetallhydrid- und Hochtemperaturbatterien werden als Alternative immer häufiger und auch leistungsfähiger (Dürschmidt et al 2011, S. 68). Die Kosten der Lithium Batteriemodule sind nach wie vor relativ hoch. Für eine breitere Unterstützung der erneuerbaren Energieträger müssen die Kosten weiter reduziert werden, speziell das verwendete Metall und die Fertigungstechnik erlauben Reduktionen. Die Natrium-Ionen Technologie und auch die Lithium-Keramik Technologie stellen dabei interessante Alternativen dar. Die größte Lithium-Keramik Anlage mit 1 MW wurde in Deutschland errichtet, sie weist einen Wirkungsgrad von 96 % und eine sehr niedrige Selbstentladungsrate auf (Tzimas et al 2011, S. 138). Der Fortschritt bei Batterien und Akkumulatoren resultiert natürlich auch aus dem Antrieb der Automobilindustrie, die neue und immer leistungsfähigere Speichermöglichkeiten für Elektrofahrzeuge hervorbringt (Tzimas et al 2011, S. 143).

Der wachsende Bedarf an Energie sowie der Ausbau der erneuerbaren Energieträger verlangen speziell nach großen Speicherkapazitäten. Redox-Flow-Batterien könnten hier einen wesentlichen Beitrag leisten. Die Größe der Tanks bestimmt dabei die gespeicherte Energiemenge, dabei sind Energie und Leistung, im Gegensatz zu den bislang vorgestellten Batteriekonzepten, voneinander entkoppelt. Dies stellt den großen Vorteil des Redox-Flow Prinzips für den großtechnischen Einsatz dar (Schwab 2012, S. 245f).

Die beiden letzten Energiespeicher basieren hier auf der Erzeugung von Wasserstoff. Im Idealfall wird regenerativ erzeugter Strom verwendet, um durch die bereits im 19. Jahrhundert entdeckte Wasserelektrolyse Speichergase zu erzeugen. Die elektrische Energie ist nach der Spaltung der Wassermoleküle in Wasserstoff und Sauerstoff chemisch im Wasserstoff gespeichert. Diese Energie kann in einem Verbrennungsprozess in Kraft und Wärme oder in einer Brennstoffzelle erneut in elektrische Energie umgewandelt werden. Daneben gibt es auch die Möglichkeit der sogenannten Methanisierung oder Erzeugung von Synthetic Natural Gas (SNG). Durch die Reaktion des Wasserstoffs mit Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid wird Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, erzeugt. Der Wirkungsgrad der Umwandlung von Strom – Wasserstoff – SNG – Strom liegt aber mit 36 % deutlich unter dem Wirkungsgrad der Umwandlungskette Strom – Wasserstoff – Strom, der bei 51 % liegt (Valentin und Bredow 2011, S. 99).

Das auf diese Art gewonnene erneuerbare Methan kann in der bestehenden Erdgasinfrastruktur gespeichert, transportiert, im Verkehrs- und Wärmesektor eingesetzt oder in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung verwendet werden (Dürschmidt et al 2011, S. 70).

Wasserstoff repräsentiert eine kosteneffiziente Lösung für die Energiespeicherung von erneuerbaren Energien und dies für sehr lange Speicherzeiten sowie für äußerst große Kapazitäten (Wurster et al 2010, S. 21).

Als Speichermöglichkeit für den Wasserstoff können große Druckgasbehälter und unterirdische Kavernen dienen. Des Weiteren besteht auch die Möglichkeit, dass der Wasserstoff in begrenzten Mengen in das Erdgasnetz eingespeist wird (Dürschmidt et al 2011, S. 68).

Obwohl die Wasserelektrolyse und die Methanisierung bereits erprobte Verfahren darstellen, müssen diese auch flexibel auf ein wechselndes Stromangebot aus erneuerbaren Energieträgern reagieren können. Ebenfalls ist ein sparsamer Umgang mit der benötigten Energie notwendig, da der Wandlungsprozess starken Verlustquellen unterworfen ist (Küffner 2012).

Die größten Vorteile sind die große Speicherkapazität, hohe Stromdichte und sehr geringe Selbstentladung. Somit stellen Wasserstoffspeicher eine ideale Kombination mit großen Windfarmen oder Photovoltaikanlagen dar. Speziell in isolierten Gebieten oder um teure Stromnetzausbauten zu vermeiden, kann diese Speichermethode herangezogen werden. Zukünftige Verbesserungen dieser Technologie beziehen sich auf die Reduktion der Kosten, die Erhöhung der Effizienz, den Ausbau der Elektrolyseanlagen sowie die Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und die Lebensdauer der Brennstoffzellen (Tzimas et al 2011, S. 137). Weitere Ausführungen zu dieser Speichermethode sind im Kapitel über Wasserstoff zu finden. Zunächst wird jedoch auf die erneuerbare Energie aus Wind, Sonne und Wasser im Detail eingegangen.

2 Windenergie

Die Windenergie bedient sich der kinetischen Energie, der bewegten Luftmassen der Atmosphäre. Die Bewegungsenergie der Windströmung wirkt dabei auf die Rotorblätter einer Windkraftanlage ein und versetzt die Rotorblätter in Bewegung. Dabei wird die kinetische Energie durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt (Aichele 2012, S. 50).

Sowohl weltweit als auch in Europa wird die Windenergie eine entscheidende Rolle spielen, um die ambitionierten Energie- und Umweltziele zu erreichen. Dabei ist es das Ziel der Europäischen Union bis 2020, rund 15 % der Elektrizität aus Windkraft zu erzeugen und laut der Prognose des Global Wind Energy Council sollen 16 % der weltweiten Elektrizität aus Windenergie bis zum Jahr 2020 bezogen werden (Blanco 2009, S. 1373).

In Europa beträgt die Gesamtleistung der Windenergie 84,1 GW und liegt damit weltweit auf dem 3. Platz. Dabei übernahm China erstmals die Spitzenposition vor den USA. In Europa stiegen die Neuinstallationen von Offshore Anlagen stärker als die von Onshore Windenergieanlagen. Dementsprechend findet ein Viertel der globalen Zubauten der Windenergie in Europa statt (Böhme et al 2011, S. 65ff).

Windenergieanlagen von 2 MW können selbst bei schlechten Binnenlandstandorten übers Jahr gesehen 2.000 kW mal 1.600 Stunden, also 3,2 Mio. kWh Elektrizität erzeugen. Dies stellt eine beeindruckende Zahl dar, besonders wenn bedacht wird, dass ein durchschnittlicher Haushalt in Europa 4.000 kWh im Jahr verbraucht. Mit dieser Leistung von 3,2 Mio. kWh wäre diese Windenergieanlage fähig 800 Haushalte zu versorgen. Allerdings ist diese Auswertung lediglich eine statistische Zahl, da diese Haushalte ein enormes Versorgungsproblem hätten. Wobei in starken Windzeiten ein Überangebot vorhanden wäre, an schwachen Windtagen hingegen würde keine oder zu wenig Elektrizität vorhanden sein. Obwohl die Windenergie nachweisbar Kohle, Öl und Erdgas einspart, ist sie dennoch auf Back-up-Kraftwerke angewiesen. Aufgrund der sich schnell ändernden Windverhältnisse müssen diese Kraftwerke schnell hoch- und runtergefahren werden, um das Angebot und die Nachfrage zu decken. In der Praxis geschieht dies oft dadurch, dass viele Kraftwerke gleichzeitig nicht mit voller Leistung laufen und in ihrer Gesamtheit dann die notwendige Back-up-Leistung aufweisen. Zwischen den guten Küstenstandorten und den eher schlechteren Binnenstandorten kann die Windenergie um 25 % variieren, auch zwischen den einzelnen Monaten und Tagen schwankt die Windstärke sehr stark und auch zwischen den einzelnen

Jahren kann ein Unterschied von bis zu 20 % des Windenergieangebotes vorherrschen. Benötigt werden hier Speicher für die Elektrizität, allerdings ist dies momentan nur über den Umweg mittels Pumpspeicherkraftwerken in großer Menge möglich, mehr dazu im Abschnitt über die Wasserkraft. Des Weiteren werden Druckluftspeicher erforscht und die Möglichkeit, überschüssige elektrische Energie aus Windenergieanlagen zur Wasserstoffherzeugung einzusetzen, wird erprobt. Der dadurch gewonnene Wasserstoff wäre wieder speicherbar und könnte im Verkehrssektor als Antriebsmittel verwendet werden, direkt verfeuert werden und Gebäude beheizen oder aber über Brennstoffzellen wieder zu Strom umgewandelt werden. In manchen Fällen kommt es zu einem erzwungenen Abschalten von Windenergieanlagen, da die gelieferte elektrische Energie die Transportkapazität des Netzes an bestimmten Stellen übersteigt. Dadurch bedarf die weitere Einbindung der Windenergie eines zusätzlichen Ausbaus des elektrischen Netzes und bringt damit auch erhebliche Investitionen mit sich. Diese zusätzlich anfallenden Kosten müssen einer großtechnischen Nutzung der Windenergie ursächlich mit angelastet werden (Wagner 2011, S. 236ff). Als wichtige Kennzahl, um die Energieträger vergleichbar zu machen, dient die Anzahl der Volllaststunden. Dabei ergeben sich die jährlich erbrachten Volllaststunden aus dem tatsächlichen Jahresertrag an Energieproduktion dividiert durch die maximale Leistung, das heißt die Nennleistung der Anlage. Unter Berücksichtigung der Anzahl an Stunden eines Jahres, dies sind 8.760 h, liegt somit ein Maß für den Ertrag und der Vergleich von Anlagen mit unterschiedlichen Standorten und Gegebenheiten vor. Anhand einer Windenergieanlage würde dies folgendes Bild darstellen: Liegt eine Nennleistung von 2 MW vor und die jährlich erbrachte Leistung liegt bei 4 Millionen kWh Elektrizität, so ergeben sich Volllaststunden von $4.000.000/2.000 = 2.000$. Dies bedeutet, dass eine Anlage, die 4 Millionen kWh produziert, genau diese Stundenanzahl in Betrieb wäre, wenn sie mit maximaler Leistung läuft. In der Praxis drehen sich die Windräder natürlich um einige Stunden länger, dies aber mit geringerer Leistung (Synwoldt 2008, S. 102f).

2.1 Windenergieanlagen

Zunächst beschreiben die Begriffe, Onshore und Offshore, ob sich die Anlage auf dem Land oder vor der Küste befindet. Allerdings weisen diese Bezeichnungen auch auf weitere grundsätzliche Punkte hin, in denen sich diese zwei Arten der Windkraftanlagen unterscheiden. Speziell das Fundament, der Aufbau, die Wartung, die Netzanbindung aber auch die Akzeptanz sind hier wesentliche Faktoren (Geitmann 2010, S. 104).

Mittlerweile hat sich die Onshore Windenergie zu einer sehr ausgereiften Technologie entwickelt und ein einheitliches, kosteneffektives und effizientes Design hat sich in den letzten Jahren herauskristallisiert. Hingegen haben Offshore Windanlagen noch viele Herausforderungen zu überwinden, die vor allem durch die extremen Wetterbedingungen verursacht werden. Darüber hinaus gibt es auch eine dritte Sparte der Windanlagen, jene für Nischenanwendungen, also sehr kleine Anlagen bis zu 10 kW, die sich für isolierte Hausanlagen eignen würden. Allerdings ist dieser Bereich dermaßen klein, so dass er keinen signifikanten Anteil der Elektrizitätsproduktion in Europa ausmacht (Tzimas et al 2011, S. 7).

Bei modernen Windenergieanlagen wird das Auftriebsprinzip anstatt des Widerstandsprinzips angewendet. Dabei erzeugt der Wind beim Vorbeiströmen an den Flügeln einen Auftrieb, ähnlich wie bei Flugzeugen, und setzt die Flügel in Rotation. Beim Widerstandsprinzip kann dem Wind lediglich 12 % der Energie entzogen werden, hingegen beträgt die maximale Energie beim Auftriebsprinzip immerhin 59 %. Neue Windenergieanlagen erreichen heutzutage etwa 50 % und kommen schon sehr nahe an die maximal mögliche Energieausbeute heran (Dürschmidt et al 2011, S. 76).

Bild 1: Onshore und Offshore Windenergieanlagen



Quelle: Krohn et al 2009, S. 24ff.

Zum größten Teil haben sich drei Rotorblätter durchgesetzt, da so die mechanische Belastung am geringsten ausfällt. Die derzeit höchsten Türme sind 135 Meter (m) und erreichen gemeinsam mit dem Rotor beinahe 200 m. Mit steigender Höhe reduzieren sich die Verwirbelungen des Windes über dem Boden und dadurch erhöht sich die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, welche sehr wichtig für die Leistung des Windrades ist (Dürschmidt et al 2011, S. 78).

Bislang liegt ein deutlicher Unterschied der Stromgestehungskosten zwischen Onshore und Offshore Standorten vor. Im nachfolgenden Abschnitt werden diese zwei Optionen separat betrachtet und deren Kosten pro kWh detailliert aufgeschlüsselt.

Dabei hängt die Energieproduktion besonders von der effizienten Auslastung der Turbine ab. Daher gilt es, windstarke Gegenden für die Errichtung profitabler Windparks zu gewinnen (Krohn et al 2009, S. 56).

2.1.1 Onshore Windenergieanlagen

Mittelgroße Turbinen mit einer Leistung von 1,5 – 2 MW werden überwiegend auf dem Festland eingesetzt. Die Investitionskosten dafür betragen 1.100 – 1.400 Euro/Kilowatt (€/kW). In der nachfolgenden Tabelle wird eine typische Kostenstruktur einer 2 MW Anlage detailliert aufgeschlüsselt (Blanco 2009, S. 1374).

Tabelle 2: Kostenaufteilung bei Onshore Windenergieanlagen

	<i>(€1.000/MW)</i>	<i>Prozent der Gesamtkosten</i>
Windkraftanlage	928	75,6
Netzanbindung	109	8,9
Fundament	80	6,5
Baugrund	48	3,9
Elektrische Installation	18	1,5
Beratungskosten	15	1,2
Finanzierungskosten	15	1,2
Straßenkonstruktion	11	0,9
Kontrollsystem	4	0,3
Gesamtkosten	1.227	100

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Krohn et al 2009, S. 30.

Des Weiteren sind Betriebskosten mit 1,45 Cent/Kilowattstunde (c/kWh) für eine derartige Anlage zu verzeichnen und laut technischen Daten ist die Lebensdauer mit 20 Jahren beziffert (Krohn et al 2009, S. 56).

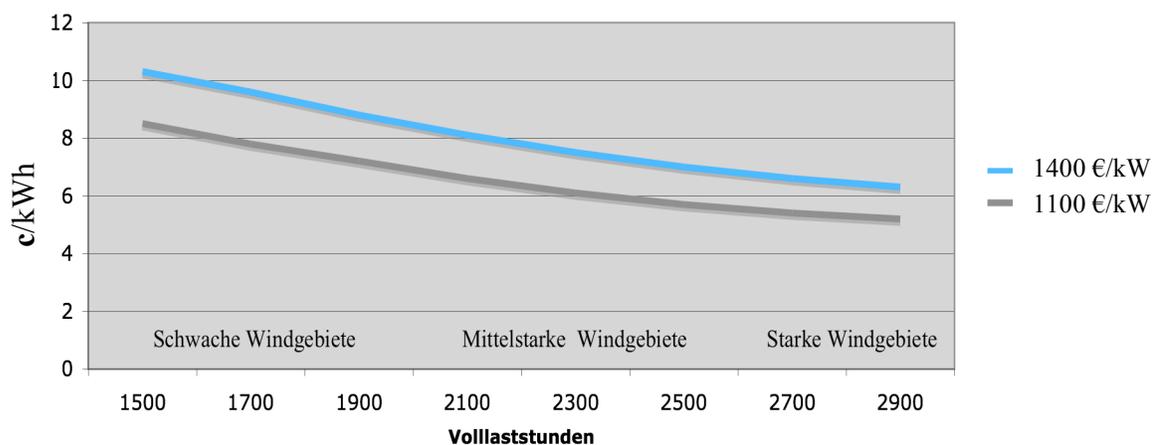
Eine andere Aufschlüsselung der langfristigen Wartungs- und Instandhaltungskosten kann beispielsweise bei Enercon oder Vestas Anlagen dargestellt werden. Die Konditionen des Vollwartungsvertrags liegen ab dem 3 bis zum 12 Betriebsjahr bei 1,2 c/kWh. Nach diesen Jahren sollte

der doppelte Wert angesetzt werden. Obwohl es noch keine Anlage der 2 MW Klasse gibt, die 10 Jahre, geschweige denn 20 Jahre alt ist, zeigt die bisherige Schadensstatistik, dass dieses Alter nur mit hohem Aufwand zu erreichen sein wird (Hantsch et al 2009, S. 3).

Der angenommene Diskontierungszinssatz reicht von 5 % bis 10 %, generell wird mit 7,5 % gerechnet. Steuern, Abschreibung und Risikopremium werden für die weiteren Ergebnisse außer Acht gelassen. Generell betragen die Investitionsausgaben, wie der Windkonverter, der Bau- grund, die Straßenkonstruktion und die Netzanbindung, etwa 80 % der gesamten Kosten einer Anlage über die gesamte Lebensdauer hinweg. Hingegen stellen die variablen Kosten nur noch 20 % der Kosten dar. Davon nehmen die Betriebskosten und Instandhaltungskosten den größten Faktor ein, dieser alleine kann allerdings bei Offshore Anlagen bereits 30 % ausmachen. Weitere Kostenbereiche sind die Landmiete, Versicherung, Steuern oder auch das Management und die Administration (Blanco 2009, S. 1374ff).

Die dadurch entstehenden Kosten einer derartigen Anlage in den jeweiligen Volllaststunden, für die Investitionssummen von 1.100 und 1.400 €/kW, werden in Tabelle 7 ersichtlich. Die windstärksten Gebiete Europas liegen an den Küsten Englands, Irlands, Frankreichs, Dänemarks und Norwegens und erreichen Stromgestehungskosten von 5 – 6,5 c/kWh. Schwache bis mittelstarke Windgebiete liegen im Zentrum Europas und im südlichen Europa, hier können Kosten von 7 – 10 c/kWh erreicht werden (Krohn et al 2009, S. 56).

Abbildung 7: Stromgestehungskosten von Onshore Windenergieanlagen nach Volllaststunden



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Krohn et al 2009, S. 57.

Im Schnitt liegen die Volllaststunden aller österreichischen Anlagen in den letzten Jahren bei etwa 2.070, allerdings kommt es aber auch hier zu unterschiedlichen Werten. Beispielsweise kommen Unternehmen wie die AWP, die zahlreiche Anlagen in Topregionen besitzt, auf nur 1.940 und die E-Control auf 2.100 Volllaststunden (Hantsch et al 2009, S. 3).

Im Jahr 2011 wurde die Windenergie sowohl im Burgenland (73,1 MW) als auch in Niederösterreich (60 MW) um insgesamt 133,1 MW erhöht. Somit waren Ende 2011 insgesamt 678 Windanlagen mit 1.143,7 MW Leistung in Österreich in Betrieb (Winkelmeier 2011, S. 13). Laut dem National Renewable Energy Action Plan (NREAP) wird mit 2.578 MW im Jahr 2020 gerechnet (Wilkes et al 2011, S. 52).

Neuere nationale Zielsetzungen sehen einen Ausbau von 2.000 MW bis zum Jahr 2020 vor, damit würde eine Gesamtleistung von über 3.000 MW erreicht werden. Dies wird durch entsprechende Einspeisungstarife und den höchsten Anteil des Fördervolumens für den Ökostromausbau 2012 vorangetrieben (Proidl et al 2011, S. 28ff).

Der Ausbau der Windenergie an Land bietet kurz- und mittelfristig das wirtschaftlichste Ausbaupotential im Bereich der erneuerbaren Energieträger. Unter der Ausweisung neuer Windgebiete, um neue Flächen für die Nutzung zu erhalten, bietet auch das Repowering, der Ersatz alter Anlagen durch effizientere neue Anlagen, gute Möglichkeiten für den Ausbau der Onshore Windenergieanlagen (Kühn et al 2011, S. 40).

2.1.2 Offshore Windenergieanlagen

Die Kosten für Offshore Windkraftanlagen sind stark von Wetter- und Wellenbedingungen sowie der Tiefe des Wassers und der Entfernung vom Festland abhängig. Im Wesentlichen unterscheidet sich die Kostenstruktur von Offshore zu Onshore Anlagen durch zwei Faktoren, das wesentlich teurere Fundament und die Transformator-Stationen samt den Kabeln zwischen den Windanlagen. Die präzisesten Aufzeichnungen sowie sehr häufig zum Einsatz kommenden Windenergieanlagen reichen von 2 bis 3,6 MW starken Turbinen. Im Durchschnitt liegen die Investitionskosten einer Windenergieanlage bei 2,0 bis 2,2 Mio. €/MW. Allerdings reicht die Bandbreite dieser Investitionen von 1,2 bis 2,7 Mio. €/MW, dies macht es relativ schwierig, die genauen Kosten zu bestimmen (Krohn et al 2009, S. 63ff).

In manchen Ländern ist der Betreiber des Windparks für den Ausgleich der Stromproduktion verantwortlich. Vor allem bei der Windkraft kommt es zu Abweichungen zwischen prognostizierten Werten und der tatsächlichen Strommenge, da diese aber im Voraus eingeplant werden muss, ist eine mögliche Differenz am Ausgleichsmarkt einzukaufen. Dies macht die Windprognosen zu einem effektiven Kostensenkungsfaktor. In Österreich konnten die Ausgleichsenergieaufwendungen um 20 % im Jahr 2010 gegenüber dem Vorjahr verringert werden (Proidl et al 2011, S. 16ff).

Nach dänischen Studien liegt dieser Betrag bei 0,3 c/kWh. Diese Zahlungen sind allerdings ungewiss und können in den einzelnen Ländern unterschiedlich hoch ausfallen. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden abermals der durchschnittliche Zinssatz von 7,5 % und eine Laufzeit von 20 Jahren herangezogen. Verteilt über die gesamte Laufzeit wird mit langfristigen Betriebskosten zwischen 12 bis 16 €/MWh gerechnet (Krohn et al 2009, S. 41ff).

Tabelle 3: Kostenaufteilung bei Offshore Windenergieanlagen

	€1.000/MW	Prozent der Gesamtkosten
Windkraftanlage, inklusive Transport und Errichtung	815	49
Transformator-Station und Kabelverbindung zur Küste	270	16
Internes Netz zwischen den Anlagen	85	5
Fundament	350	21
Plan- und Projektmanagement	100	6
Umgebungsanalysen	50	3
Verschiedenes	10	<1
Gesamtkosten	1.680	100

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Krohn et al 2009, S. 65.

Besonders durch den vermehrten Einsatz der Windenergie und die dadurch erzielten Lerneffekte wird mit einem Absinken der Investitionskosten von etwa 10 % zwischen 2011 bis 2015 gerechnet. Unter der ständigen Weiterentwicklung der Technologie und der Entwicklungskapazität wird

die Windindustrie von der Reduktion der Kosten speziell bei Offshore Windanlagen profitieren (Blanco 2009, S. 1279f).

Einen Kostenvorteil der Offshore Windenergieanlagen stellen die weniger hoch gebauten Türme auf See dar, denn wegen den geringeren Verwirbelungen des Windes über der Meeresoberfläche erreichen diese Anlagen schon einen wirtschaftlichen und gesicherten Betrieb bei geringerer Höhe. Für die Ausweitung der Offshore Windenergie werden heute auch schwimmende Tragekonstruktionen für große Wassertiefen entwickelt. Allerdings stellen die Entfernung von der Küste und die dadurch entstehende Wassertiefe einen wesentlichen Einfluss auf die resultierenden Kosten dar. Bei Entfernungen von mehr als 50 km ist allerdings eine Hochspannungsgleichstromübertragung eine technische und wirtschaftlich sinnvolle Alternative zur Wechselstromverbindung. Damit sich die Mehrkosten der Netzanbindung auf eine höhere Leistung verteilen, fallen Offshore Windparks sehr viel größer aus als deren Gegenstück an Land (Dürschmidt et al 2011, S. 80f).

2.2 Stromgestehungskosten von Onshore und Offshore Windenergieanlagen

Ausgehend von den angeführten Kostenfaktoren wird ein Vergleich der Stromgestehungskosten bei Anlagengrößen von 1,5 bis 3 MW im Onshore Betrieb und 3 bis 5 MW Anlagen im Offshore Betrieb herangezogen (Kost et al 2012, S. 16ff).

Im kommerziellen Bereich sind 7 MW Anlagen bereits im Einsatz, allerdings werden größere Anlagen (10 – 20 MW) eher für den Offshore Bereich in Erwägung gezogen (Tzimas et al 2011, S. 8).

Da sich natürlich die Kostenanteile bei großen Anlagen erheblich reduzieren, wird eine möglichst leistungsstarke Windenergieanlage angestrebt. Allerdings müssen zum wirtschaftlichen Einsatz auch die Anlagekosten, der Bedarf und die Volllaststunden für die Energiegewinnung berücksichtigt werden. Durch die hohen Volllaststunden bei Offshore Anlagen kann ein wirtschaftlicher Einsatz von sehr großen Kapazitäten erreicht werden. Die Kostenreduktion bei Onshore Anlagen treibt auch den Einsatz von großen Kapazitäten weiterhin an. Jedoch hat sich dieser Trend verlangsamt und der momentane Fokus liegt im Bereich von 1,5 – 3 MW Anlagen (Krohn et al 2009, S. 39).

Bei mittlerer Investition von 1.400 €/kW erreichen küstennahe Standorte mit 2.700 Volllaststunden Stromgestehungskosten von 0,059 €/kWh. In küstenfernen Standorten werden zwischen

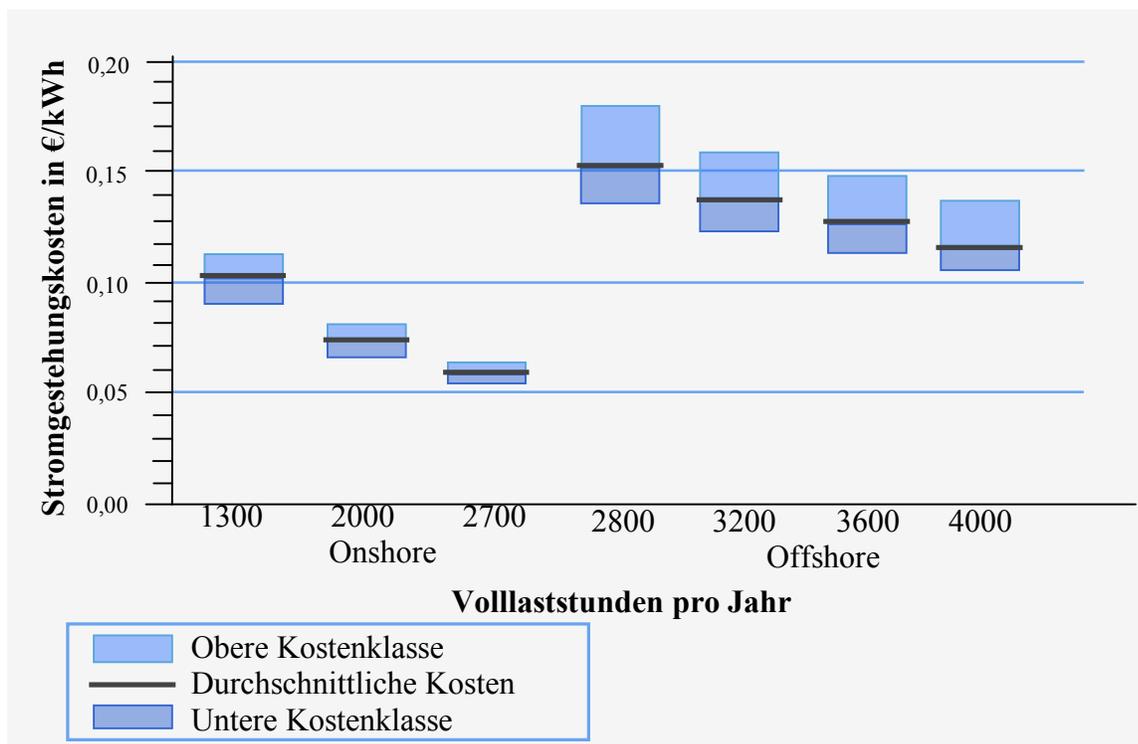
0,090 €/kWh und 0,115 €/kWh, bei 1.300 Volllaststunden, erreicht. Durchschnittliche Standorte mit 2.000 Volllaststunden liegen mit 0,065 bis 0,081 €/kWh nur gering über den der fossilen Kraftwerke, deren Referenzstrompreis 0,06 €/kWh beträgt (Kost et al 2012, S. 16f).

Trotz der höheren Volllaststunden bei Offshore Anlagen verzeichnen diese höhere Stromgestehungskosten. Die Gründe dafür haben sich bislang nicht verändert und sind offensichtlich. Speziell die hohen Kosten für die Rohmaterialien, Komponenten und Turbinen aber auch die teure Netzverbindung und der langsame Ausbau der Netzübertragungskapazität stellen wesentliche Faktoren dar. Des Weiteren sind durch die Meeresbedingungen widerstandsfähigere Materialien, ein wesentlich aufwändigeres Fundament, teurere Wartungskosten und schwierigere Logistikanforderungen notwendig. Allerdings könnten viele dieser anfallenden Kosten durch eine höhere Verlässlichkeit der Anlagen kompensiert werden (Tzimas et al 2011, S. 8ff).

Dabei zeigen aktuelle Bauprojekte erneut höhere Kostenabschätzungen als bislang angenommen wurde, dennoch wird aufgrund der Lerneffekte mit sinkenden Anlagenkosten gerechnet. Küstenferne Standorte zeigen dabei die besten Ergebnisse. Hier weisen Offshore Anlagen Stromgestehungskosten von 0,105 €/kWh bis 0,150 €/kWh auf. Diese Standorte unterliegen jedoch aufwändigen und kostspieligen Netzanbindungen sowie enormen Kosten aufgrund der großen Meerestiefe. Jedoch erfolgen aktuelle Installationen und Verknüpfungen von großen Windparks mit Gleichstromverbindungen, diese reduzieren die spezifischen Kosten und schaffen gleichzeitig die Möglichkeit des verlustarmen Transportes. Bedauerlicherweise existieren hier regulatorische Schwächen, wodurch die Netzanbindung deutlich verzögert wird. Aufgrund der technischen Risiken, die mit den Offshore Anlagen verbunden sind, kommt es auch zu höheren Kapitalkosten sowie Sicherheitsforderungen durch die Fremdkapitalgeber, dadurch steigt der Weighted Average Cost of Capital (WACC) für Offshore Projekte. Mit schwächeren Standorten werden Stromgestehungskosten für Offshore Anlagen von 0,122 bis 0,182 €/kWh erzielt (Kost et al 2012, S. 16f).

Das Potential der enormen Windressourcen auf dem Meer, die fortschreitende Entwicklung der Technologie, die geringere Lärmbelastung und die Akzeptanz in der Bevölkerung fördern die Erschließung immer neuerer Offshore Windparks. Neben dem Mehrertrag an Elektrizität spricht aber auch die verfügbare Fläche für den Ausbau der Offshore Anlagen (Bührke und Wengenmayr 2012, S. 18).

Abbildung 8: Stromgestehungskosten von Onshore und Offshore Windenergieanlagen

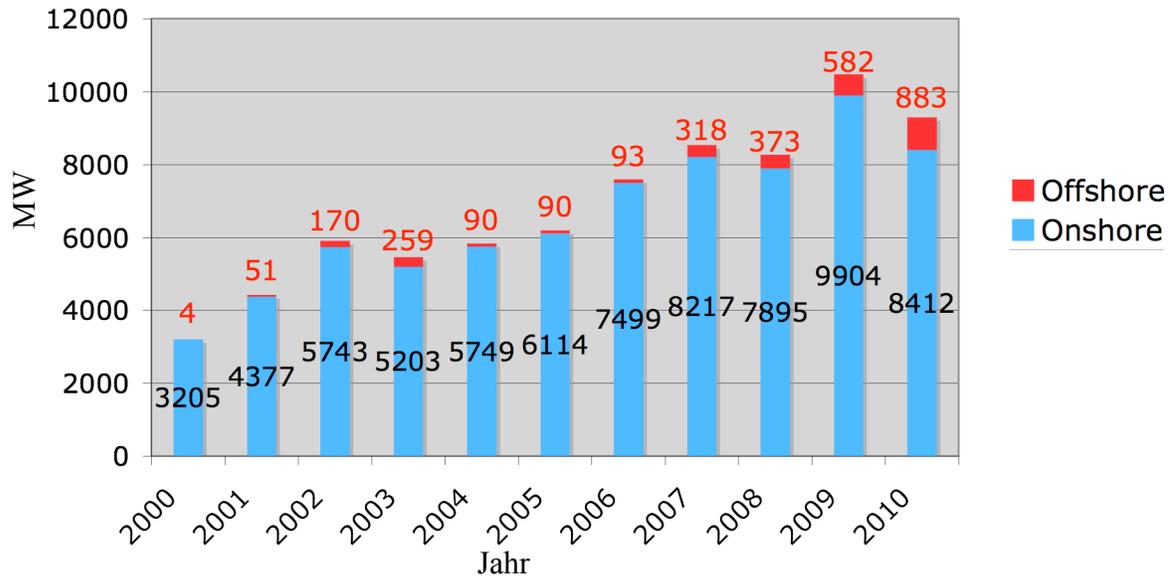


Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 17.

2.3 Ausbau der Windenergie

Seit 1995 findet ein kontinuierlicher Ausbau der Windenergie in der Europäischen Union statt. Besonders in den letzten Jahren haben auch die Offshore Anlagen immer mehr an Bedeutung gewonnen. Im Jahr 2010 betragen die Neuinstallationen dieser bereits 9,5 % aller neuen Windenergieanlagen, in Bezug auf die MW Leistungen. Der Anstieg der jährlich installierten Windenergie in Europa wird in Grafik 9 dargestellt. Ende 2010 betrug die Kapazität der Windenergie insgesamt 84.074 MW, dies war ein Anstieg von 12,2 % im Vergleich zum Vorjahr. Durch die verfügbare Kapazität werden in einem durchschnittlichen Windjahr 181 TWh elektrische Energie erzeugt, dies deckt 5,3 % des Gesamtbedarfs der EU. Waren im Jahr 2000 noch Dänemark, Deutschland und Spanien für 85 % des jährlichen Zuwachses verantwortlich, so konnte sich nun die Windenergie auch in den anderen Ländern etablieren (Wilkes und Moccia 2011, S. 9ff).

Abbildung 9: Jährlich installierte Kapazitäten der Onshore und Offshore Windenergie in Europa



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wilkes und Moccia 2011, S. 10.

Auch der zukünftige Ausbau der Windenergie sieht sehr vielversprechend aus. Selbstverständlich werden auch andere erneuerbare Energien, wie Wasser und Biomasse, einen Aufschwung erleben, allerdings wird die Windenergie einen wesentlichen Faktor einnehmen und vom steigenden Ausbau der Solarenergie begleitet werden (Rechsteiner 2008, S. 12).

Aufgrund der Daten der European Wind Energy Association (EWEA) und der European Commission Peer review Meetings (EC PRIMES) 2010 Auswertung wird für die Entwicklungsanalyse eine jährliche Steigerungsrate des Energiekonsums in Europa von 0,71 % zwischen 2010 bis 2020 und von 0,94 % zwischen 2020 bis 2030 angenommen. Nachfolgend werden für die Windenergie drei Wachstumsszenarien in Abbildung 10 dargestellt. Dabei wird ein besonders starker Anstieg bis zum Jahr 2020 erwartet.

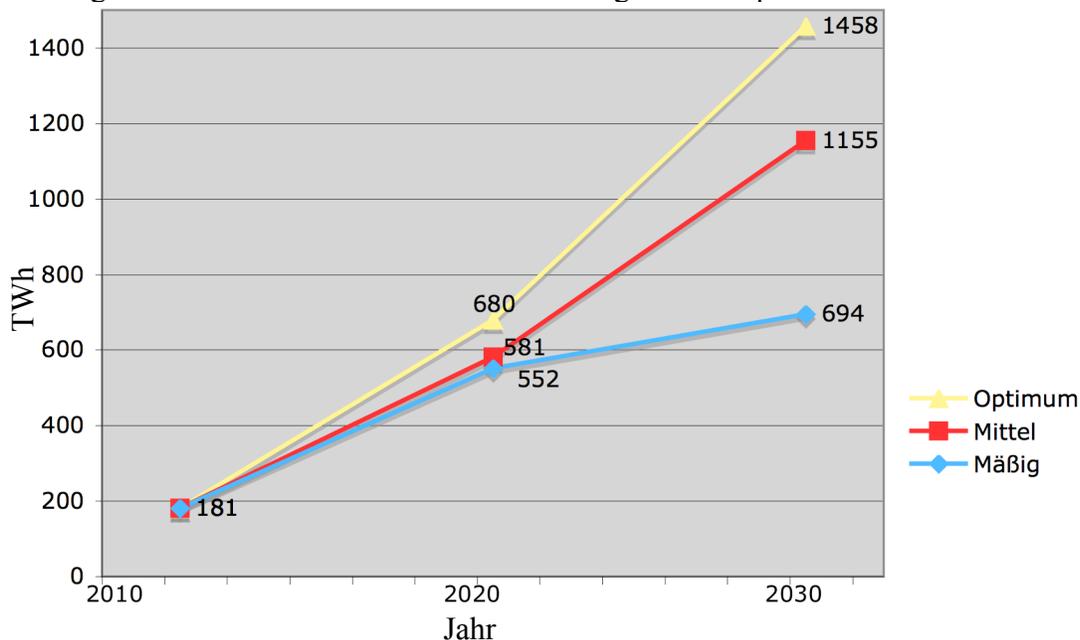
Das **mittlere Szenario** zeigt ein Wachstum von 11,5 % bis zum Jahr 2020 und erreicht in diesem Jahr einen Anteil am gesamten Elektrizitätsbedarf, der bei 3690 TWh liegt, von 15,7 %, dies sind 581 TWh. Danach wird ein Abflachen des Wachstums auf 6,1 % bis zum Jahr 2030 erwartet. Der gesamte Bedarf an Elektrizität wird in diesem Jahr bei 4.052 TWh erwartet, davon werden 28,5 % durch die Windenergie abgedeckt, die erbrachten TWh liegen bei 1155 (Wilkes et al 2011, S. 19ff).

Im **mäßigen Szenario** zeigt sich ebenfalls ein starker Anstieg, dieser beträgt 10,35 % und erreicht 2020 einen Anteil am gesamten Elektrizitätsbedarf von 14,2 % mit 524 TWh. Hingegen

wird in den folgenden 10 Jahren mit einem geringen Wachstum von 1,8 % gerechnet. Dadurch wird im Jahr 2030 ein Anteil von 17 % am Energiebedarf erreicht und 689 TWh erzielt (Wilkes et al 2011, S. 19ff).

Das **optimistischste Szenario** präsentiert sich ebenfalls mit einem enormen jährlichen Anstieg von 13,25 % in den Jahren 2010 bis 2020. Dieses erreicht 18,4 % des Gesamtbedarfs an Elektrizität in Europa, das ergibt 680 TWh im Jahr 2020. Danach wird bis zum Jahr 2030 mit einem Anstieg von 7 % gerechnet. Im Jahr 2030 wird dadurch ein Anteil von 36 % und 1.458 TWh durch Windenergie erbracht (Wilkes et al 2011, S. 19ff).

Abbildung 10: Wachstumsszenarien der Windenergie in Europa



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wilkes et al 2011, S. 19ff.

In Österreich betrug der Anteil der Windenergie am gesamten Elektrizitätsbedarf des Landes 2 % im Jahr 2005, dies konnte auf 3 % im Jahr 2010 gesteigert werden. Der nationale Ausbauplan bis zum Jahr 2020 sieht eine Steigerung von 3,5 % vor, dadurch würde 4,8 TWh erreicht werden (Wilkes et al 2011, S. 43ff).

Durch den Strategic Energy Technology Plan (Set-Plan) will die EU einerseits Lösungen für die Klimaprobleme und die Energiesicherheit vorantreiben, andererseits auch die Wettbewerbsfähigkeit und die technologische Führung in diesem Bereich erhalten. Teil dieses umfassenden Plans ist auch die European Wind Initiative (EWI). Dies ist eine Art Roadmap, die durch gebührende

Forschung und Entwicklung, Testeinrichtungen und geradlinige Produktionsprozesse die Kosten der Windenergie reduzieren will. Die Ziele der EWI konzentrieren sich auf den technologischen Ausbau, die Entwicklung der Onshore Windenergie zur wettbewerbsfähigen Energiequelle bis 2020 und der Offshore Windenergie bis 2030. Dadurch soll die Windenergie bereits im Jahr 2020 etwa 20 % des Elektrizitätsbedarfs Europas decken, 33 % bis zum Jahr 2030 und 2050 sollen bereits 50 % erreicht werden (Wilkes et al 2011, S. 19ff).

Mit dem Anstieg der Windräder muss auch ihre Natur- und Umweltverträglichkeit hinterfragt werden. Durch aerodynamische Verbesserungen, Geräuschisolierung der Maschinengondel und den Verzicht auf bestimmte Baugruppen konnte der Lärmpegel in 50 m Entfernung auf 55 Dezibel, dies entspricht der Zimmerlautstärke eines Radios, reduziert werden. Nach dem Mindestabstand von 500 m, den Windenergieanlagen im Allgemeinen von Wohngebieten einhalten müssen, ist eine moderne Anlage praktisch nicht zu hören. Zahlreiche Beobachtungen zeigten, dass Vögel zwar größtenteils den Windenergieanlagen ausweichen können, dennoch prallen viele Vögel bei Nacht und Nebel gegen Windenergieanlagen. Daher sollten Windenergieanlagen nicht in den Hauptzugrouten oder in Vogelschutzgebieten aufgestellt werden. Des Weiteren wird der Einfluss auf das Landschaftsbild sehr subjektiv wahrgenommen und spielt somit eine wesentliche Rolle bei der Standortwahl. Manche sehen darin eine negative Veränderung der Landschaft aber andere eine positive Neuausrichtung der Energiepolitik und fühlen sich dadurch nicht gestört. Natürlich müssen bei der Standortwahl der Offshore Windenergieanlagen sowohl die Belange der Schifffahrt, der wirtschaftlichen und militärischen Nutzung als auch der Einfluss auf die Tierwelt abgewogen werden (Dürschmidt et al 2011, S. 80ff).

2.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie

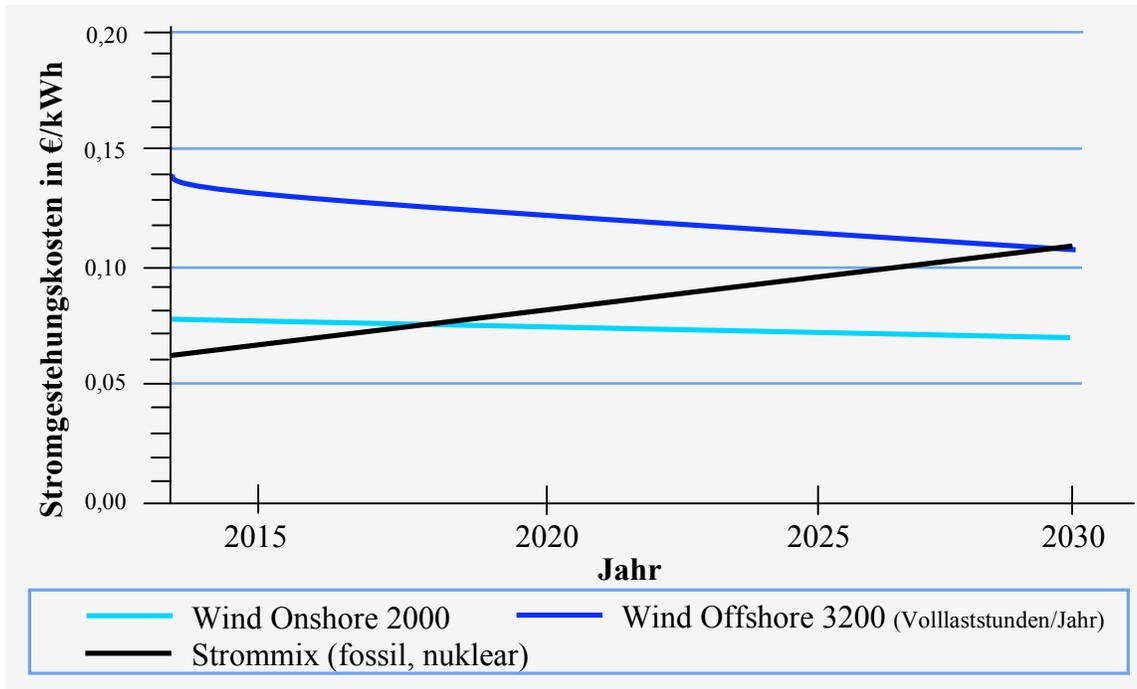
Die Windenergie hat bereits in starken Windgebieten die Wettbewerbsfähigkeit mit fossilen Energieträgern erreicht. Der erwartete Anstieg dieser Energiequellen und die Weiterentwicklung sowie die Ausbauraten der Windenergie führen unweigerlich dazu, dass die Windenergie an immer mehr Orten effizienter und lukrativer werden wird (Tzimas et al 2011, S. 12).

Die Stromgestehungskosten für Onshore Windanlagen betragen momentan weniger als 0,08 €/kWh bei 2.000 Volllaststunden im Jahr, allerdings werden sie im Betrachtungszeitraum bis 2030 nur langsam auf 0,069 €/kWh sinken. Jedoch wird der Strom aus Onshore Windanlagen bereits 2016 günstiger zu beziehen sein als der konventionelle Strommix. Bei Offshore Windanla-

gen wird eine Reduktion von 0,14 €/kWh auf 0,11 €/kWh erwartet, da hier eine höhere Lernrate als bei Onshore Anlagen vorliegt (Kost et al 2012, S. 18).

Nachfolgend wird in Abbildung 11 die Prognose der Stromgestehungskosten für Onshore und Offshore Windenergieanlagen dargestellt.

Abbildung 11: Zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 18.

Die bereits langjährigen Erfahrungen im Onshore Bereich haben auch zur Optimierung des Transportvorganges geführt. Wurden noch vor kurzer Zeit die Straßen gesperrt, Polizeieskorten benötigt und die Wege speziell präpariert, können jetzt enorme Kosten durch die geteilten Rotorblätter und kürzeren Elemente, die für den Transport mittels Lastkraftwagen- geeignet sind, erzielt werden (Uphoff und Brand 2008, S. 7).

Diese positive Entwicklung wird auch aus den langfristigen Investitionsausgaben für Windenergieanlagen ersichtlich. Die prognostizierten Kosten werden in Tabelle 4 präsentiert (Blanco 2009, S. 1378ff).

Tabelle 4: Prognose der Investitionsausgaben für Windenergieanlagen

	€/kWh in 2020	€/kWh in 2030	€/kWh in 2040	€/kWh in 2050
Onshore	826	788	770	762
Offshore	1.274	1.206	1.175	1.161

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Blanco 2009, S. 1380.

In den letzten Jahren kam es allerdings zu einer Erhöhung der Kosten. Gründe dafür waren der Anstieg der Rohmaterialpreise und einer unerwartet starken Nachfrage an Windturbinen, wofür sich auch die zahlreichen staatlichen Förderungsmaßnahmen verantwortlich zeigten. Durch das wachsende Interesse und durch die effiziente Weiterentwicklungen wird jedoch langfristig mit einem Absinken der Preise sowohl im Onshore als auch im Offshore Bereich gerechnet (Blanco 2009, S. 1378ff).

3 Sonnenenergie

Die Energie der Sonne kann durch die Nutzung der solaren Strahlung durch einfache Absorbiermatten aus Kunststoff zur Erwärmung des Wassers im Schwimmbad, zur Trinkwasserwärmung und Heizungsunterstützung sowie zur Nutzung der Stromerzeugung herangezogen werden (Wesselak und Schabbach 2009, S. 173f).

Die solarthermischen Kraftwerke stellen in der Regel klassische Kraftwerke dar, die durch ihre Größe mit hohen Investitionen verbunden sind. Das Investitionsvolumina steigt dabei schnell auf zwei- oder dreistellige Millionenbeträge. Dies ist auch ein Grund dafür, dass Solarkraftwerke fast immer von großen Gesellschaften oder Industrieunternehmen errichtet und geplant werden (Quaschnig 2008, S. 176).

Nachfolgend werden die jeweiligen Methoden zu Stromerzeugung näher beschrieben und im Anschluss deren Stromgestehungskosten sowie deren Entwicklung dargestellt.

3.1 Solarthermische Kraftwerke

In solarthermischen Kraftwerken, auch Concentrated Solar Power (CSP) genannt, wird mit Hilfe eines thermodynamischen Kreisprozesses mechanische Energie über einen nachgeschalteten Generator elektrischer Strom gewonnen. Der Solarkollektor stellt die Hauptkomponente derartiger Anlagen dar, dieser wandelt die elektromagnetische Strahlungsenergie (die Energie der Photonen) in thermische Innere Energie um. Zumeist ist der Kollektor aufgrund des schwankenden Solarenergieangebotes mit einer thermischen Energiespeicherung verbunden. Die steigenden Preise für fossile Energien und des gewonnenen Stroms machen den Ausbau der solarthermischen Kraftwerke wirtschaftlich zunehmend interessanter (Wesselak und Schabbach 2009, S. 173f).

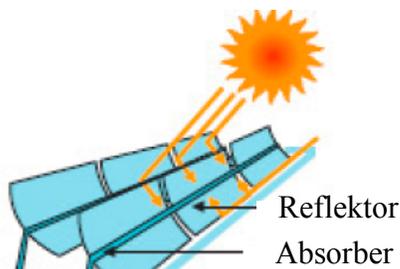
Die unterschiedlichen Anlagearten werden unter dem Begriff CSP zusammengefasst. Im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen wird die Sonnenstrahlung auf einen Punkt konzentriert, um die entsprechende Hitze zu erzeugen. Des Weiteren findet bei solarthermischen Kraftwerken auch keine direkte Umwandlung in Elektrizität, wie bei Photovoltaikanlagen, statt. Die verschiedenen CSP-Anlagen werden durch die Art und Form der reflektierenden Spiegel charakterisiert und nachfolgend näher beschrieben (Krewitt et al 2009, S. 85).

3.1.1 Parabolrinnenkraftwerke

Bei dieser Art der solarthermischen Stromerzeugungstechnologie konzentriert die reflektierende Oberfläche eines parabolisch gekrümmten Spiegels das Sonnenlicht auf ein entlang der Brennlinie einer Parabel angebrachtes Absorberrohr. Die dadurch erzielte Reflektion des direkten Sonnenlichtes erhitzt das Receiverrohr. Das darin befindliche Wärmeträgermedium (Heat Transportation Fluid (HTF)) wird erhitzt und durch Rohre zum Dampferzeuger gepumpt, dort wird die thermische Energie auf den Wasserdampf des Dampfturbinenprozesses übertragen und mit einem nachfolgenden Generator in elektrische Energie umgewandelt (Böttcher 2012, S. 138f).

Parabolrinnenkollektoren stellen die reifste Technologie der CSP-Anlagen dar, dagegen sind Dish-Sterling Systeme noch in der Demonstrationsphase, allerdings sind diese für dezentrale Stromversorgung gut geeignet. Die noch neuen Fresnelkollektoren waren noch vor kurzem in der Entwicklungsphase und befinden sich jetzt schon in der kommerziellen Anwendung, mittlerweile erzielen diese sehr gute Ergebnisse (Krewitt et al 2009, S. 140).

Bild 2: Parabolrinnenkraftwerk (Funktionsweise)



Quelle: Tzimas et al 2011, S. 23.

Bild 3: Parabolrinnenkraftwerk auf der „Plataforma Solar de Almeria“ (Spanien)



Quelle: Dürrschmidt et al 2011, S. 90.

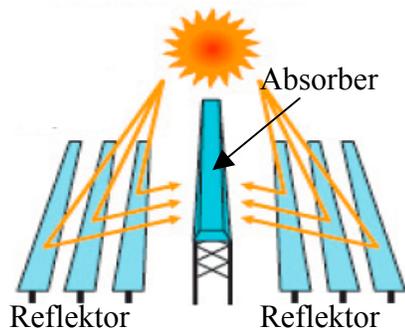
3.1.2 Fresnelkollektoren

Dieses Verfahren ähnelt jenem der Parabolrinnensysteme, den Unterschied stellen die flachen, der Sonne folgenden Spiegel dar. Diese parallel verlaufenden Spiegel konzentrieren das Sonnenlicht auf einen fixen Absorber in der Mitte (Tzimas et al 2011, S. 23f).

Diese Methode gilt als besonders kosteneffektiv, da es einem einfachen Aufbau für die Massenfertigung folgt und auch geringe Platzanforderungen aufweist. Die niedrigere Leistung dieses

Verfahrens wird durch die geringeren Investitions- und Betriebskosten ausgeglichen. In Spanien ging 2009 eine 1,4 MW Anlage ans Netz und in der Wüste von Nevada ist eine 177 MW Anlage in Planung (Richter et al 2009, S. 30).

Bild 4: Fresnelkollektoren
(Funktionsweise)



Quelle: Tzimas
et al 2011, S. 24.

Bild 5: Fresnelkollektoren 1,4 MW in Murcia (Spanien)

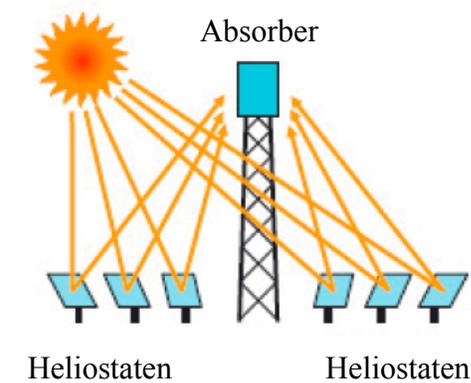


Quelle: Gazza et al 2011, S. 31

3.1.3 Solarturmkraftwerke

Bei Solarturmanlagen handelt es sich um Dampfkraftwerke, die mittels Sonnenenergie Dampf erzeugen. Dabei treffen die Sonnenstrahlen auf eine Vielzahl von Spiegeln, so genannten Heliostate, die das Sonnenlicht auf den zentralen Absorber (Receiver) konzentrieren. Als Wärmeträgermedium wird entweder flüssiges Nitratsalz, Wasserdampf für eine Dampfturbine oder Heißluft für eine Gasturbine verwendet. Derzeitige Anlagen sind „Solar Two“ mit 10 MW in Kalifornien, Forschungsanlagen in Spanien und in Deutschland wurde 2006 in Jülich ein solarthermisches Demonstrations- und Versuchskraftwerk errichtet. Im Jahr 2007 ging das erste kommerzielle Solarturmkraftwerk in Portugal ans Netz und erzielt 11 MW. Derzeit errichtet der spanische Konzern ABENGOA einen 302 MW starken Solarpark mit unterschiedlichen Technologien. Bereits 2007 brachte die Firma das Solarturmkraftwerk PS10 mit 11 MW und einem Jahresertrag von 23 GWh ans Netz. Nach der Fertigstellung von zwei weiteren Anlagen PS20 und AZ20 sollen fünf neue Parabolrinnenkraftwerke zusätzlich 50 MW erzielen (Watter 2011, S. 237f).

Bild 6: Solarturm (Funktionsweise)



Quelle: Tzimas

et al 2011, S. 24.

Bild 7: Solarturm 11 MW in Sevilla (Spanien)

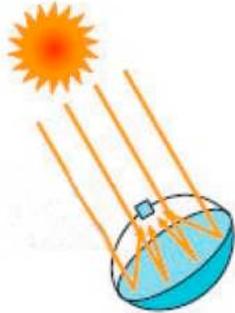


Quelle: Gazzo et al 2011, S. 32.

3.1.4 Dish-Stirling-Systeme

Diese Anlagen sind im Gegensatz zu Rinnen- und Turmkraftwerken, die nur in großen Leistungsklassen von etlichen MW wirtschaftlich sinnvoll sind, auch in kleinen Einheiten wie etwa zur Versorgung von abgelegenen Ortschaften einsetzbar. Bei dieser Art von solarthermischer Anlage konzentriert ein Hohlspiegel in der Form einer Schüssel (auf englisch dish) das Sonnenlicht auf einen Brennpunkt, dabei wird der Spiegel der Sonne zweiachsig nachgeführt. Der Receiver gibt die entstandene Wärme an den Stirling-Motor weiter. Dieser setzt die Wärme in Bewegungsenergie um und treibt einen Generator an, der schließlich elektrische Energie erzeugt. Darüber hinaus lässt sich der Stirling-Motor auch mittels Verbrennungswärme antreiben. In Kombination mit einem Biogasbrenner kann diese Anlage auch nachts oder bei Schlechtwetterperioden zur Stromerzeugung genutzt werden. Prototypen dieser Anlage wurden in Saudi-Arabien, Spanien und den USA aufgebaut. Die erzielten Werte pro kWh reichen jedoch an Turm- oder Parabolrinnenkraftwerke noch lange nicht heran. Allerdings wird mit Einführung der Serienproduktion eine enorme Kostenreduktion erwartet (Quaschnig 2008, S. 172f).

Bild 8: Dish-Stirling Anlage
(Funktionsweise)



Quelle: Tzimas
et al 2011, S. 24.

Bild 9: Dish-Stirling Anlage je 10 kW in Almeria (Spanien)



Quelle: Gazzo et al 2011, S. 32.

3.2 Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken

Da sich viele Kraftwerksprojekte nach wie vor in der Entwicklungsphase befinden, stützt sich die Analyse auf die bereits realisierten Kraftwerksprojekte der Parabolrinnen- und Turmtechnologie in Spanien und den USA. Die Kraftwerksparameter und Investitionskosten von Parabolrinnenkraftwerksprojekten mit Kraftwerksleistungen von 50 MW wie beispielsweise Andasol 1 – 3 (Kraftwerke mit Speicher von 8 Stunden) oder Nevada One (Kraftwerk ohne Speicher). Für große Kraftwerke >100 MW werden Daten aus Shams1 mit 100 MW in Abu Dhabi und aus dem Mojave Solar Park mit 533 MW verwendet. Die Stromgestehungskosten von Solartürmen basieren auf PS10, PS20 und Solar Res in Spanien mit einer Leistung von 11 bis 20 MW (Kost und Schlegl 2010, S. 12f; Kost et al 2012, S. 15).

Anhand des neuen 30 MW Fresnelkraftwerks in Spanien wird auch die neue Fresnel-Technologie in die Analyse einbezogen. Da noch einzelne Projekte in der Entwicklungsphase stecken, ist eine breite Marktanalyse allerdings noch nicht möglich (Kost et al 2012, S. 15).

Die solarthermischen Parabolrinnenkraftwerke mit Salzspeicher bedürfen einer mittleren Investition von 5.400 €/kW. Bei einer Einstrahlung von 2.000 Kilowattstunden/Quadratmeter/Jahr ($\text{kWh/m}^2/\text{a}$) betragen deren Stromgestehungskosten zwischen 0,187 €/kWh und 0,23 €/kWh, die Kosten ohne Speichermöglichkeit bei mittleren Investitionen von 4.700 €/kW liegen bei 0,265 €/kWh. Somit schneiden CSP-Anlagen mit Fresnelkollektoren, bei einer Einstrahlung von 2.000 $\text{kWh/m}^2/\text{a}$, besser als die Parabolrinnenkraftwerke ohne Speicher ab. Turmkraftwerke mit Speicher und Kraftwerke mit Fresnel-Technologie erreichen mittlere Kosten von 0,230 €/kWh, also

niedrigere Kosten als bei Parabolrinnenkraftwerken ohne Speicher. Anders sieht es bei jenen mit Speichermöglichkeit aus, hier weisen Parabolrinnenanlagen die niedrigsten durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 19,4 €/kWh auf (Kost et al 2012, S. 9ff).

In Regionen mit einer Einstrahlung von 2.500 kWh/m²/a können sogar 0,163 €/kWh mittels Parabolrinnenkraftwerken inklusive Speicher erreicht werden. Ohne Speicher liegen die durchschnittlichen Werte knapp über 0,20 €/kWh. Damit liegen die Parabolrinnenkraftwerke mit Speicher unter den Turmkraftwerken mit Speicher, die eine mittlere Investition von 6.500 €/kW aufweisen und sie liegen auch unter Kraftwerken mit Fresnelkollektoren, die allerdings ohne Speicher nur mittlere Investitionen von 3.700 €/kW erfordern. Anlagen mit Fresnel-Technologie und Solarturmkraftwerke mit Speicher können mittlere Kosten von 0,194 €/kWh erzielen, wobei aber weit höhere Stromgestehungskosten bei Turmanlagen in der oberen Kostenklasse anfallen (Kost et al 2012, S. 9ff).

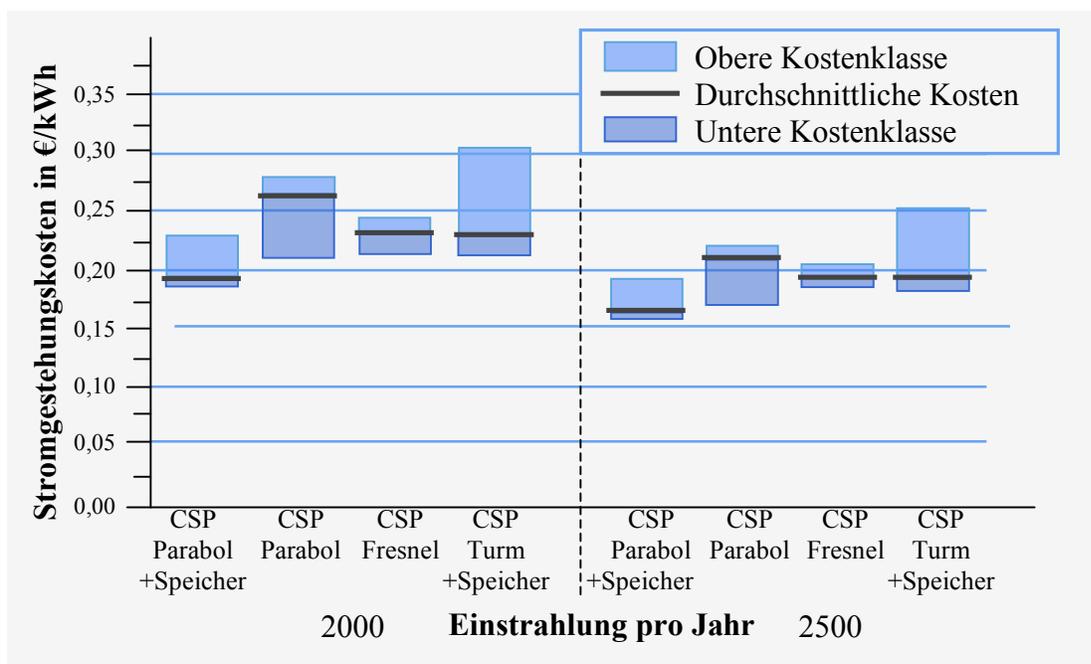
In Abbildung 12 werden die Stromgestehungskosten der jeweiligen Kraftwerkstypen separat dargestellt.

Tabelle 5: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von CSP-Anlagen

CSP-Anlagen	Investition (€/kW)	Mittlere Investitionen (€/kW)			
Parabol 100 MW Ohne Speicher	3600-5000	4700	Einstrahlung	kWh/m ²	>2000
Parabol 100 MW Mit 8h Speicher	5200-6600	5400	Lebensdauer	Jahre	25
Fresnel 100 MW Ohne Speicher	3400-4000	3700	Zinssatz	%	9,9
Turm 100 MW Mit 8h Speicher	6000-9000	6500	Betriebskosten	€/kWh	0,025

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 9ff.

Abbildung 12: Stromgestehungskosten für solarthermische Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 16.

Jedoch könnten bei reinem Solarbetrieb, einem Zinssatz von 8 %, einer Lebensdauer von 25 Jahren und bei hoher Einstrahlung, wie in Wüstenregionen, die Stromgestehungskosten bei solarthermischen Anlagen bereits zwischen 9 und 22 c/kWh liegen (Dürschmidt et al 2011, S. 89ff). Besonders die Möglichkeit der Wärmespeicherung, die zu höheren und stabileren Leistung von CSP-Anlagen führt, ist ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie. Jedoch sind diese Anlagen nur an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung, in einer großen Ausführungsvariante, auf flachem Boden und mit signifikanter Wasserversorgung effektiv umsetzbar. Darüber hinaus weist diese moderne Technologie im Vergleich zu Parabolrinnenkraftwerken nur geringe Erfahrungswerte auf, welche schlussendlich für die Investoren einen entscheidenden Faktor darstellen (Hauff et al 2011, S. 25ff).

3.3 Ausbau der solarthermischen Kraftwerke

In Europa, aber auch global gesehen, ist Spanien eines der bedeutendsten Länder für die CSP-Technologie. Einerseits durch die ambitionierten Zielsetzungen und hohen Förderungen aber auch durch die bereits sechs Anlagen in Betrieb und zwölf weiteren in Konstruktion. Das gesamte Potential aller in Betrieb und in Konstruktion befindlichen sowie langfristig geplanter Anlagen

beträgt in Spanien 14.231 MW. Auch Italien erhöhte die Fördermittel für die Umsetzung des ersten Parabolrinnenkraftwerkes inklusive Speicher. In Kombination mit einem Gaskraftwerk erreicht dessen Leistung 5 MW. Bedauerlicherweise wurde das Budget nach der Finanzkrise auf die Hälfte der ursprünglichen 100 Millionen Euro reduziert. Frankreich wiederum erhöhte die Förderungen und errichtet derzeit eine 2 MW Solarturmanlage mit Heliostaten und eine 12 MW Parabolrinnenanlage mit Salzspeicher. Des Weiteren haben Portugal und Griechenland entsprechende Rahmenbedingungen für die Entstehung potentieller Anlagen realisiert. Auch Deutschland hat dementsprechende Begünstigungen für CSP-Anlagen umgesetzt, allerdings steht hier die niedrigere Sonneneinstrahlung einem möglichen Ausbau im Wege. Die Anlage in Jülich dient seit ihrer Inbetriebnahme eher als eine Test- und Forschungseinrichtung (Richter et al 2009, S. 48).

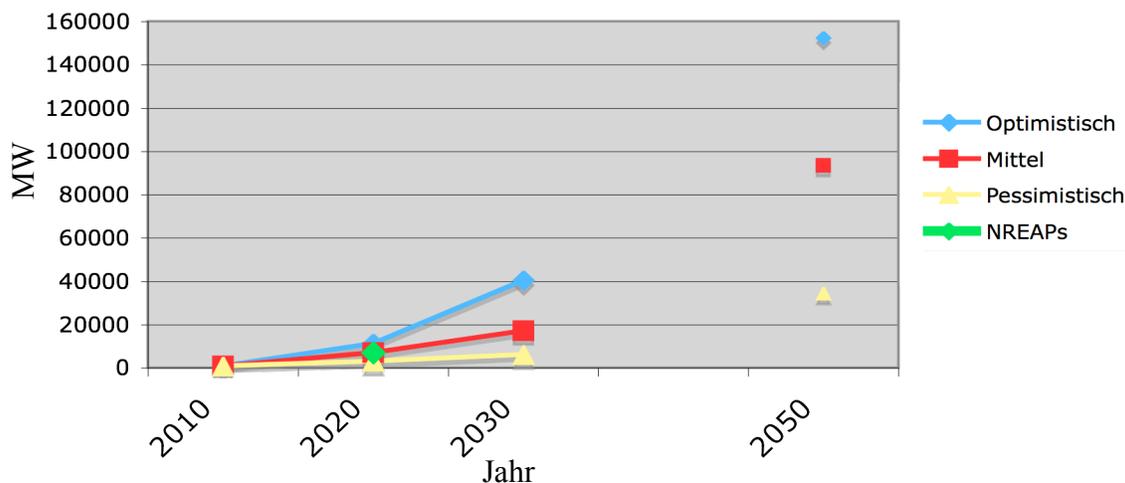
Die Analyse der Szenarien in Abbildung 13 zeigt, dass speziell bis zum Jahr 2015 mit höheren Wachstumsraten zu rechnen ist. Bis zum Jahr 2020 fällt das Wachstum allerdings wieder ab und liegt bis zum Jahr 2030 im pessimistischen Szenario unter 7 %, im optimistischen Fall noch bei 13 % (Richter et al 2009, S. 58).

Diese schwankenden Werte liegen auch daran, dass sich bei CSP-Kraftwerken noch keine langjährig stabile Lernkurve zeigt, dadurch ist diese auch mit großer Unsicherheit behaftet (Kost et al 2012, S. 7).

Über das Jahr 2030 hinweg reduzieren sich die Wachstumsprognosen immer weiter und können im besten Fall 152.271 MW Leistung im Jahr 2050 erreichen und im pessimistischen Fall lediglich 34.570 MW. Im mittleren Szenario werden 6.883 MW im Jahr 2020, 17.013 im Jahr 2030 und 93.470 MW im Jahr 2050 erreicht (Richter et al 2009, S. 58).

Dabei wird ersichtlich, dass im Jahr 2020 der Zielwert von 7 GW, den sich die europäischen Länder gesetzt haben, durch das mittlere Szenario erreicht wird. Somit liegen die Ausbaupläne für solarthermische Kraftwerke in Europa nach wie vor im Zeitplan (Zervos et al 2011, S. 5ff).

Abbildung 13: Entwicklungsszenarien für solarthermische Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung in Richter et al 2009, S. 58 und Zervos et al 2011, S. 5ff.

Einen dementsprechenden Ausbau der solarthermischen Kraftwerke sieht das Desertec Projekt vor. Dabei spielt auch die dezentrale Nutzung aller erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle. Allerdings sind die sonnenreichen Wüsten der Erde ein entscheidender Faktor dieses Projekts (Tieb und Müller-Steinhagen 2009, S. 25ff).

Bereits im Jahr 2009 erfolgte die Gründung von Desertec. Dieses Firmenkonsortium verfolgt das Ziel, Solarfarm- oder Solarturmanlagen in den Wüsten südlich des Mittelmeeres zu errichten. Dadurch soll der erzeugte Strom die Versorgung der angrenzenden Länder übernehmen und auch über elektrische Leitungen in die Europäische Union geleitet werden (Wagner 2011, S. 229).

Diese Hochspannungsübertragung mittels Gleichstrom ermöglicht einen minimalen Stromverlust von 3 % über 1.000 Kilometer. Das als gemeinnützige Stiftung gegründete Desertec Projekt und deren Partnergesellschaften haben das Ziel, die Zivilgesellschaft und Politiker vom Projekt selbst zu überzeugen, Rahmenbedingungen zu schaffen, wissenschaftliche Kooperationen zu fördern, die Wirtschaft einzubeziehen sowie Projekte zu evaluieren und zu initiieren. Die vielversprechende Initiative mittels solarthermischer Kraftwerke in Wüstenregionen einen entscheidenden Anteil für die Stromversorgung Europas, des Mittleren Ostens und Nordafrikas zu erzeugen, befindet sich allerdings nach wie vor am Anfang eines langfristigen Plans (Tieb und Müller-Steinhagen 2009, S. 25ff; Desertec 2012).

Insgesamt würden lediglich 0,3 % der Wüstenfläche ausreichen, um diese Länder komplett mit Strom und auch mit entsalztem Wasser zu versorgen (Dürschmidt et al 2011, S. 94).

Laut Angaben der Desertec-Industrie-Initiative könnte Europa seine Stromkosten um 40 % senken. Die Kosten des Ausbaus würden 400 Milliarden Euro beanspruchen aber jährlich 33,5 Milliarden Euro gegenüber der Stromerzeugung in Europa einsparen (Focus 2012).

Die spektakulären Kostensenkungen bei Photovoltaikanlagen haben allerdings selbst in schlechten Sonnengebieten dazu geführt, dass diese Technologie effizient eingesetzt werden kann. Dies macht dem teureren Ausbau der CSP-Anlagen schwer zu schaffen. In den USA wurden bereits angekündigte CSP-Projekte zu weiteren Photovoltaikanlagen umgewidmet. Allerdings bleibt den solarthermischen Anlagen der wesentliche Vorteil der Speichermöglichkeit (Vorholz 2012).

Obwohl der Wasserstoff zur Energiespeicherung vorteilhafter als Strom wäre, liegen die Verluste bei der Umwandlung Strom – Wasserstoff – Strom bei 50 % und wären somit höher als bei der Übertragung mittels Gleichstrom nach Europa, denn dabei würden die Verluste etwa bis zu 15 % ausmachen (Desertec 2012).

3.4 Photovoltaik

Mit Photovoltaik wird die direkte Umwandlung der Sonnenstrahlen in elektrische Energie mittels Solarzellen bezeichnet. Vorteile dieser Technologie stellen die universelle Einsetzbarkeit, die geringen Betriebskosten und eine lange Lebensdauer dar. Demgegenüber stehen allerdings hohe Anschaffungskosten und die geringe Energiedichte. Mit den Fortschritten in der Zell- und Modulfertigung hat auch die wachsende Produktion zu einer Preisdegression geführt. Auch das Anwendungsgebiet der Photovoltaik hat sich über die Jahre hinweg erweitert. Dabei stellen Konsumenten Anwendungen, Inselösungen sowie netzgekoppelte Photovoltaikanlagen bereits die Standardverfahren dar (Wesselak und Schabbach 2009, S. 121).

Bild 10: Photovoltaikanlage 4,6 MW in Hassleben (Deutschland)



Quelle: Dürrschmidt et al 2011, S. 88.

3.4.1 Varianten von Solarzellen

Inzwischen gibt es eine große Anzahl an Halbleitermaterialien, aber das wichtigste Element für die Solarzelle stellt nach wie vor das Silizium dar. Für die Herstellung liegen drei Varianten vor. Monokristallines Silizium ist zwar teuer und sehr aufwändig in der Herstellung, erreicht aber die besten Wirkungsgrade (15 – 18 %, im Labor bis zu 25 %) bei der Umwandlung der Strahlungsenergie. Polykristallines Silizium lässt sich einfacher, schneller und dadurch auch kostengünstiger herstellen. Die Grenzen zwischen den Kristalliten der Siliziumzelle bremsen allerdings den Elektronenstrom und verschlechtern den Wirkungsgrad (13 – 16 %, im Labor bis zu 20 %). Bedingt dadurch werden sowohl eine größere Solarfläche als auch größere Gestelle benötigt. Dünnschichtzellen weisen die kostengünstigste Herstellung aus amorphem Silizium auf. Bedauerlicherweise zeigen sie eine geringere Langzeitstabilität gegenüber den kristallinen Zellen als auch einen deutlich geringeren Wirkungsgrad von 10 %. Der deutlich geringere Materialaufwand der Dünnschichttechnologie, im Vergleich zur kristallinen Siliziumzelle, verspricht jedoch starkes Kostensenkungspotential. Weltweit konnte die Dünnschichttechnologie mit 20 % der neu installierten Anlagen, besonders bei Freiflächenanlagen, bereits einen entscheidenden Marktanteil erreichen. Jedoch wird erwartet, dass der starke Preisverfall der dicken Siliziumzellen den schnellen Aufstieg stoppen wird. Vor allem auf kleinen Hausdächern wird vermehrt mono- oder polykristallines Silizium verwendet. Zwei vielversprechende Konzepte stellen die konzentrierende Photovoltaik und die so genannten Tandemzellen dar. Die Tandemzelle kombiniert mehrere Halbleitermaterialien, so dass sie einen größeren Spektrumsbereich des Sonnenlichtes ausnutzen kann. Der unter Laborbedingungen erzielte Wirkungsgrad von 41 % stellt gegenwärtig den höchsten Wirkungsgrad dar (Dürschmidt et al 2011, S. 85f).

Die konzentrierende Methode stellt eine neuentwickelte Solarzelle aus den USA dar, diese hat eine linsenförmige Oberfläche aus speziellem Acryl und trichterförmige Aluminiumreflektoren. Damit wird eine bis zu 1.700-fache Konzentration des einfallenden Lichtes ermöglicht. Auf diese Weise lässt sich der Wirkungsgrad sogar über 40 % erhöhen (Neroth und Vollenschaar 2011, S. 941).

3.4.2 Kapazitätsentwicklung der Photovoltaik

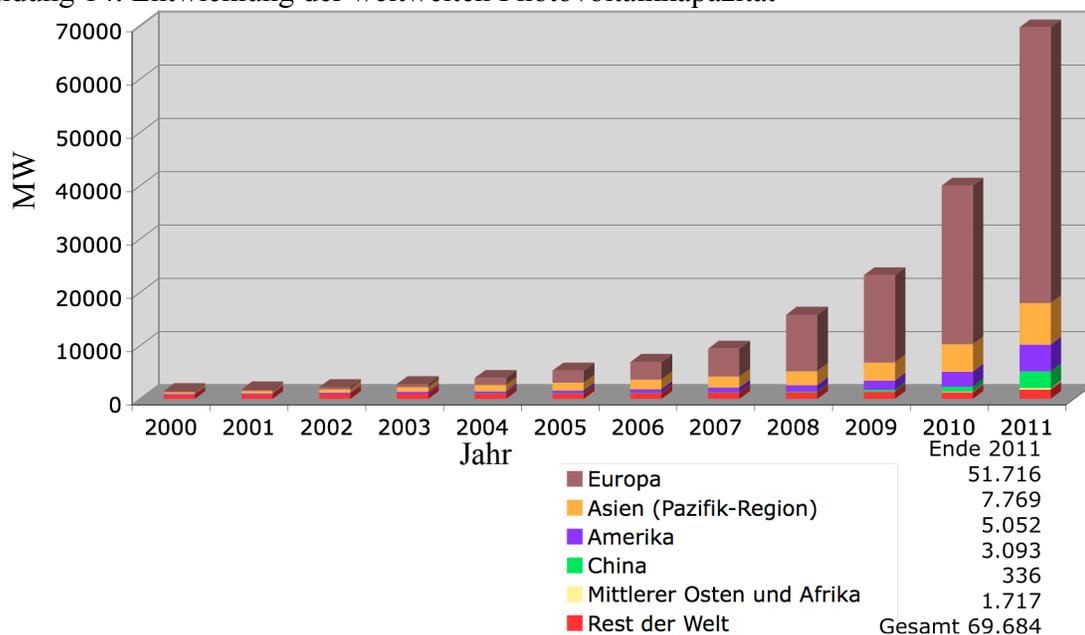
Beeindruckende Ergebnisse konnten im Jahr 2011 im Bereich der Photovoltaik erzielt werden. Selbst in Zeiten der Wirtschaftskrise und politischen Unsicherheiten konnten die Wachstumsprognosen und auch die entsprechenden Stromgestehungskosten übertroffen werden. Dabei stieg die weltweite Kapazität der Photovoltaik im Jahr 2011 um beinahe 30 GW, wodurch die Kapazität von 39,7 GW von Ende 2010 auf beinahe 70 GW zum Ende des Jahres 2011 anstieg (EPIA 2012, S. 5).

Durch die von Photovoltaikanlagen produzierte Elektrizität betrug im Jahr 2011 etwa 85 TWh. Dieses Volumen reicht aus, um 20 Millionen Haushalte zu versorgen. Eine genaue Darstellung der weltweiten Entwicklung der Photovoltaikkapazität wird in Abbildung 14 präsentiert. Daraus wird besonders die führende Position Europas deutlich (Latour und Fontaine 2012, S. 11).

In Europa waren vor allem Italien und Deutschland für den Zuwachs der Photovoltaik von 21 GW im Jahr 2011 verantwortlich. Allerdings verbreitet sich diese Technologie immer häufiger auch in anderen Ländern und ist somit nicht mehr nur auf die Spezialisten konzentriert (EPIA 2012, S. 5).

In Abbildung 14 wird der weltweite Ausbau der Photovoltaik seit dem Jahr 2000 präsentiert, dabei wird der enorme Anstieg speziell in den letzten Jahren deutlich.

Abbildung 14: Entwicklung der weltweiten Photovoltaikkapazität



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Latour und Fontaine 2012, S. 12.

Aus der vorangegangenen Abbildung wird ersichtlich, dass sich Europa als größter Wachstumsmarkt behauptet hat, dabei war der jährliche Zuwachs an Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2003 weniger als 1 GW. Im Jahr 2011 konnte alleine Italien 9,3 GW hinzugewinnen und somit Deutschland mit 7,5 GW vom ersten Platz verdrängen. Danach konnte noch Frankreich um 1,7 GW aufrüsten und das Vereinigte Königreich kam mit 784 MW nicht mehr über die 1 GW Grenze im Jahr hinaus. Global betrachtet konnte die asiatische Pazifik-Region, welche aus Australien, Indien, Japan, Korea, Malaysia und Taiwan besteht, ihre PV-Kapazität enorm erhöhen. Hier sind vor allem Australien mit 1,3 GW und Japan mit 4,9 GW an Neuinstallationen richtige Spitzenreiter. Des Weiteren entwickelt sich auch die Photovoltaik in Nordamerika kontinuierlich und dies nicht nur in den Vereinigten Staaten sondern auch im nördlichen Nachbarland Kanada. Ebenfalls im Mittleren Osten, in Nordafrika und auch in Südamerika liegt noch ein enormes Potential verborgen. In vielen dieser Regionen wird in den nächsten Jahren auch ein erheblicher Anstieg des Elektrizitätsbedarfs erwartet (Latour und Fontaine 2012, S. 13f).

Obwohl alleine die Photovoltaik die elektrische Energieversorgung eines Verbrauchers in der westlichen Welt nicht ohne zusätzliche Elektrizitätsspeicherung oder ein zweites Elektrizitätsversorgungssystem sicherstellen kann, stellt die Photovoltaik für Entwicklungsländer eine hervorragende Lösung dar. Besonders Telekommunikationsanlagen, Kühlschränke, Fernsehgeräte oder zumindest die Lichtversorgung werden hier über Photovoltaikanlagen betrieben. Als Speicher der elektrischen Energie dienen hierbei Batterien, wie sie in Autos verwendet werden. Hierbei muss man berücksichtigen, dass weltweit noch 1,6 Milliarden Menschen ohne Anschluss an eine elektrische Stromversorgung leben. Auch wirtschaftlich betrachtet stellt die Photovoltaik in diesen Ländern eine gute Lösung dar. Die alternative Stromversorgung wäre hier ein Dieselgenerator und einschließlich der Transportkosten würde der Preis für einen Liter Diesel 1,50 € betragen. Daraus können 3 bis 4 kWh Elektrizität erzeugt werden, wodurch diese Kosten knapp über denen der Photovoltaik liegen (Wagner 2011, S. 233).

Obwohl Österreich aufgrund der Größe und Sonneneinstrahlung keinen allzu großen Anteil am europäischen Sonnenenergiemarkt ausmacht, steigt die Kapazität der Photovoltaik kontinuierlich an. So betrug die installierte Photovoltaikkapazität Anfang 2009 noch 33 MW, stieg jedoch innerhalb von 2 Jahren auf 103 MW an. Über etliche Jahre hinweg wurde das festgesetzte Budget für den Ausbau bedauerlicherweise nicht erhöht, dennoch sind sowohl nationale und regionale Unterstützungsmaßnahmen vorhanden. Die sinkenden Kosten der Photovoltaik und auch die För-

derungsmaßnahmen tragen dazu bei, dass die nationale Zielsetzung für 2020 von 322 MW Leistung frühzeitig erreicht werden kann (Ciesielska et al 2011, S. 11ff).

Ausgehend vom Jahr 2007 konnte der Zubau von Photovoltaikanlagen in Österreich jährlich verdoppelt und einmal sogar vervierfacht werden. Mit einem Zubau von 92,7 MW war 2011 das bisher erfolgreichste Jahr. Allerdings wird für das Jahr 2012 eine höhere Ausbaurrate erwartet. Allein durch den noch nicht verwendeten Anteil des 45 Millionen Euro Förderbudgets der Investitionsförderung des Klima- und Energiefonds aus 2011 und dem Förderbudget aus 2012 können mindestens 40 MW errichtet werden. Weitere 10 MW sind durch die aufgestockten Förderungen des Bundeslandes Niederösterreich ermöglicht und auch die Erhöhung des Förderbudgets der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) von 2,1 auf 8 Millionen Euro könnte 35 MW entstehen lassen. Auch aus dem Abbau der Warteliste, der seit 2006 errichteten OeMAG-Tarifförderung, könnte 121 MW errichtet werden. Des Weiteren gibt es einen Resttopf von 19 Millionen Euro, dessen Aufteilung zwischen Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik noch unklar ist. Der Klima- und Energiefond stellte dieses Jahr weniger Geld für die Förderung von Kleinanlagen zur Verfügung. Dieses Budget von 25,5 Millionen Euro war, wie alle anderen Förderungs-mittel, innerhalb weniger Minuten vergriffen. Da sich in den letzten Jahren die Kosten für Photovoltaikanlagen stark reduziert haben, wurde auch die Förderungssumme innerhalb von vier Jahren von 2.800 auf 800 Euro pro kW gesenkt. Bis zum Jahr 2020 rechnet der Bundesverband mit 5 bis 6 GW installierter Photovoltaikleistung in Österreich, das würde etwa 8 % des österreichischen Strombedarfs decken (Kronberger 2012, S. 1f).

3.5 Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen

Derzeit liegen die Investitionen für Hausdachanlagen deutlich unter 3.000 €/kW, dabei werden aber aufgrund der geringen Fläche auch eher teurere Varianten mit höherem Wirkungsgrad verwendet. In Deutschland, dem momentan größten Markt für Solarenergie, entwickelten sich die Stromgestehungskosten im Jahr 2010 zwischen durchschnittlich 0,27 €/kWh bei Freiflächenanlagen und 0,32 €/kWh bei kleineren Einfamilienhausanlagen, abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall und der entsprechenden Technologie (Dürschmidt et al 2011, S. 85f).

Um ein detailliertes Bild der aktuellen Stromgestehungskosten zu erhalten, werden die jährlichen Einstrahlungswerte von 1.100 kWh/m², wie sie etwa in Norddeutschland vorkommen, mit jenen aus Südfrankreich mit einer Einstrahlung von 1.700 kWh/m² und einer höheren Einstrahlung von

2.000 kWh/m², die in Spanien auftritt, verglichen und in Abbildung 15 dargestellt. Die entsprechenden Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden in Tabelle 6 aufgelistet (Kost et al 2012, S. 9ff).

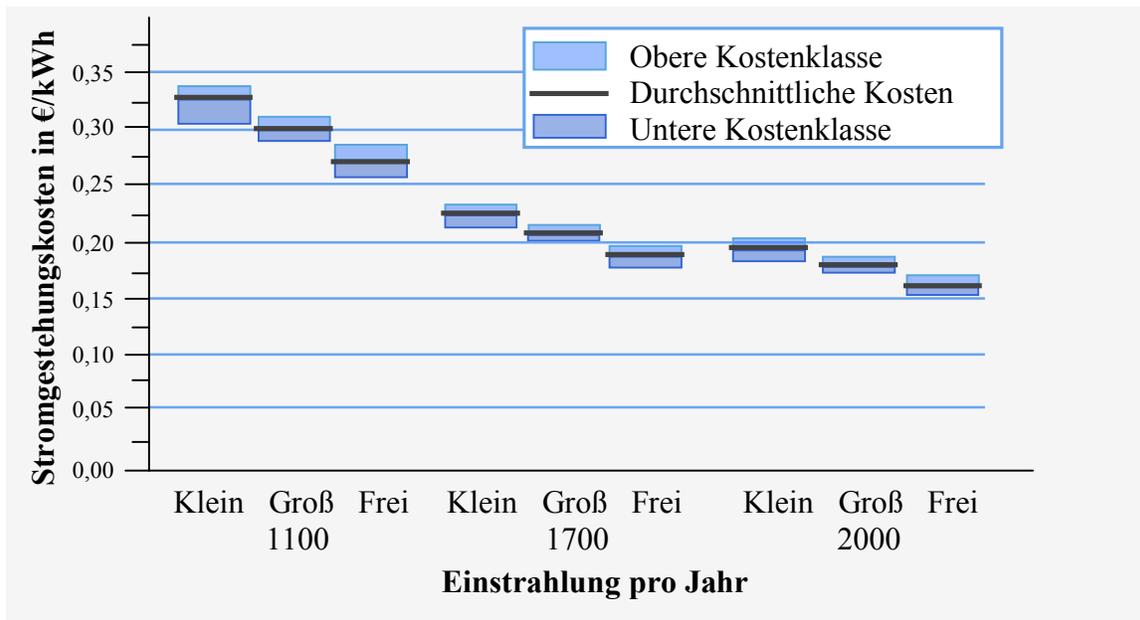
Tabelle 6: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

<i>Anlagengröße</i>	<i>Einheit</i>	<i>Klein</i> <i><10 kW</i>	<i>Groß</i> <i><1000 kW</i>	<i>Frei</i> <i>>1000 kW</i>	<i>Klein</i> <i><10 kW</i>	<i>Groß</i> <i><1000 kW</i>	<i>Frei</i> <i>>1000 kW</i>
Einstrahlung	kWh/m ²	<2000	<2000		>2000	>2000	
Lebensdauer	Jahre	25	25		25	25	
Zinssatz	%	4,4	5,1		7,4	8,1	
Betriebskosten	€/kW	30	30		30	30	
Investition	€/kW	1700-2200	1500-1800	1500-1700	1700-2200	1500-1800	1500 - 1700
Mittlere Investitionen	€/kW	1900	1700	1600	1900	1700	1600

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 9ff.

Heutzutage können selbst Kleinanlagen mit mittleren Investitionskosten von 1.900 €/kW (Klein, unter 10 kW) Stromgestehungskosten von unter 0,20 €/kWh erreichen und liegen damit unter den durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte von 0,253 €/kWh. Mit höherer Einstrahlung von 1.700 kWh/m² und mittleren Investitionskosten von 1.700 €/kW liegen die Werte von Großanlagen (Groß, bis 1.000 kW) und Freiflächenanlagen mit mittleren Investitionskosten von 1.600 €/kW (Frei, über 1.000 kWh) sogar nur noch im Bereich von 0,10 bis 0,13 €/kWh, jene von Kleinanlagen allerdings nur knapp darüber. Aufgrund der höheren Finanzierungskosten zeigen Standorte in Spanien, trotz einer höheren Einstrahlung von 2.000 kWh/m² durchschnittliche Gestehungskosten von 0,11 bis 0,14 €/kWh. Dabei wird der Vorteil der höheren Einstrahlung teilweise sogar wieder aufgebraucht. Ähnliche Probleme zeigen sich auch bei Standorten in Nordafrika, die zwar durchschnittliche Stromgestehungskosten von 0,08 bis 0,10 €/kWh erreichen, dabei aber nicht das Einstrahlungspotential von 2.500 kWh/m² voll ausnützen können (Kost et al 2012, S. 13f).

Abbildung 15: Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 14.

Durch die Entstehung zahlreicher Produktionsstandorte von Wafer-, Zell- und Modulfertigung in den USA, Europa und besonders in Asien, vorwiegend in China, konnten Engpässe bei Silizium sowie der Zell- und Modulproduktion reduziert und auch Kostensenkungen erreicht werden. Im Jahr 2009 kam es, ausgelöst durch die Wirtschaftskrise und den Zusammenbruch des spanischen PV-Marktes bei gleichzeitigem starken Anstieg der globalen Produktionskapazität, zu einem Preisverfall von PV-Modulen von 34,5 % für Großhandelspreise bis zum Jahr 2010. Für chinesische Module sanken die deutschen Großhandelspreise sogar um 44,6 %. Dadurch sind die Kosten für Energie in diesen sonnenreichen Ländern in einem wettbewerbsfähigen Bereich für den Endkunden angekommen (Kost und Schlegl 2010, S. 11f).

3.6 Ausbau der Photovoltaik

Die Entwicklung des PV-Marktes wird stark durch die politischen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern beeinflusst, aber auch durch den unterstützenden Eingriff der Europäischen Kommission. Anhand eines umfangreichen Datenmaterials wurden drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Photovoltaik-Industrie entwickelt (EPIA 2012, S. 25f).

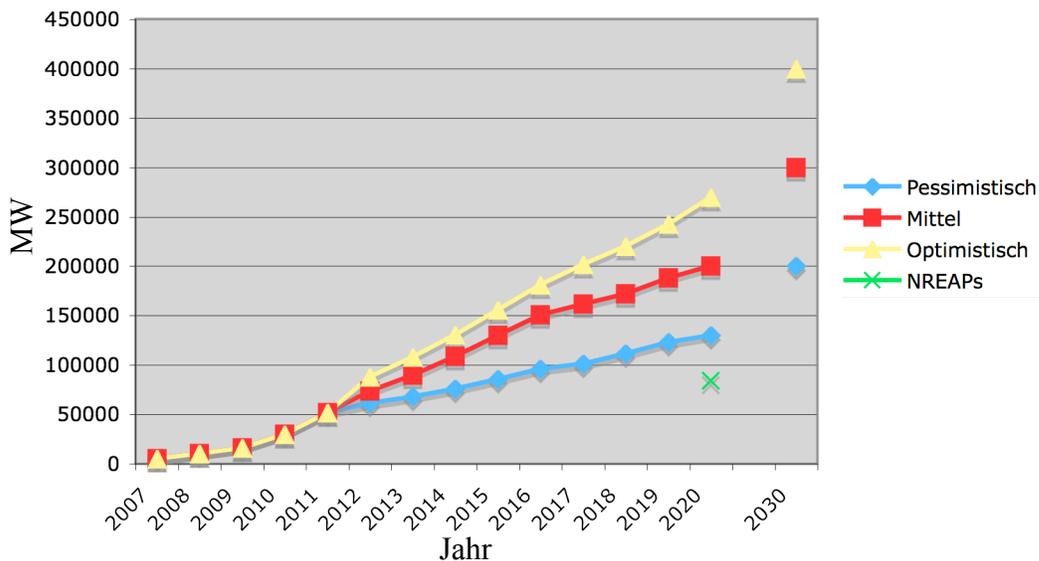
Die graphische Darstellung der einzelnen Szenarien wird in Abbildung 16 veranschaulicht.

Pessimistisches Szenario: Dieses geht von einem herkömmlichen Marktverhalten aus, welches keine Verstärkungen der bereits vorhandenen Unterstützungsmechanismen vorsieht. Allerdings werden die laufenden Einspeisungstarife auf die Kosten der Photovoltaik-Systeme abgestimmt. Besonders dieses Szenario wurde in jüngster Vergangenheit immer weiter nach oben korrigiert. Dabei sollen 130 GW erreicht werden, die für 4 % des Elektrizitätsbedarfs Europas sorgen (Ciesielska, et al 2011, S. 25f; Latour und Fontaine 2012, S. 37ff).

Mittleres Szenario: Dieses Szenario geht von keiner großen Veränderung der elektrischen Infrastruktur aus. Berücksichtigt man die historische Entwicklung, sollte diese Zielsetzung von 6 % des Elektrizitätsbedarfs bis 2020 sehr wahrscheinlich zu erreichen sein. Dies würde eine Kapazität von 200 GW in ganz Europa erfordern (Ciesielska, et al 2011, S. 25f; Latour und Fontaine 2012, S. 37ff).

Optimistisches Szenario: Dieses geht von einer stärkeren Unterstützung und dem Einsatz der Photovoltaik als eine der wichtigsten Energiequellen der kommenden Jahre aus. Dies inkludiert eine Beseitigung der Verwaltungsbarrieren sowie eine Optimierung der Netzanbindung. In diesem Szenario sollen 8 % des Elektrizitätsbedarfs durch die Gesamtkapazität von 260 GW gedeckt werden (Ciesielska, et al 2011, S. 25f; Latour und Fontaine 2012, S. 37ff).

Abbildung 16: Prognose der kumulierten Photovoltaikkapazität in Europa



Quelle: Eigene Darstellung mit Anlehnung an Latour und Fontaine 2012, 39.

Besonders deutlich zeigt die Darstellung, dass die europäische Zielsetzung, die für das Jahr 2020 bei insgesamt 84 GW für Gesamteuropa gesetzt wurde, bei weitem übertroffen wird. Auch die

Entwicklung der möglichen Szenarien wurde in den letzten Jahren vermehrt nach oben korrigiert (Wilkes et al 2011, S. 19f).

Würde man den Verlauf der einzelnen Szenarien bis ins Jahr 2030 fortführen und mit keiner Einschränkung der Photovoltaik in Europa konfrontiert werden, würde man im optimalen Fall etwa 400 GW, in der mittleren Prognose 300 GW und im pessimistischen Fall 200 GW realisieren können (Latour und Fontaine 2012, S. 36ff; Wilkes et al 2011, S. 24ff).

3.7 Entwicklung der Stromgestehungskosten der Sonnenenergie

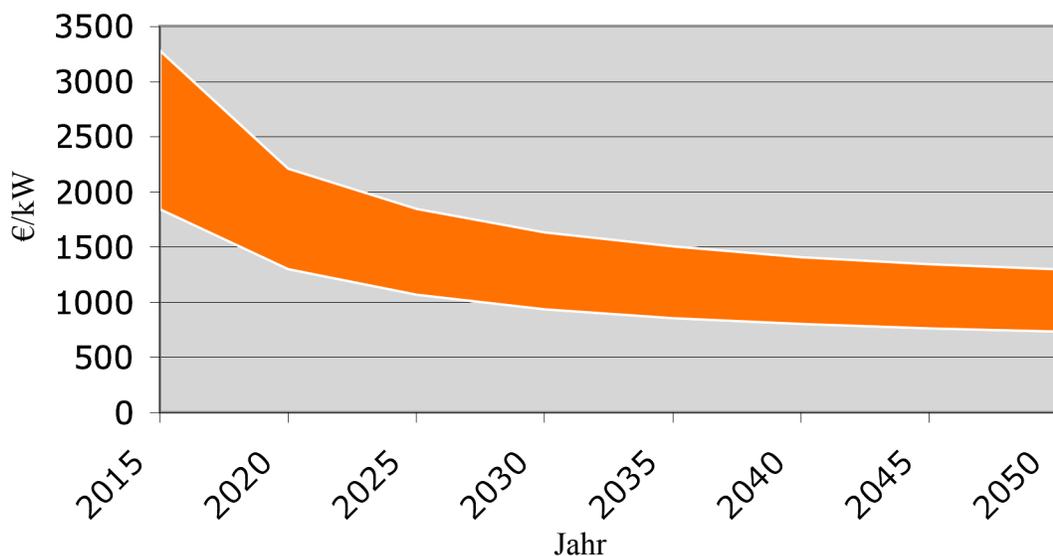
Photovoltaik

Besonders die technische Optimierung der Photovoltaikanlagen aber natürlich auch die Skaleneffekte tragen zu einer sehr positiven Entwicklung bei (Hauff et al 2011, S. 15).

Aufgrund der vorhandenen Lernkurven und Marktprognosen ist es möglich, eine Kostenvorstellung für die kommenden Jahrzehnte zu entwickeln. Neu installierte, kleine Photovoltaikanlagen unter 10 kW können heute Strom für 0,18 €/kWh erzeugen. Damit könnten Photovoltaikanlagen mit einer Einstrahlung von 1.100 kW/m²/a schon bis 2015 unter die 0,15 €/kWh fallen und im Jahr 2020 bereits Stromgestehungskosten von 0,13 €/kWh unterschreiten. Große Freiflächenanlagen erzeugen mit einer Einstrahlung von 1.300 kW/m²/a ihren Strom schon für 0,11 €/kWh und im Jahr 2020 werden Stromgestehungskosten unter 0,10 €/kWh erwartet (Kost et al 2012, S. 18f). Eine dementsprechende Darstellung der zu erwartenden Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen wird in Abbildung 18 gemeinsam mit jenen der solarthermischen Kraftwerke präsentiert.

Die Preisentwicklung für große Photovoltaikanlagen wird in Abbildung 17 dargestellt. Diese bestätigt, dass die Reduktion der Kosten mittel und langfristig noch nicht ausgeschöpft ist. Selbstverständlich wird die Kostendegression auch von der Ausbaurate der Photovoltaik beeinflusst, diese wurde in den letzten Jahren immer weiter nach oben korrigiert. Somit könnten Preise von etwa 560 €/kW bis zum Jahr 2050 erreicht werden (Teske et al 2011, S. 31).

Abbildung 17: Entwicklung der Investitionen für Photovoltaikanlagen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Teske et al 2011, S. 31.

Im Jahr 2011 betrug der Großhandelspreis für kristalline PV-Module 1,71 €/W und ein Jahr später nur noch 1,07 €/W. Angetrieben vom Preisdumping chinesischer Hersteller, unterstützt von der chinesischen Regierung, wurden Preise von 0,79 €/W erreicht. Diese Hersteller hoffen, die marktbeherrschende Stellung nach der Konsolidierung des Marktes zu erlangen. Zusätzlich fiel der Preis von Dünnschichtmodulen von 1,25 auf 0,68 €/W. Die billigen Preise lassen darauf schließen, dass die wenigsten Hersteller momentan Module mit positiven Margen verkaufen können. Diese Entwicklung lässt vermuten, dass sich die Investitionen kurzfristig nicht reduzieren werden und mittel- und langfristig wieder auf die prognostizierte Entwicklung in Abbildung 17 zurückkehren werden (Kost et al 2012, S. 13).

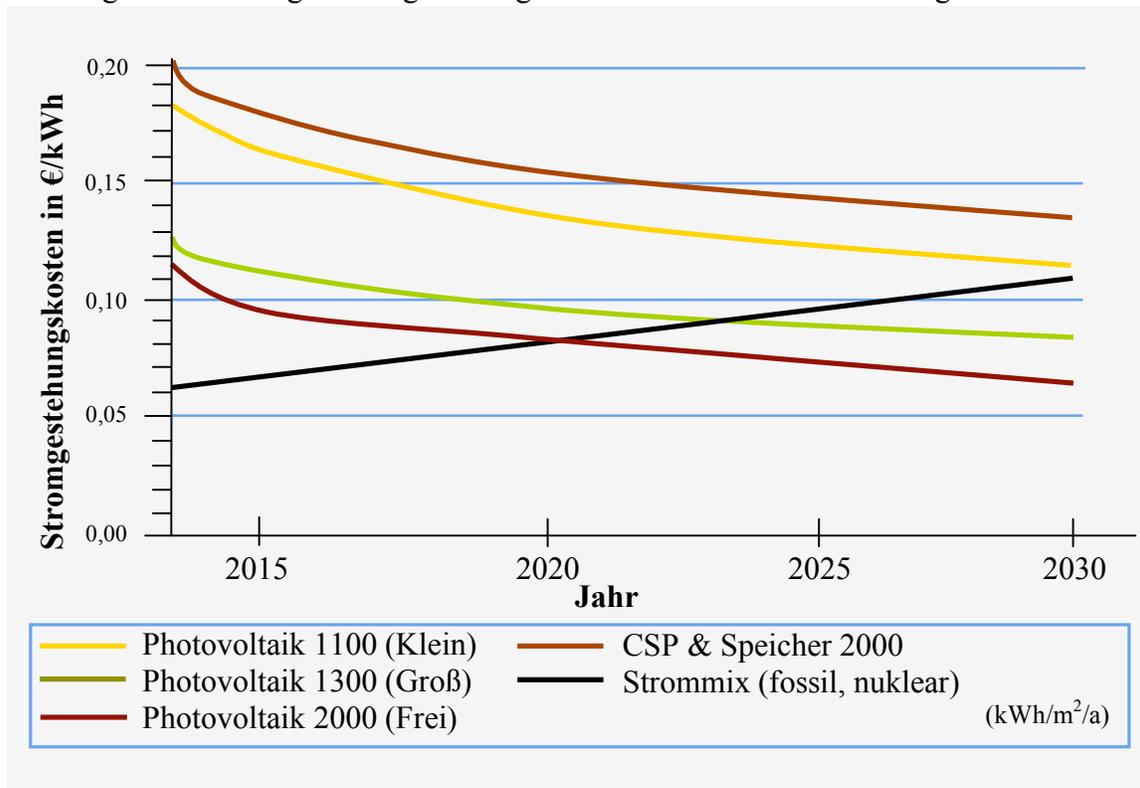
Aufgrund der hohen Lernrate bei Photovoltaikanlagen ist es teilweise auch möglich, dass kleine Dachanlagen ab 2025 geringere Stromgestehungskosten haben werden als Offshore Windanlagen. An besonders guten Standorten mit einer Einstrahlung von 2.000 kWh/m²/a, wie z.B. in Spanien, erzeugen solarthermische Kraftwerke Strom mit 0,15 €/kWh. Ähnliche Anlagen bieten zusätzlich die Möglichkeit der Speicherung. Hier wird in den kommenden 5 Jahren mit einem erhöhten Marktwachstum gerechnet, welches die Stromgestehungskosten stark sinken lassen wird (Kost et al 2012, S. 18f).

Solarthermische Kraftwerke

Die solarthermischen Kraftwerke zeigen selbst bei der niedrigeren Einstrahlung von 2.000 kWh/m²/a ein deutliches Absinken der Stromgestehungskosten. Diese betragen bei der Beibehaltung der ursprünglichen Parameter noch etwas über 0,15 €/kWh im Jahr 2020 und können beinahe 0,13 €/kWh im Jahr 2030 erreichen (Kost et al 2012, S. 19).

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten wird in Abbildung 18, gemeinsam mit der Entwicklung von Photovoltaikanlagen, dargestellt.

Abbildung 18: Zukünftige Stromgestehungskosten von PV- und CSP-Anlagen bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kost et al 2012, S. 18f.

Dies sieht jedoch bei hohen Einstrahlungsstunden um einiges vielversprechender aus, in Mittelmeeraanrainerstaaten werden bis zu 3.000 kWh/m²/a erreicht. Bei Beibehaltung der Lebensdauer von 25 Jahren aber einem niedrigeren Zinssatz von 8 %, der durch den raschen Fortschritt und die höheren Lerneffekte, die durch stärkere Ausbauraten erzielt werden, können bereits im Jahr 2020 Stromgestehungskosten von unter 10 c/kWh für Solarturm- und Parabolrinnenkraftwerke erreicht werden. 20 Jahre später würden auch Disk-Sterling-Systeme unter die 10 c/kWh Marke sinken. Allerdings würden Parabolrinnen- und Solarturmanlagen im Jahr 2040 bereits auf 5 c/kWh ge-

sunken sein. Würden dabei zusätzliche Speicher oder die Zufeuerung von Brennstoffen berücksichtigt, könnte man diese Kosten noch weiter absenken (Dürschmidt et al 2011, S. 93f).

Vergleicht man die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen mit CSP-Kraftwerken, zeigt sich besonders bei einer für CSP-Anlagen niedrigen Einstrahlung von 2.000 kWh/m^2 ein erheblich steigender Kostenvorteil der PV-Anlagen (Kost und Schlegl 2010, S. 15; Kost et al 2012, S. 18f).

Die hohen Investitionskosten sind nach wie vor das Hauptproblem der CSP-Technologie. Um diese innerhalb kurzer Zeit zu reduzieren, bedarf es sowohl lokaler Anreizsetzungen, klimabezogener Förderungen, Unterstützungen durch den Finanzmarkt und auch der erfolgreichen Abnahme der Stromproduktion durch europäische Staaten. Langfristig sind aber durch die höhere Automatisierung, die verbesserten Materialien und Komponenten sowie durch weitere Großprojekte Kostensenkungen bei CSP-Anlagen zu erwarten (Gazzo et al 2011, S. 2).

4 Wasserenergie

Im ersten Jahrzehnt des neuen Jahrtausends waren besonders die Wasser- und Windenergie für den Anstieg der erneuerbaren Energien verantwortlich. Der Ausbau dieser beiden Energiequellen sieht in OECD und Nicht-OECD Ländern sehr unterschiedlich aus. Denn besonders in OECD Ländern ist das Potential der Wasserkraft weitgehend erschlossen. Einzelne Ausnahmen, wie etwa Kanada oder die Türkei, weisen noch die Möglichkeit auf, große Wasserkraftprojekte zu realisieren. In Nicht-OECD Ländern wird mit zahlreichen mittleren Anlagen und Großanlagen, besonders in Brasilien, China und Indien, gerechnet (Conti et al 2011, S. 4ff).

Heutzutage wird die Wasserkraft beinahe ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt. Dabei treibt die kinetische Energie des Wassers Turbinen an, die ihrerseits einem Generator mechanische Energie zuführen und dieser dann Elektrizität erzeugt. Ein entscheidender Vorteil von Wasserkraftanlagen stellt die gesicherte elektrische Leistung dar. Die gewonnene Elektrizität aus Wasserkraft ist somit gut abzuschätzen und dadurch gut in den Bedarf der Verbraucher einzubinden (Wagner 2011, S. 211).

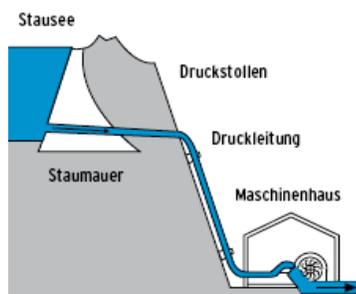
4.1 Wasserkraftwerke

In diesem Abschnitt wird auf Pumpspeicherkraftwerke und im Speziellen auf Laufkraftwerke eingegangen.

Im Fall eines Pumpspeicherkraftwerkes wird das Wasser in einem hoch gelegenen Stausee gesammelt. Dieses Staubecken dient einmal zur Speicherung der potentiellen Energie des Wassers und kann somit auch die kurzfristig anfallenden Spitzen des Strombedarfs decken. Extrem große Spitzen treten in der Halbzeit von Fußballspielen, wenn das Licht wieder angeschaltet wird, oder in der Mittagszeit, wenn die Kochherde eingeschaltet werden, auf. Tritt eine Stromspitze auf, so wird der Schieber vor der Turbine geöffnet und innerhalb von zwei Minuten erzeugt der Generator Strom. Kommt es gebietsbedingt zu einem geringen Wasserzulauf, werden zwei Speicherbecken benötigt, ein Becken im Tal und eines auf dem Berg. Dabei wird in Phasen, in denen wenig Strom benötigt wird, Strom aus dem Netz entnommen, um das Wasser wieder hoch zu pumpen und im Fall von auftretenden Spitzen wieder zur Elektrizitätserzeugung herangezogen. Somit stellen Laufkraftwerke echte Energieerzeuger dar aber bei Pumpspeicherkraftwerken, die nur zur Abdeckung von Spitzen dienen und keinen natürlichen Zulauf ins obere Becken haben, handelt es

sich eigentlich um einen Energieverbraucher. Dabei werden von etwa 100 kWh elektrischer Leistung, die zum Betrieb der Pumpe aus dem Netz entnommen wurden, in modernen Anlagen zirka 80 kWh zu einem anderen Zeitpunkt wieder in das Netz abgegeben. Die fehlenden 20 kWh werden in technisch unbrauchbare Wärme umgewandelt. Nach dem heutigen Stand des Ausbaus stellen Pumpspeicherkraftwerke die einzige Möglichkeit dar, große Mengen an elektrischer Energie über den Umweg der potentiellen Energie zu speichern. Eine mögliche Verbindung mit erneuerbaren Energien wird in diesem Zusammenhang als vielversprechende Möglichkeit zur gesicherten Elektrizitätsversorgung betrachtet. Beispielsweise kann durch den Einsatz der Windenergie, Wasser in die oberen Becken gepumpt und damit eine Entkoppelung des Windenergieangebotes von der Nachfragerseite erzielt werden. Dadurch könnten sich Pumpspeicherkraftwerke und Windenergieanlagen sehr gut ergänzen und der gegenseitige Ausbau könnte somit vorangetrieben werden. Schlussendlich wäre die Nutzung, abgesehen vom Landbedarf, nicht mit dem Verzehr von weiteren Ressourcen und mit der Emission von Luftschadstoffen und Klimagasen verbunden (Wagner 2011, S. 212ff).

Bild 11: Pumpspeicherkraftwerk
(Funktionsweise)



Quelle: Dürrschmidt
et al 2011, S. 128.

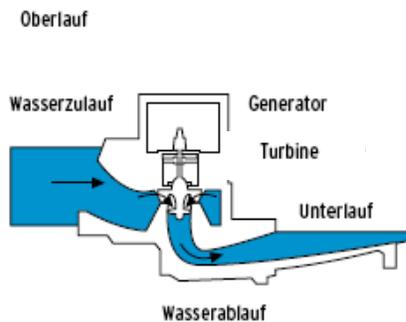
Bild 12: Pumpspeicherkraftwerk 730 MW im Mölltal
(Österreich)



Quelle: Verbund 2012.

In Europa liegt der Fokus auf der Modernisierung von großen Laufwasserkraftwerken, der Modernisierung und Reaktivierung bestehender Anlagen und dem Neubau an bestehenden Querbauten, die zur Erhöhung der Fallhöhe dienen. Durch die bereits technisch ausgereiften Wasserkraftanlagen wird generell keine wesentliche Kostensenkung mehr erwartet. Damit sind die Kosten einer Wasserkraftanlage hauptsächlich von der installierten Leistung und den örtlichen Randbedingungen wie der Fallhöhe bestimmt (Dürrschmidt et al 2011, S. 128f).

Bild 13: Laufkraftwerk
(Funktionsweise)



Quelle: Quelle: Dürrschmidt
et al 2011, S. 128.

Bild 14: Laufkraftwerk 328 MW Altenwörth (Österreich)



Quelle: Verbund 2012.

Aufgrund der unterschiedlichen Stromgestehungskosten wurde zwischen Anlagenneubau und Modernisierung bestehender Anlagen unterschieden. Für die jeweilige Berechnung wurden exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen zu Grunde gelegt (Dumont und Keuneke 2011, S. 50).

4.2 Stromgestehungskosten von Wasserkraftwerken

Für eine detaillierte Analyse der entsprechenden Stromgestehungskosten sind besonders die jeweiligen Investitionen, die installierte Leistung und natürlich auch die Betriebskosten relevante Kostenfaktoren. Speziell die Gesamtkosten für den Neubau und für die Modernisierung einzelner Anlagenteile sowie Maßnahmen zur baulichen Veränderungen, wie der Wehrbau oder Umbau, ökologische Anpassungen, Elektrotechnik sowie Maschinenbau und Zusatzkosten wurden dabei miteinbezogen. Die Betriebskosten werden in prozentuellem Anteil der Investitionen veranschlagt, deren Zusammensetzung wird in Tabelle 7 dargestellt (Dumont und Keuneke 2011, S. 39ff).

Tabelle 7: Betriebskosten von Wasserkraftanlagen

Betriebskosten (in % zur Investition)	Installierte Leistung						
	<i>100 kW</i>	<i>500 kW</i>	<i>1 MW</i>	<i>2 MW</i>	<i>5 MW</i>	<i>20 MW</i>	<i>50 MW</i>
Instandhaltungskosten	1,8	1,7	1,5	1,3	1,1	0,8	0,5
Versicherung	0,2	0,18	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04
Verwaltung	0,1	0,1	0,1	0,12	0,12	0,12	0,12
Miete bzw. Pacht	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Unvorhergesehenes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 39ff.

Da Privatpersonen eher in kleinere Anlagen bis 500 kW investieren und die großen Anlagen vermehrt von gewerblichen Investoren finanziert werden, sinkt mit der Größe der Anlage der Eigenkapitalanteil und die Eigenkapitalverzinsung nimmt zu. Der gewählte Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ermöglichte einen besseren Vergleich der Werte aus Windenergie und Sonnenenergie (Dumont und Keuneke 2011, S. 39ff). Jedoch gilt es zu beachten, dass der bauliche Anteil einer Wasserkraftanlage etwa 70 % ausmacht und eine durchschnittliche Lebensdauer von etwa 60 Jahren hat (Giasecke und Mosonyi 2009, S. 70ff).

Die restlichen 30 % setzen sich aus der maschinellen und elektrischen Ausrüstung zusammen, deren mittlere Lebensdauer ca. 30 Jahre beträgt. Des Weiteren gilt es auch, die entsprechenden Personalkosten zu berücksichtigen. In der Regel werden Anlagen bis 500 kW von Privatpersonen betrieben, diese übernehmen die Wartung ihrer Anlage in Eigenleistung und erreichen dadurch niedrigere Personalkosten. Diese können bei großen Anlagen von 50 MW bis zu 600.000 Euro im Jahr ausmachen. Für die weitere Analyse wurden den Anlagengrößen entsprechende Volllaststunden zwischen 3.000 und 5.000 angenommen. Betrachtet man die mittleren Investitionskosten beim Neubau einer Anlage, so wird deutlich, dass die Kosten mit zunehmender Anlagengröße abnehmen. Des Weiteren fällt auch die Streuung der Investitionskosten speziell bei Kleinanlagen bis 100 kW besonders groß aus (Dumont und Keuneke 2011, S. 39ff).

4.2.1 Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen

Anhand der gewählten Parameter in Tabelle 8 werden die Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraftanlagen von Kleinanlagen unter 100 kW bis zu großen Laufkraftwerken von 50 MW ermittelt (Dumont und Keuneke 2011, S. 45).

Tabelle 8: Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten von neuen Wasserkraftanlagen

<i>Parameter</i>	<i>Einheit</i>	Installierte Leistung						
		<i>100 kW</i>	<i>500 kW</i>	<i>1 MW</i>	<i>2 MW</i>	<i>5 MW</i>	<i>20 MW</i>	<i>50 MW</i>
Kalkulatorischer Betrachtungszeitraum	Jahre	20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer baulicher Anteil 70 %	Jahre	60						
Lebensdauer maschineller und elektrischer Ausrüstung 30 %	Jahre	30						
Inflationsrate	%	2						
Zinssatz	%	5,7	6,0	7,0	7,25	7,2	7,2	7,2
Betriebskosten (in % zur Investition)	%	2,65	2,53	2,27	2,07	1,85	1,53	1,21
Personalkosten	Tausend €/a	5	13	45	90	188	375	600
Volllaststunden pro Jahr	h/a	3.500 – 4.500	4.000 – 5.000	4.000 – 5000	4.300 – 5.300	4.500 – 5.500	5.000 – 6.000	5.000 – 6.000
Mittlere Investition bei Neubau	€/kW	9.000	5.800	5.000	4.000	3.100	3.000	2.800

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 45.

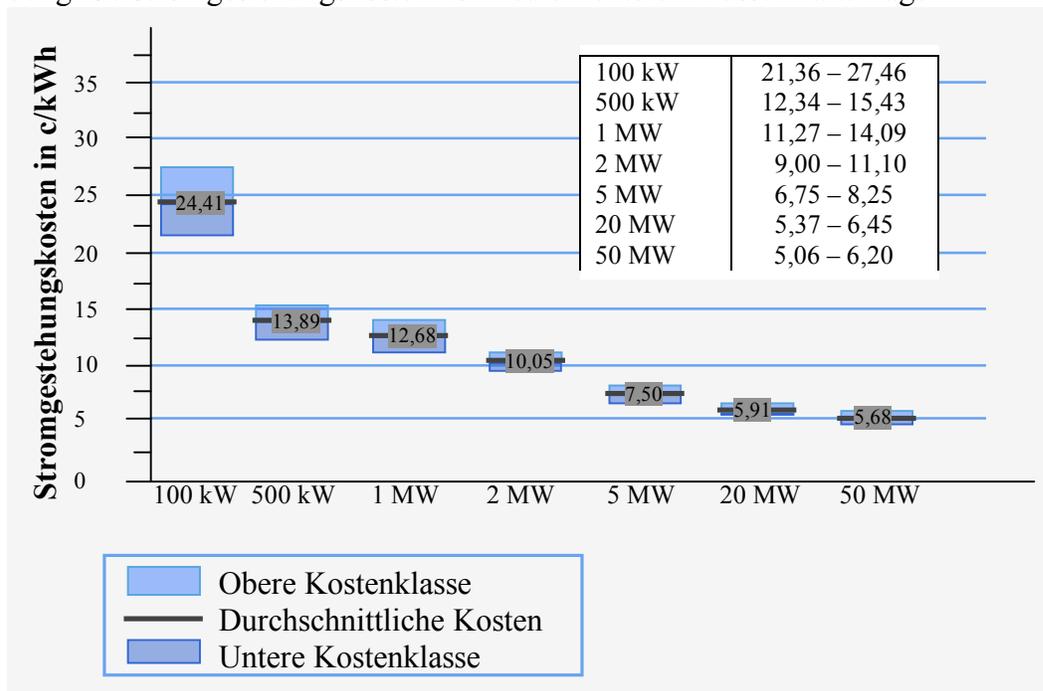
Durch die in Wirklichkeit deutlich längere Nutzungsdauer, höheren Fördergelder, steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten und einer Reduktion der Betriebskosten durch Eigenarbeit kommt es, auch speziell bei kleinen Anlagen, zu Neubauten (Dumont und Keuneke 2011, S. 53).

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bei kleinen Anlagen mit 100 kW oder 500 kW erreichen 24,41 c/kWh und 13,89 c/kWh. Mit ansteigender Leistung und höheren Volllaststunden

reduzieren sich die Kosten kontinuierlich und erreichen bei einer Kapazität von 50 MW durchschnittliche Stromgestehungskosten von 5,68 c/kWh. Bei stärkeren Anlagen können noch geringere Gestehungskosten erzielt werden (Dumont und Keuneke 2011, S. 45ff).

Die jeweiligen Stromgestehungskosten nach Anlagengrößen werden in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Stromgestehungskosten von neu errichteten Wasserkraftanlagen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 53.

4.2.2 Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW

Enthaltene Maßnahmen betreffen die technische Optimierung der Anlage als auch ökologische Umbauten. Im Einzelfall sind auch kostenintensive Maßnahmen für den Fischschutz enthalten. Somit wurden die Kosten der Modernisierungsmaßnahmen je erzeugter Kilowattstunde ermittelt. Abgeändert zu den Hauptparametern aus Tabelle 8 hat sich die mittlere Lebensdauer auf 40 Jahre geändert und auch die Betriebs- und Instandhaltungskosten liegen für die Berechnung der Stromgestehungskosten bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen zwischen 1,5 % und 2,5 %. Ein Grund dafür liegt im hohen baulichen Anteil der Anlagen (Dumont und Keuneke 2011, S. 46ff).

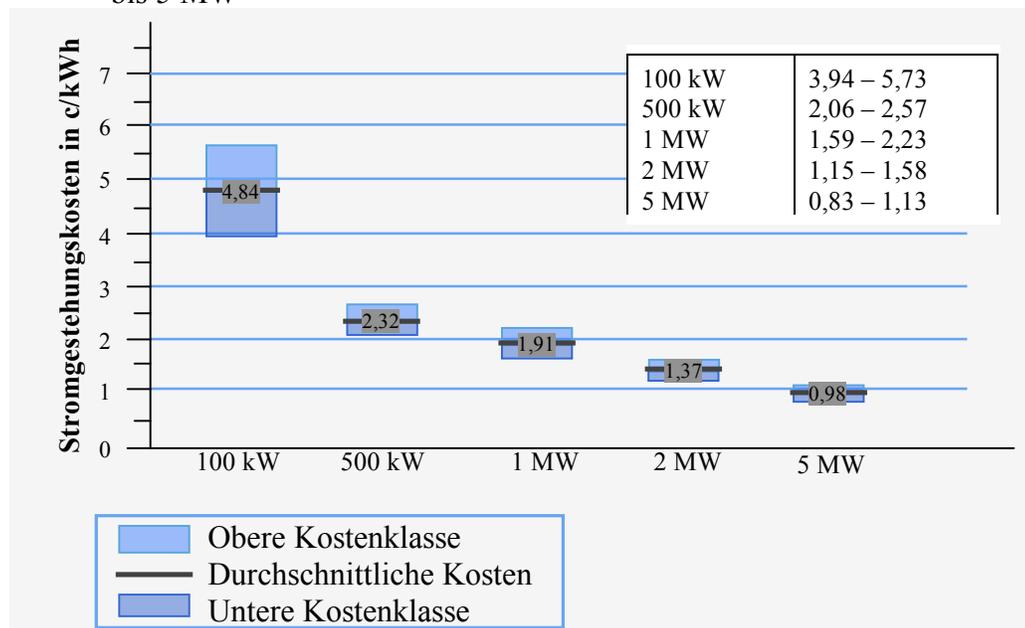
In Tabelle 9 werden die Parameter für die Modernisierung von bis zu 5 MW zusammengefasst.

Tabelle 9: Parameter der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW

<i>Parameter</i>	<i>Einheit</i>	<i>Installierte Leistung</i>				
		<i>100 kW</i>	<i>500 kW</i>	<i>1 MW</i>	<i>2 MW</i>	<i>5 MW</i>
Kalkulatorischer Betrachtungszeitraum	Jahre	20	20	20	20	20
Lebensdauer	Jahre	40				
Zinssatz	%	5,7	6,0	7,0	7,25	7,2
Inflation	%	2				
Betriebskosten	% der Investition	1,5 – 2,5 %				
Volllaststunden pro Jahr	h/a	3.500-4.500	4.000-5.000	4.000-5.000	4.300-5.300	4.500-5.500
Mittlere Investitionen für Modernisierung	€/kW	2.000	1.000	800	600	450

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 47.

Abbildung 20: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 48.

Dabei führt eine Modernisierung von 100 kW Anlagen zu durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 4,84 c/kWh, bei einer Leistung von 500 kW zu 2,32 c/kWh und bei einer Anlagenleistung von 1 MW zu 1,91 c/kWh. Anlagen mit einer Leistung von 2 MW erreichen schon 1,37 c/kWh und eine Modernisierung von 5 MW leistungsstarken Kraftwerken kommt im Durchschnitt auf Stromgestehungskosten von 0,98 c/kWh (Dumont und Keuneke 2011, S. 48).

Werden umfangreichere ökologische Maßnahmen für den Fischschutz und die Wasserlandschaft umgesetzt, so können sich die ermittelten Stromgestehungskosten um 1 bis 2 c/kWh erhöhen (Dumont und Keuneke 2011, S. 56).

4.2.3 Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen über 5 MW

In diesem Abschnitt werden speziell die Kosten von Maßnahmen für die Erhöhung der Leistung einer Anlage analysiert, daher werden die Kosten für ökologische Maßnahmen in der Berechnung der Stromgestehungskosten nicht einbezogen.

Die entsprechenden Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Tabelle 10 ersichtlich.

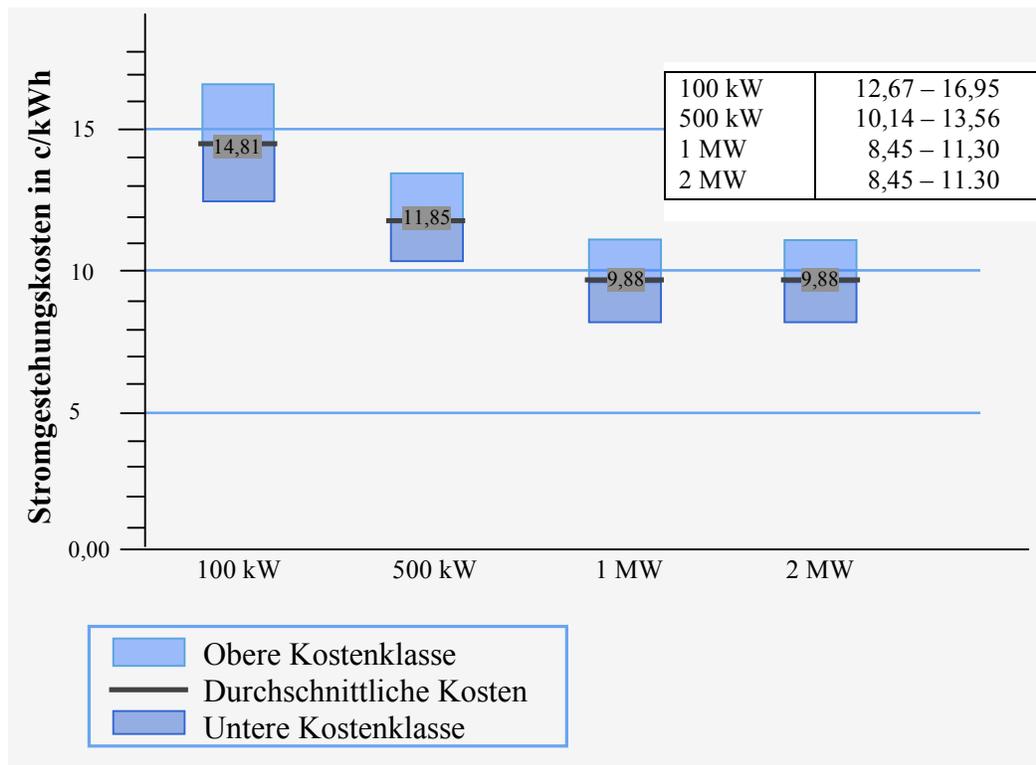
Tabelle 10: Parameter der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW

		Höhe der Leistungssteigerung			
<i>Parameter</i>	<i>Einheit</i>	<i>100 kW</i>	<i>500 kW</i>	<i>1 MW</i>	<i>2MW</i>
Kalkulatorischer Betrachtungszeitraum	Jahre	20	20	20	20
Lebensdauer	Jahre	40			
Zinssatz	%	7,2	7,2	7,2	7,2
Inflation	%	2			
Betriebskosten (in % zur Investition)	%	1,5 – 2,5 %			
Volllaststunden pro Jahr	h/a	5.000 – 6.000	5.000 – 6.000	5.000 – 6.000	5.000 – 6.000
Mittlere Investitionen für Erweiterung	€/kW	7.500	6.000	5.000	5.000

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 49f .

Die in Abbildung 21 dargestellten Stromgestehungskosten betreffen Leistungssteigerungen von 1 bis 3 % großer Anlagen über 5 MW. Dabei wurden Erweiterungen von Wasserkraftanlagen über 5 MW herangezogen und eine Leistungssteigerung von 100 kW bis 2 MW berücksichtigt. Die Erhöhung um 100 kW erzeugt dabei durchschnittliche Stromgestehungskosten von 14,81 c/kWh und sinken auf 9,88 c/kWh bei 2 MW (Dumont und Keuneke 2011, S. 49f).

Abbildung 21: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW, bezogen auf die zusätzliche Leistungssteigerung



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dumont und Keuneke 2011, S. 58.

Eine entsprechende Steigerung über diese Größenordnung hinaus erfordert in der Regel umfassendere Maßnahmen. Für diese größeren Zuwächse wären neue Turbinen, neue Generatoren und umfassende wasserbauliche Maßnahmen nötig. Allerdings kann man davon ausgehen, dass sich die Stromgestehungskosten für große Erweiterungen und für den Neubau entsprechend annähern (Dumont und Keuneke 2011, S. 55).

Insgesamt betrachtet liegen bei einer typischen Auslastung von 4.000 bis 5.000 Volllaststunden pro Jahr die Stromgestehungskosten großer Anlagen (über 2 MW) bei Investitionskosten von 2.000 bis 4.000 €/kW zwischen 4,5 bis 10 c/kWh und bei kleineren bis kleinsten Anlagen zwischen 11 und 27 c/kWh. Für modernisierte oder reaktivierte bestehende Anlagen können für die gesamte Anlage 2,5 bis 7 c/kWh erreicht werden (Dürschmidt et al 2011, S. 128f).

4.3 Meeresenergie

Aus europäischer Sicht sollte in Bezug auf die Meeresenergie der Fokus auf Wellen, Gezeiten und Osmose Kraftwerke gelegt werden, da sich das Potential der Meeresströmung und der thermischen Nutzung sehr limitiert darstellt. Dabei handelt es sich bei der Meeresströmung um charakteristische Strömungsbewegungen der Weltmeere, die durch den Wind oder die Wasserdichte entstehen. Im Vergleich zur Gezeitenströmung fließt die Meeresströmung nur in eine Richtung und die Fließgeschwindigkeit ist sehr viel niedriger. Dies führt auch zu teureren Elektrizitätskosten, die durch die Meeresströmung erzeugt werden können (Nielsen 2012, S. 7ff).

Die thermische Nutzung bedient sich der Differenz, der durch die Sonnenstrahlen erwärmten Wasseroberfläche zur immer konstant bleibenden Wassertemperatur in großer Meerestiefe, um Strom zu erzeugen. Beträgt die Differenz mindestens 18 bis 20 Grad Celsius, so kann mittels Wärmetauschern Elektrizität erzeugt werden. Besonders in den USA wird an Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Kraftwerken geforscht, allerdings befindet sich die Forschung noch im Entwicklungsstadium (Dürschmidt et al 2011, S. 134).

Osmose Kraftwerke

Der Unterschied des Salzgehalts zwischen Süßwasser aus Flüssen und Salzwasser aus dem Meer wird bei Osmose Kraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität genutzt. Zwei Verfahren haben sich hier zur Erprobung herauskristallisiert. Beim Pressure Retarded Osmosis (PRO) Verfahren strömt das Süßwasser durch eine Membran, der dabei entstehende Druckunterschied kann zum Antrieb einer Turbine genutzt werden. Dagegen wird beim Reversed Electro Dialysis (RED) Verfahren das unterschiedliche chemische Potential von Süß- und Salzwasser genutzt (Huckerby et al 2012, S. 512f).

In Dänemark befindet sich eine Versuchsanlage des RED-Verfahrens in der Entwicklungsphase und in Norwegen wurde bereits ein 10 kW Prototyp des PRO-Verfahrens fertig gestellt. Bislang stellen die Kosten der Membran eine große Hürde dieser Kraftwerksart dar, allerdings wird mit zukünftigen Forschungsergebnissen eine kommerzielle Nutzung erwartet (Nielsen 2012, S. 57).

Werden mögliche Kraftwerkskonzepte basierend auf Erfahrungswerte abgeschätzt und die Methode sowie der Umfang von Vorbehandlungsprozessen je nach Betriebslösungen unterschieden, so ergeben sich folgende vier plausible Varianten mit unterschiedlichen Stromgestehungskosten für mögliche Osmose Kraftwerke (Stenzel 2012, S. 100ff).

Tabelle 11: Parameter und Stromgestehungskosten alternativer Osmose Kraftwerke

<i>Parameter</i>	<i>Einheit</i>	<i>Variante 1</i>	<i>Variante 2</i>	<i>Variante 3</i>	<i>Variante 4</i>
Spezifische Anlagenkosten	€/kW	94.584	224.833	50.000	83.325
Betriebskosten	€/a	1.906.402	2.589.365	785.939	1.072.771
Turbinenleistung	MW	0,73	0,73	0,73	0,73
Nettoleistung	MW	0,39	0,18	0,46	0,39
Erzeugte Strommenge	kWh/a	3.099.732	1.459.897	3.671.162	3.099.732
Stromgestehungskosten	€/kWh	1,73	4,62	0,9	1,31

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Stenzel 2012, S. 100ff.

Die niedrigen Stromgestehungskosten der Variante 3 resultieren aus der Reduktion der Vorbehandlung, den niedrigen Gesamtkosten und der hohen Nettoleistung. Trotz gleicher Nettoleistungen schneidet Variante 4, aufgrund niedrigerer Anlagenkosten, besser als Variante 1 ab. Die niedrige Nettoleistung von Variante 2 resultiert aus Druckverlusten bei den Membranmodulen, dies führt zu sehr hohen Stromgestehungskosten. Obwohl die Stromgestehungskosten der Variante 3 am niedrigsten sind, ist die Reinigungsleistung der Variante 4 als wesentlich besser eingestuft, so dass ein Anlagenbetrieb mit einer gleichbleibend guten Filterwasserqualität möglich ist. So ist bei hoher Membrananforderung an die Reinheit die Variante 4 vorzuziehen. Aufgrund der Kostenstrukturen ist von einer Kraftwerkskonfiguration auf Basis der letzten beiden Varianten auszugehen, außerdem scheinen weitere Kostensenkungen realisierbar. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es sich bei Osmose Kraftwerken um eine stark standortsensitive Technik handelt. Somit werden die Stromgestehungskosten besonders von lokalen Bedingungen beeinflusst (Stenzel 2012, S. 74ff).

4.4 Gezeitenkraftwerke

Durch die gut vorhersehbaren Hoch- und Niedrigstände des Wassers, welche durch die Sonne-Mond-Erdkonstellationen sowie die Erdrotation ausgelöst werden, bietet sich die Möglichkeit über Tidenhubkraftwerke Elektrizität zu erzeugen (Nielsen 2012, S. 54).

Dabei wird bei Tidenhubkraftwerken der Anstieg und der Abfall des Wassers in Mündungen und

Buchten genützt, wobei eine große Höhendifferenz einen entscheidenden Faktor für die Attraktivität eines Standortes darstellt. Die verwendete Technik ist dabei bereits gut entwickelt, und es werden 1.800 bis 3.000 Volllaststunden im Jahr erzielt (Tzimas et al 2011, S. 42).

Am besten lässt sich die Technik mit traditionellen Wasserkraftwerken in Staudämmen vergleichen. Dabei werden an geeigneten Stellen Dämme zwischen Meer und Land gebaut, durch darin befindliche Turbinen kann mittels des an- und absteigenden Wassers Elektrizität erzeugt werden (Dürschmidt et al 2011, S. 133).

Eines der bekanntesten Gezeitenkraftwerke dieser Art befindet sich in La Rance in Frankreich. Diese Anlage weist eine Leistung von 240 MW auf und befindet sich seit 1965 in Betrieb (Nielsen 2012, S. 54). Dieses Kraftwerk erbringt eine jährliche Leistung von 540 GWh und verursachte Konstruktionskosten von etwa 95 Millionen Euro (Laleu 2009).

Eine weitere große Anlage befindet sich mit 250 MW in Korea. In Kanada und in Großbritannien befinden sich Anlagen in der Konstruktionsphase (Nielsen 2012, S. 54).

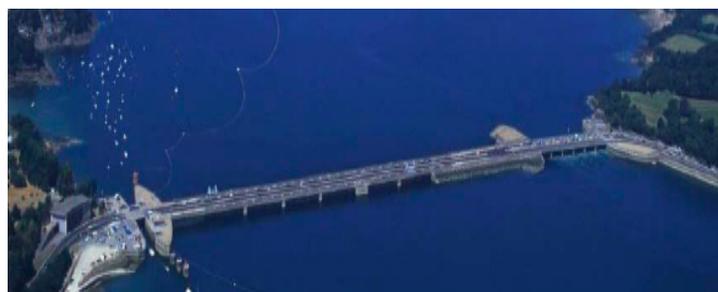
Besonders Großbritannien bietet einige gute Standorte von bis zu zehn Meter Tidenhub, aber auch die bis zu drei Meter an der deutschen Nordseeküste bieten Potential. Weltweit gibt es etwa 100 geeignete Standorte, allerdings gilt es hier, die beträchtlichen Beeinträchtigungen der Flora und Fauna sowie der Schifffahrt zu berücksichtigen (Dürschmidt et al 2011, S. 133).

Bild 15: Gezeitenkraftwerk
(Funktionsweise)



Quelle: Dürschmidt
et al 2011, S. 130.

Bild 16: Gezeitenkraftwerk 240 MW in La Rance
(Frankreich)



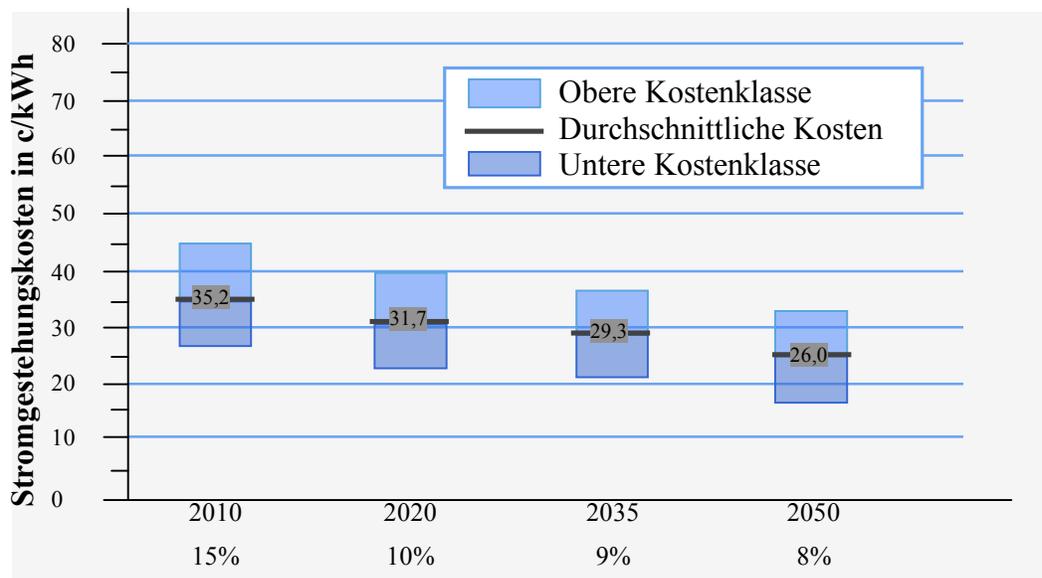
Quelle: Laleu 2009.

4.5 Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken

Die größten europäischen Ressourcen dieser Energiequelle befinden sich in Großbritannien. Da sich diese Technologie bereits in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium befindet, sind die Kosten recht gut abzuschätzen und befinden sich bei 3,2 Millionen €/MW Investitionskosten und laufenden Kosten von 40.600 €/MW/a. Anhand von Forschungsergebnissen wird erwartet, dass eine Erhöhung der Gesamtkosten um 17 % die Gestehungskosten um 33 % ansteigen lässt, wobei eine Reduktion der Gesamtkosten um 21 % auch die Gestehungskosten um 35 % reduzieren würde. Momentan ergeben sich damit niedrigere Kosten für die Tidenhubkraftwerke als für Strömungs- oder Wellenkraftwerke. Aus Abbildung 22 wird jedoch ersichtlich, dass es sich langfristig um eine kostenintensive Technologie handelt. Speziell das ausgeschöpfte Lernpotential und die limitierten Standorte für einen Ausbau dieser Technologie zeigen, dass diese Kraftwerke langfristig nicht mit anderen Technologien mithalten können (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 16ff).

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wurde eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen und dem Entwicklungsstand entsprechende Zinssätze unterstellt, die im Laufe der Zeit infolge des geminderten Risikos abnehmen. Diese sind in den folgenden Abbildungen jeweils auf der Zeitachse zu finden (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 2ff).

Abbildung 22: Stromgestehungskosten von Gezeitenkraftwerken



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Carbon Trust S. 14; Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 16ff.

4.6 Strömungskraftwerke

Die unterschiedlichen Ursachen für die Meeresströmung wie der Wind, die Gezeiten oder der Dichteunterschied aufgrund unterschiedlicher Wassertemperaturen und verschiedener Salzgehalte führen zur Wasserbewegung, die mittels Rotoren zur Elektrizitätserzeugung herangezogen werden können. Diese Technologie profitiert auch durch die intensive Entwicklung der Windkraft, da diese sehr ähnlich funktioniert. Jedoch transportiert das Wasser mehr Bewegungsenergie und Strömungskraftwerke funktionieren dadurch bereits bei langsamer Strömung. Speziell bei trichterförmigen Meeresengen oder zwischen Inseln sind die Strömungsgeschwindigkeiten besonders vorteilhaft für den Einsatz von Strömungskraftwerken (Dürschmidt et al 2011, S. 132). Mittlerweile haben sich unterschiedliche Kraftwerksarten entwickelt, dabei stellt die geläufigste Form eine Art Unterwasserwindmühle dar (Tzimas et al 2011, S. 42). Die nachfolgende Abbildung zeigt die 1,2 MW Anlage vor Strangford, die 2009 in Betrieb genommen wurde (Nielsen 2012, S. 15).

Bild 17: Strömungskraftwerk Seagen 1,2 MW
bei Strangford (Nordirland)



Quelle: Nielsen 2012, S. 15.

4.7 Stromgestehungskosten von Strömungskraftwerken

In Europa wird speziell die starke Strömung an den Atlantikküsten zur Stromerzeugung genutzt. Abermals kann besonders Großbritannien durch die vorteilhafte Lage die Strömungsenergie hervorragend in Angriff nehmen (Zervos et al 2011, S. 20).

Um in diesem Bereich aussagekräftige Stromgestehungskosten zu gewährleisten, ist es wichtig, zwischen flachem Wasser (bis 50 m) und tiefem Wasser (tiefer als 50 m) zu unterscheiden. Hier-

bei ist festzuhalten, dass die Technologie im Wesentlichen die gleiche ist, jedoch lässt sich die Technologie in flachem Wasser kurzfristig schneller und einfacher entwickeln. Zum heutigen Stand sind zahlreiche Prototypen zur Strömungsenergie im Einsatz. Dies erklärt auch die enormen Abweichungen von den durchschnittlichen Kosten. Des Weiteren wird mit einer Erprobungsphase in flachem Wasser bis 2015 und in tiefem Wasser bis 2018 gerechnet (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 16ff).

Die durchschnittlichen Kosten einer mittleren Entwicklung der Technologie werden in Tabelle 12 für flaches Wasser und in Tabelle 13 für tiefes Wasser dargestellt.

Tabelle 12: Mittlere Kosten der Strömungskraftwerke in flachem Wasser in den entsprechenden Umsetzungsphasen

		<i>Prototypen Phase</i>	<i>Erprobungs- phase</i>	<i>Kommerzielle Phase</i>
Investitionskosten	€/kW	12.704	4.871	3.655
Laufende Kosten	€/kW/a	536	352	170

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 24.

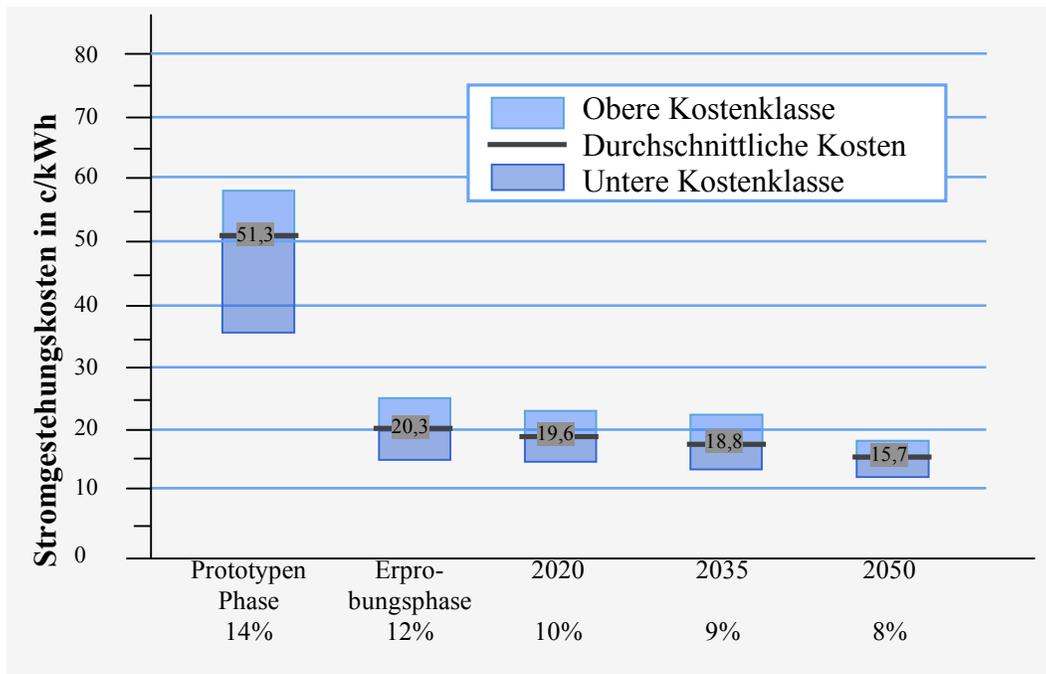
Tabelle 13: Mittlere Kosten der Strömungskraftwerke in tiefem Wasser in den entsprechenden Umsetzungsphasen

		<i>Prototypen Phase</i>	<i>Erprobungs- phase</i>	<i>Kommerzielle Phase</i>
Investitionskosten	€/kW	9.784	3.927	3.768
Laufende Kosten	€/kW/a	358	178	137

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 24.

Nachfolgend werden in Abbildung 23 die Strömungskraftwerke in flachem Wasser präsentiert. Nach der Prototypen-Phase ist eine deutliche Reduktion der Kosten ersichtlich. Danach sinken die Stromgestehungskosten nur langsam bis knapp unter die 0,20 €/kWh Marke und erreichen 0,157 €/kWh im Jahr 2050 (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 24).

Abbildung 23: Stromgestehungskosten von Strömungskraftwerken in flachem Wasser

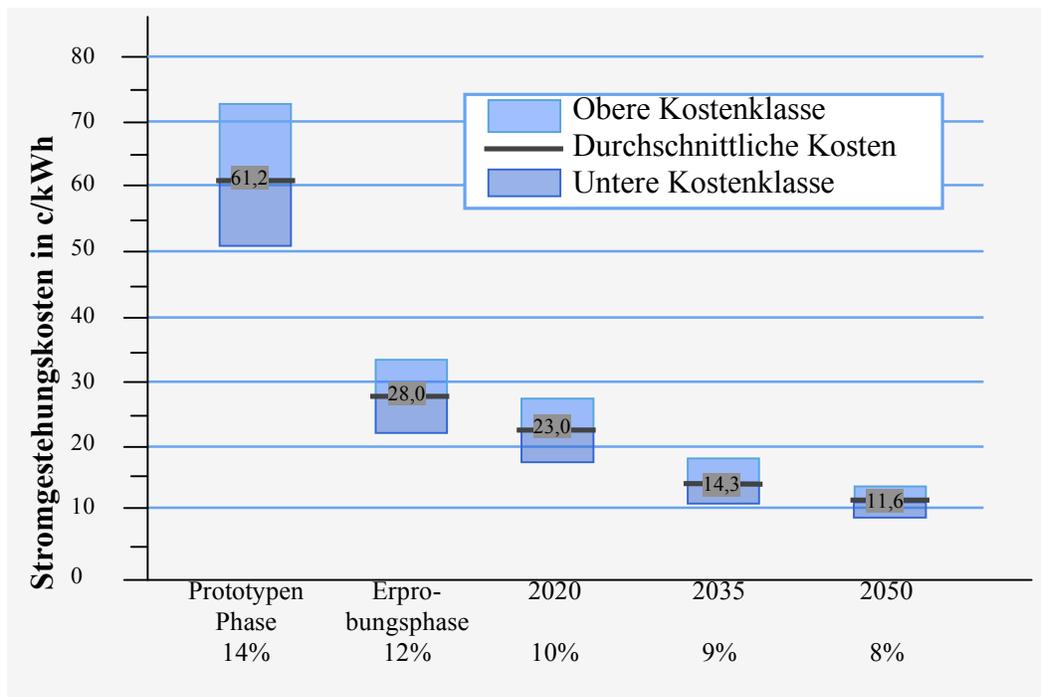


Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 26.

Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass sich die Technologie im flachen Wasser früher entwickelt und der spätere Einsatz in tieferen Gewässern durch die entsprechenden Lerneffekte profitiert. Dies zeigt sich anhand der niedrigeren Kosten, die veranschlagt werden.

Nach den relativ hohen Anfangskosten wird durch die hohen Lerneffekte, durch technische Optimierungen und die höhere Auslastung bereits im Jahr 2030 mit besseren Werten als bei Anlagen in flachem Wasser zu rechnen sein (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 16ff). Ein Überblick der Stromgestehungskosten in tiefem Wasser wird in Abbildung 24 präsentiert.

Abbildung 24: Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken in tiefem Wasser



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 26.

Insgesamt betrachtet liegen die momentanen Stromgestehungskosten noch recht hoch, wie es sich aus den Abbildungen 24 und 25 entnehmen lässt. Jedoch wird damit gerechnet, dass es bereits in diesem Jahrzehnt zu enormen Kostenreduktionen durch den zielstrebig globalen Ausbau und die starken Lerneffekte kommen wird (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 21ff).

4.8 Wellenenergie

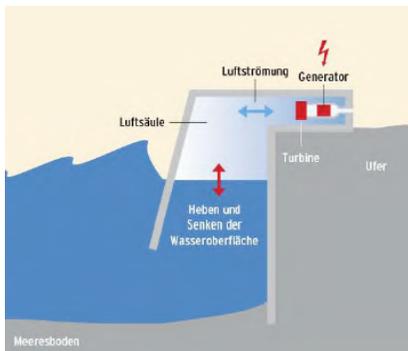
Die Wellenenergie entsteht vor allem durch den Wind. Dabei wird neben der kinetischen Energie, also den bewegten Wasserteilchen, auch Lageenergie, die Hebung und Senkung des Wassers nutzbar. Besonders gute Bedingungen herrschen im so genannten Westwindgürtel, zwischen 40 und 60 Grad nördlicher und südlicher Breite. In Europa eignen sich daher die Westküsten des Atlantiks und der Nordsee zur Nutzung der Wellenenergie (Dürschmidt et al 2011, S. 130). Im Laufe der Zeit haben sich viele unterschiedliche Methoden herauskristallisiert, auf die bewährtesten wird nachfolgend näher eingegangen.

Oscillating Water Collumns

Eines der ausgereiftesten Konzepte stellen Oscillating Water Collumns (OWC) dar. Dabei wird durch die Wellenbewegung die Luft in einem teilweise unter Wasser befindlichen Hohlkörper hinauf und hinunter gedrückt. Diese Kompression und Dekompression treibt eine Turbine am Ende der Luftsäule an (Tzimas et al 2011, S. 41).

In Spanien ging im Sommer 2011 ein OWC Kraftwerk mit 16 Wellsturbinen, die 300 kW Gesamtleistung erbringen, in den kommerziellen Betrieb (Dürschmidt et al 2011, S. 131).

Bild 18: OWC Kraftwerk
(Funktionsweise)



Quelle: Dürschmidt
et al 2011, S. 132.

Bild 19: OWC Kraftwerk in Mutriku (Spanien)



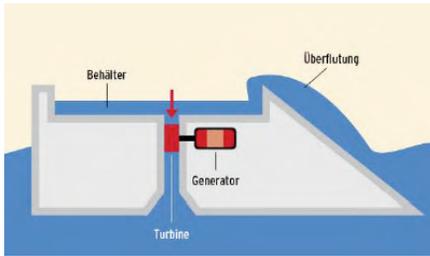
Quelle: Nielsen 2012, S. 32.

Overtopping devices

Ebenfalls fallen darunter die so genannten overtopping devices. Dabei füllen die Wellen ein Becken auf, das sich über der Meeresoberfläche befindet, und das abfließende Wasser wird über eine hydraulische Turbine zur Elektrizitätserzeugung genutzt (Huckerby et al 2012, S. 509).

Der Testversuch in Dänemark startete im Jahr 2003 mit einer 20 kW Anlage, die 237 Tonnen schwer, 58 Meter breit und 33 Meter lang war. Die starke Eisbildung im Winter 2010 beendete den Test. Weitere Forschungsmittel sind im Jahr 2011 für die Entwicklung eines verbesserten Designs und einer effizienteren Netzanbindung einer neuen 1,5 MW Anlage beschlossen worden (Nielsen 2012, S. 32).

Bild 20: Overtopping device
(Funktionsweise)



Quelle: Dürrschmidt
et al 2011, S. 132.

Bild 21: Overtopping device in Nissum Bredning
(Dänemark)



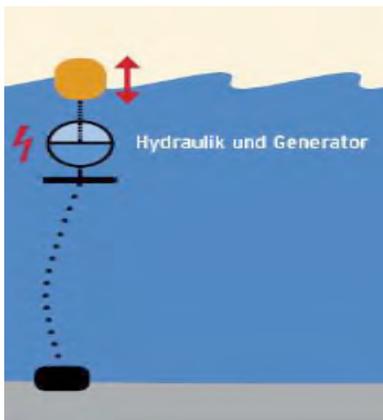
Quelle: Nielsen 2012, S. 32.

Strom-Boje

Diese Methode bietet die Möglichkeit über eine Boje, die am Meeresgrund befestigt ist, das Heben und Senken der Meeresoberfläche über einen Generator in elektrische Energie umzuwandeln (Huckerby et al 2012, S. 509).

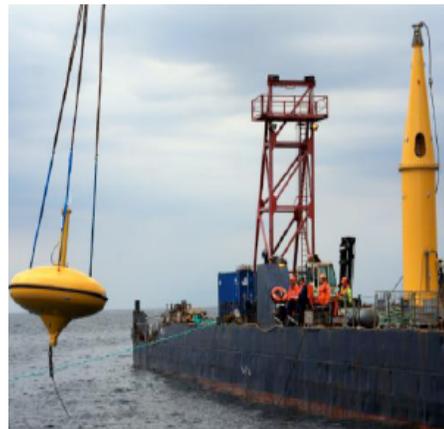
Bereits in den 1970er Jahren fanden Tests der ersten Strombojen in Schweden statt. 40 Jahre danach wird an diesem Konzept weiter geforscht (Nielsen 2012, S. 32).

Bild 22: Stromboje (Funktionsweise)



Quelle: Dürrschmidt et al 2011, S. 133.

Bild 23: Stromboje 30 kW in Schweden



Quelle: Nielsen 2012, S. 32.

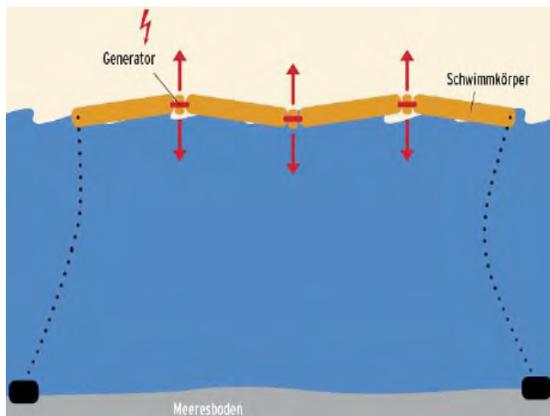
Pitching devices

Bereits seit Ende der 1990er Jahren wird an der Optimierung der pitching devices gearbeitet (Dürrschmidt et al 2011, S. 131). Dabei handelt es sich um miteinander verbundene Schwimmkörper, durch die Bewegungen zwischen diesen Schwimmkörpern wird eine Flüssigkeit in hyd-

raulische Motoren gepumpt und somit Elektrizität erzeugt (European Renewable Energy Council 2012, S. 197).

Diese Methode wird an zahlreichen Küsten Europas erfolgreich erforscht, besonders an den Küsten Schottlands, Englands, Dänemarks und Portugals werden Anlagen bis zu 750 kW erprobt (Nielsen 2012, S. 8ff).

Bild 24: Schwimmkörper (Funktionsweise)



Quelle: Dürrschmidt et al 2011, S. 133.

Bild 25: Schwimmkörper 750 kW an den Orkney Inseln (Großbritannien)



Quelle: Nielsen 2012, S. 31.

Dies sind nur einige der bekanntesten Methoden zur Nutzung der Wellenenergie, zahlreiche Umsetzungen und neue Forschungsprojekte der Wellenenergie stellen einen generellen Ausbau dieser Techniken dar, speziell Dänemark, Frankreich, Irland, Portugal, Spanien und Großbritannien sind in Europa an der Forschungsarbeit beteiligt (Olivares et al 2011, S. 48ff).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Gezeitenkraftwerke die Reifephase erreicht haben, allerdings liegt eine limitierte Anwendbarkeit sowohl in Europa als auch weltweit vor (Tzimas et al 2011, S. 42). Weitere Forschungsarbeiten in diesem Bereich sollten sich mit dem enormen Umwelteinfluss beschäftigen (Nielsen 2012, S. 5).

Die Nutzung der Wellen- und Strömungsenergie hat sich bereits gut entwickelt und ist nahe an der kommerziellen Umsetzung, wobei es allerdings große Unterschiede zwischen den einzelnen Methoden gibt (Tzimas et al 2011, S. 42).

In den nächsten Jahren liegt die Hauptaufgabe der Wellen- und Strömungsenergie beim Begutachten und Validieren der unterschiedlichen Konzepte, um die verlässlichsten und effektivsten Lösungen weiterentwickeln zu können. Dabei sollten die Lerneffekte aus den vielen Feldtests in die Forschung einfließen und die verbesserten Konzepte, Materialien und Komponenten zu Zweit- und Drittgenerationen von Anlagen führen (Nielsen 2012, S. 5).

4.9 Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken

Die zu Grunde liegenden Daten für die Berechnung der Stromgestehungskosten stammen aus Großbritannien, einem der führenden Länder in dieser Technologie. Die durchschnittlichen Kosten in einer mittleren Entwicklung der Technologie in den jeweiligen Entwicklungsstadien werden in Tabelle 14 dargestellt. Sobald die ersten 10 MW Projekte realisiert werden, beginnt die Erprobungsphase, mit der zwischen 2014 – 2016 gerechnet wird. Die sinkenden Stromgestehungskosten sind vor allem auf die erwarteten Lerneffekte, die sinkenden Kosten durch die Optimierung und Selektion der effektivsten Projekte zu erwarten. Dabei werden konstante Lernraten angenommen, welche allerdings in der Realität sprunghaft erwartet werden und sobald sich die Technologie der Reifephase nähert, werden sie sich verlangsamen oder sogar vollkommen auf null sinken (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 2ff).

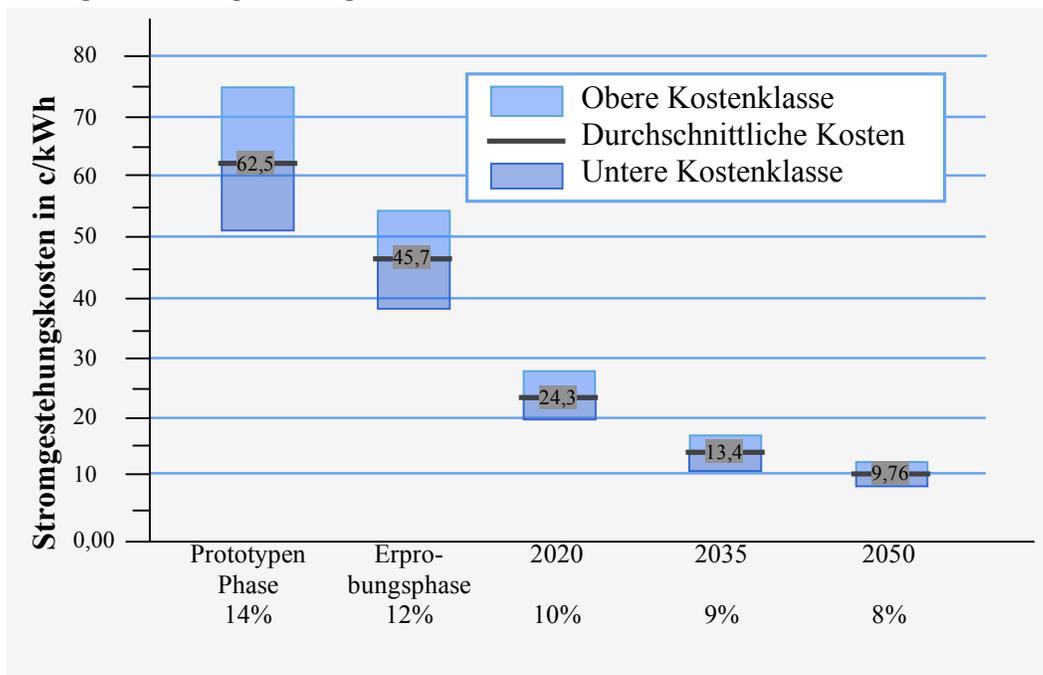
Tabelle 14: Mittlere Kosten der Wellenkraftwerke in den entsprechenden Umsetzungsphasen

		<i>Prototypen Phase</i>	<i>Erprobungsphase</i>	<i>Kommerzielle Phase</i>
Investitionskosten	€/kW	8.677	5.903	4.045
Laufende Kosten	€/kW/a	748	351	241

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 11.

Die resultierenden Stromgestehungskosten für Wellenkraftwerke werden anschließend in Abbildung 25 präsentiert. Auch für die Methoden der Wellenenergie wurde eine Projektlebensdauer von 20 Jahren unterstellt, und die entsprechenden Zinssätze werden auf der Zeitachse abgebildet (Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 2ff).

Abbildung 25: Stromgestehungskosten von Wellenkraftwerken



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ernst&Young und Black&Veatch 2010, S. 12.

4.10 Ausbau der Wasserenergie

Aufgrund der bereits weitgehenden Erschließung der Wasserkraft in Europa, wird nur noch mit einer leichten Erhöhung der Kapazität gerechnet und auch der Anteil von Gezeiten- und Wellenkraftwerken wird die 1 % Marke der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bis 2020 nicht überschreiten. Dennoch können unterschiedliche Entwicklungen in den nächsten Jahrzehnten auftreten, diese werden in den drei nachfolgenden Szenarien näher beschrieben. Ausgehend von den 364 TWh im Jahr 2010, die sich aufteilen in 296 TWh aus großen Wasserkraftanlagen, die über 10 MW Leistung aufweisen, 34 TWh aus Anlagen mit 1 bis 10 MW Leistung und 11 TWh aus kleinen Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW, werden die Szenarien in Abbildung 26 dargestellt² (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 48f).

Mittleres Szenario: Dieses geht von einem stabilen Verlauf der historischen Daten aus. Bis zum Jahr 2020 werden besonders kleinere Laufkraftwerke bis 10 MW, Gezeiten-, Wellen-, Meeresanlagen und speziell Pumpspeicher an Bedeutung gewinnen. Danach folgen alle Kraftwerke einem Wachstumsfaktor von einem Prozent, dies entspricht den NREAPs der EU-27 Länder. Demnach werden 402 TWh im Jahr 2020 erwartet und weitere 10 Jahre später sogar 444 TWh, die durch Wasserkraft gewonnen werden (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 40; Conti et al 2011, S. 91).

Optimistisches Szenario: Aufgrund der zahlreichen Modernisierungen, Effizienzsteigerungen und Anreizsetzungen in den jeweiligen Ländern wird in diesem Szenario mit einem verstärkten Wachstum der Leistung bis 2020 gerechnet, dabei wird eine jährliche Wachstumsrate von 1,4 % herangezogen (Zervos et al 2011, S.19).

Speziell Südeuropa und die Türkei bieten nach wie vor großes Potential für neue Kraftwerke (Vahrenholt und Gassner 2012, S. 46).

Des Weiteren wird mit einem Ausbau des kombinierten Einsatzes von Windenergie und Pumpspeicherkraftwerken gerechnet, dabei kann die Windenergie zum Betrieb der Pumpe, die das Wasser wieder ins obere Becken des Speicherkraftwerkes befördert, dienen (Wagner 2011, S. 217).

Somit könnten im Jahr 2020 etwa 419 TWh aus der Wasserkraft gewonnen werden. Danach wird eine Reduktion des Wachstums angenommen, da die zahlreichen Modernisierungen einen Abschluss finden werden. Dies würde einer Wachstumsrate von 1,2 % bis zum Jahr 2030 entspre-

² Große europäische Wasserkraftkapazitäten befinden sich auch in Norwegen, mit etwa 30 GW, und in der Schweiz, mit über 15 GW. Da diese beiden Länder aber keine Mitglieder der EU sind, werden sie für die Berechnung nicht weiter berücksichtigt (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 22).

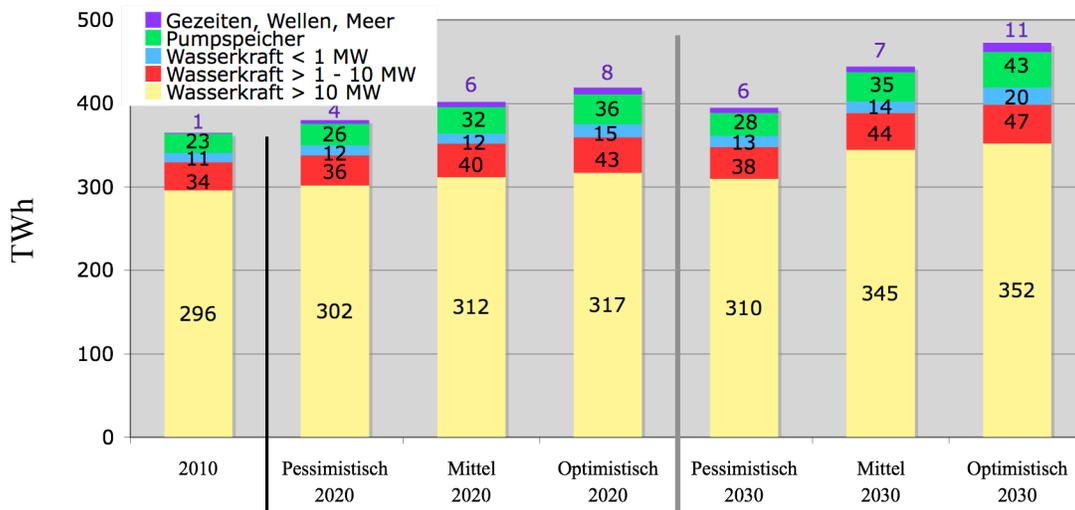
chen und eine Gesamtleistung der Wasserkraft von 473 TWh bedeuten (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 40ff; Conti et al 2011, S. 85ff).

Pessimistisches Szenario: Hierbei wird auf die Schwierigkeit der Realisierung neuer Lauf- oder Speicherkraftwerke besonders in Westeuropa eingegangen. Speziell die Akzeptanz großer Kraftwerke bei der Bevölkerung und die wirtschaftliche Realisierung der teuren Anlagenbauten werden dabei berücksichtigt (Vahrenholt und Gassner 2012, S. 46).

In diesem Szenario wird dadurch ein Wachstum von lediglich 0,4 % pro Jahr unterstellt. Dies führt zu 380 TWh im Jahr 2020 und zu 396 TWh im Jahr 2030 (Böhme et al 2011, S. 70).

Eine genaue Übersicht der Szenarien, aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstypen, wird in Abbildung 26 dargestellt.

Abbildung 26: Wachstumsszenarien der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft in der EU bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ruska und Kiviluoma 2011, S. 42.

Der Anteil der Wasserkraftwerke in Europa hat sich seit 1971 um 7 % reduziert und lag 2010 bei etwa 10 % des Gesamtelektrizitätsbedarfs. Natürlich stieg die Kapazität der Wasserkraft an, allerdings kamen viele neue Energiequellen, wie etwa die Kernenergie, hinzu. Die Zielsetzung der EU in Bezug auf die Wasserkraftwerke sieht eine Steigerung auf 370,3 TWh aus 136 GW installierter Kapazität bis zum Jahr 2020 vor, dies wäre ein Anteil am Gesamtbedarf von 10,5 % (Wilkes et al 2011, S. 11ff).

Bis Mitte des Jahres 2011 lagen in Österreich rund 182 Förderanträge für den Neubau von Anlagen und 74 Förderanträge zur Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW sowie 4

Anträge für die Förderung von neuen mittleren Wasserkraftwerken unter 20 MW vor. Obwohl diese Anlagen nicht alle in den nächsten Jahren umgesetzt werden, weist dies auf ein weiteres Ausbaupotential der Wasserkraft in Österreich hin. Im Jahr 2010 konnten große Wasserkraftwerke über 10 MW Leistung (exklusive Pumpspeicher) etwa 32 TWh und Kleinwasserkraftwerke unter 10 MW beinahe 5 TWh erzielen. Durch die Förderung mittels Investitionszuschüssen für kleine und mittlere Wasserkraft sowie für Einspeisetarife kleiner Wasserkraftwerke ist ein Anstieg der Projekte zu erwarten. Dabei erhalten Kraftwerke unter 500 kW maximal 30 % der Investitionskosten bzw. maximal 1.500 Euro pro kW, bis 2 MW höchstens 20 % bzw. 1000 Euro pro kW und Anlagen bis 10 MW erhalten maximal 10 % bzw. 400 Euro pro kW ausbezahlt. Mittlere Kraftwerke bis 20 MW erhalten höchstens 10 % der Investitionskosten bzw. 400 Euro pro kWh sowie maximal 6 Mio. Euro pro Anlage als Investitionszuschuss (Proidl et al 2011, S. 27ff). Österreichs reichhaltiges Potential für Wasserkraft ermöglicht einen geplanten Ausbau auf 42,1 TWh bis zum Jahr 2020, dies stellt einen der höchsten Anteile der Wasserkraft in der gesamten EU dar (Wilkes et al 2011, S. 45).

5 Wasserstoff

Bereits seit längerer Zeit wird Wasserstoff als entscheidender Energieträger der Zukunft bezeichnet (Norskov und Christensen 2006, S. 1322).

Viel Aufmerksamkeit gewinnt der Wasserstoff als saubere Alternative zu den fossilen Brennstoffen. Allerdings werden nach wie vor über 90 % des Wasserstoffs aus diesen fossilen Brennstoffen erzeugt. Die europäischen Ziele streben jedoch eine Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energieträgern an, da dadurch keinerlei Schadstoffe die Umwelt belasten, die Ressourcen geschont werden und eine Energieunabhängigkeit Europas erreicht werden kann (Richter et al 2009, S. 36).

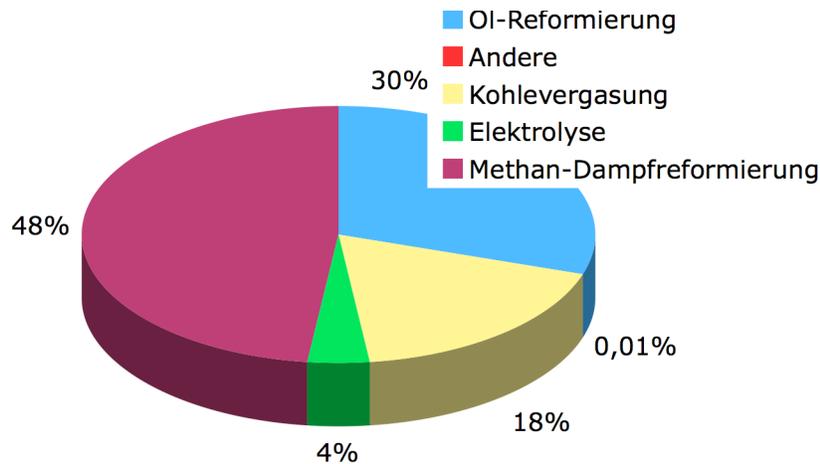
Dabei kann der Wasserstoff als Brennstoff zur Wärmeerzeugung genutzt werden, aus Elektrizität erzeugt und wiederum zu ihr gemacht werden, als Treibstoffersatz dienen sowie als Speichermedium dienen (Wurster et al 2010, S. 26).

Die Wasserstoffgewinnung gemeinsam mit der Brennstoffzelle sind Schlüsseltechnologien für den Verkehrssektor, da sie die gleiche Freiheit, Flexibilität und einfache Handhabung gewährleisten, die bereits durch Verbrennungsmotoren bekannt sind. Dabei hat speziell Wasserstoff in den nächsten Jahren und Jahrzehnten das Potential, große Mengen an erneuerbarer Energie für den Markt zur Verfügung zu stellen. Es wird damit gerechnet, dass Wasserstoff als Treibstoffersatz, speziell für lange Strecken von über 400 km, den Transportsektor und für öffentliche Busse in Frage kommt. Unterstützt durch Elektrofahrzeuge für kürzere Strecken bietet sich somit eine effektive Möglichkeit für den Verkehrssektor in Europa (Wurster et al 2010, S. 24).

Wasserstoff als Chemiebasisprodukt wird heute weltweit konventionell zu 96 % aus fossilen Energieträgern, wie Erdöl und Erdgas, hergestellt und nur 4 % der Wasserstoffproduktion wird mittels Elektrolyse (EL) auf Strombasis produziert (Höhlein und Grube 2011, S. 63).

In Abbildung 27 werden die industriell am häufigsten angewendeten Prozesse der Wasserstoffherzeugung dargestellt.

Abbildung 27: Prozesse zur Wasserstoffherzeugung



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Florin und Harris 2007, S. 207.

5.1 Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung

Die Prozesse zur Wasserstoffgewinnung bedienen sich einem Rohstoff, wie etwa Erdgas oder Wasser, aus dem Wasserstoff gewonnen werden kann. Dabei können die jeweiligen Praktiken in thermische (Reformierungen, Vergasung) und chemische (Elektrolyse) Methoden eingeteilt werden. Andere Methoden, wie biologische und photoelektrochemische, sind in der Erforschungsphase. Dabei hat bislang die Dampfreformierung einen Großteil der Wasserstoffproduktion ausgemacht. Zudem gewinnt auch die Möglichkeit über Biomasse Wasserstoff zu erzeugen immer mehr an Bedeutung (Tzimas et al 2011, S. 119).

Die zielführendste Vorgehensweise Wasserstoff herzustellen ist jedoch jene durch Elektrolyse. Dabei wird Wasser mittels Stromzufuhr in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Bei modernen Verfahren wird ein Wirkungsgrad von 70 % (bezogen auf den Heizwert) erreicht, dieser soll langfristig auf 80 % erhöht werden. Der somit gewonnene Wasserstoff kann in Verbrennungsmotoren, Gasturbinen oder speziellen Brennern verbrannt werden. Speziell für die zukünftige Nutzung von Wasserstoff ist die elektrochemische Umwandlung von Wasserstoff in Brennstoffzellen von Bedeutung. Dadurch wird die chemische Energie der Reaktion von Wasser-

stoff und Sauerstoff unmittelbar, effizient und emissionsfrei in elektrische Energie und Wärme umgewandelt. Durch die Erzeugung von Wasserstoff mittels erneuerbaren Energien wäre dieser nahezu unbegrenzt verfügbar. Dadurch ergibt sich die Prämisse, dass eine umfangreiche Wasserstoffwirtschaft nur auf Basis erneuerbarer Energien sinnvoll wäre. Werden allerdings attraktive Reichweiten und Kosten mit dem Elektroauto erreicht, so würde sich der Einsatz von Wasserstoff zumindest im Stadtverkehr als wenig vorteilhaft erweisen. Grund dafür ist der niedrigere Wirkungsgrad der Wanklungskette Strom – Wasserstoff – Strom – Kraft (Dürschmidt et al 2011, S. 68).

Die Elektrolyse stellt eine gut entwickelte Technologie dar, allerdings wird nach wie vor der Großteil des gewonnenen Wasserstoffs durch Elektrizität aus fossilen oder nuklearen Energieträgern gewonnen. Die Verbesserungen der Effizienz, Prozesse und Lebenszeit der Anlagen haben zur Kostenreduktionen und Verlässlichkeit der Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energieträgern beigetragen (Tzimas et al 2011, S. 119f).

Die Notwendigkeit die weltweiten Emissionen zu reduzieren und einen entsprechenden Ersatz für die fossilen Energiequellen zu erhalten, können durch einen zielstrebeigen Ausbau von nachhaltigen Energiequellen und Wasserstoff erreicht werden. Ein weiterer enormer Vorteil der Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrizität ist, dass er aus jeder Art von Primärenergie erzeugt werden kann und sich damit hervorragend für den Einsatz von nachhaltigen Energiequellen eignet. Demzufolge stellt die Methode der Elektrolyse, die lediglich Wasser und Elektrizität bedarf, eine nahezu perfekte Möglichkeit zur Gewinnung von Wasserstoff dar und wird aus diesem Grund im folgenden Kapitel näher behandelt (Wurster et al 2010, S. 7ff).

5.1.1 Methoden zur Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse

Relevante Verfahren für die Wasserelektrolyse sind die alkalische Elektrolyse (AEL) mit flüssigen basischen Elektrolyten, die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten und die Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (Smolinka et al 2011, S. 7).

Alkalische Elektrolyse

Bei der alkalischen Elektrolyse Methode handelt es sich um ein bewährtes und bereits verbessertes Verfahren. Dabei wird Wasser durch Zugabe von Kalilauge (KOH) leitfähig gemacht und in einer Elektrolysezelle mittels elektrischer Energie in H_2 (Wasserstoff) und O_2 (Sauerstoff) zer-

legt. Kalilauge wird durch die Lösung von Kaliumhydroxid in Wasser erzeugt und ist leicht verfügbar. Bereits durch eine geringe Zugabe wird die Leitfähigkeit des Wassers wesentlich verbessert und somit steigt auch der Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen (Rummich 2009, S. 41).

In Tabelle 15 werden die relevanten Spezifikationen für den Elektrizitätsbedarf der alkalischen Elektrolyse und deren Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten dargestellt.

Tabelle 15: Spezifikationen zur alkalischen Elektrolyse

<i>Spezifikation</i>	<i>Stand der Technik</i>	<i>Mittelfristig 5 – 10 Jahre</i>	<i>Langfristig 10 – 20 Jahre</i>
Lebensdauer inklusive Überholung	20 – 30	25 – 30	30
H ₂ -Produktionsrate	< 760 Nm ³ /h	< 1.000 Nm ³ /h	< 1.500 Nm ³ /h
Spezifischer Energieverbrauch	4,2 – 7,0 kWh/ Nm ³	4,4 – 6,0 kWh/ Nm ³	4,3 – 5,7 kWh/ Nm ³

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Smolinka et al 2011, S. 30f.

Auffallend ist, dass der spezifische Energieverbrauch für die H₂-Produktion mit größerer Modulkapazität zunächst abnimmt, allerdings können ab einer Größe von ca. 100 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) nur noch sehr geringe Energieeinsparungen erzielt werden. Grund dafür ist die Modulbauweise der Elektrolyseure. Das sind Anlagen, die mittels elektrischen Stroms eine chemische Reaktion durchführen. Dieser Vorgang wird als Elektrolyse bezeichnet. Des Weiteren kann man zwischen atmosphärisch betriebenen Elektrolyseuren und Druckelektrolyseuren, die bei kleineren Anlagen etwa 0,5 kWh/Nm³ mehr an Energie erfordern, unterscheiden. Allerdings nähert sich der Energieverbrauch von drucklosen und Druckelektrolyseuren bei großen Anlagen sehr stark an und spielt somit für die weitere Analyse eine untergeordnete Rolle (Smolinka et al 2011, S. 10f).

Saure Elektrolyse

Diese ist besonders unter dem Begriff der PEM-Elektrolyse (proton exchange membrane) bekannt, bei der eine Protonen leitende Membran verwendet wird (Eichseder und Klell 2012, S. 82).

Die Elektrolysezelle besteht dabei aus der Anode (Sauerstoffproduktion) und der Kathode (Wasserstoffproduktion), welche durch eine saure Protonenaustauschmembran voneinander getrennt sind. In Nischenanwendungen und im kleinen Leistungsbereich konnte sich dieses Verfahren gegenüber der alkalischen Elektrolyse, aufgrund des höheren Wirkungsgrades und den enormen Fortschritten in der Lebensdauer, durchsetzen (Smolinka et al 2011, S. 13ff).

Tabelle 16: Spezifikationen zur sauren Elektrolyse

Spezifikation	Stand der Technik	Mittelfristig 5-10 Jahre	Langfristig 10-20 Jahre
Lebensdauer inklusive Überholung	10 – 20	20 – 30	30
H ₂ -Produktionsrate	< 30 Nm ³ /h	< 120 Nm ³ /h	< 500 Nm ³ /h
Spezifischer Energieverbrauch	4,5 – 7,5 kWh/ Nm ³	4,3 – 5,5 kWh/ Nm ³	4,1 – 4,8 kWh/ Nm ³

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Smolinka et al 2011, S. 30f.

Die PEM-Elektrolyse hat einige Vorteile gegenüber der alkalischen Methode, wie größere Stromdichte und Effektivität bei niedrigeren Temperaturen, ein kompakteres Design, welches höheren Druck, bessere Ladungsbereiche, einen schnelleren Anlauf bei schwankendem Strominput und speziell eine größere Sicherheit und Verlässlichkeit aufweist, da sich keine ätzenden Elektrolyte in der Zelle befinden. Allerdings stellen die hohen Kosten der benötigten Elektrokatalysatoren ein enormes Problem für die PEM-Elektrolyse dar (Fuentes 2011, S. E5).

Bereits mittelfristig wird sich der Einsatzbereich der PEM-Elektrolyse erheblich ausweiten und sich langfristig in großen Leistungsbereichen etablieren. Allerdings müssen die bereits erreichten Leistungswerte und die erhöhte Lebensdauer aus Kleinanlagen kostengünstig in den energiewirtschaftlichen Sektor übertragen werden, um eine ernsthafte Alternative zur AEL-Methode darstellen zu können (Smolinka et al 2011, S. 38).

Hochtemperaturelektrolyse

Bei der Hochtemperaturelektrolyse (850-1.000 Grad Celsius) wird Wasserdampf an keramischen Elektroden gespaltet. Dieses Konzept ist auch als Hot-Elly bekannt. Verglichen mit der AEL- und der PEMEL-Methode ist die Hochtemperaturelektrolyse jedoch noch eine relativ neue Methode (Rummich 2009, S. 42).

Allerdings ist in den letzten Jahren das Interesse an der Hochtemperaturelektrolyse ständig gestiegen. Aufgrund der beschränkten Dynamik des Verfahrens, also dem An- und Abfahren des Systems, erscheinen die regenerativen Stromquellen aus technischer Sicht allerdings weniger gut als Grundlaststrom geeignet (Smolinka et al 2011, S. 15ff).

Molybdänsulfid als Katalysator

Forscher der ETH (Eidgenössische Technische Hochschule) Lausanne entdeckten im Jahr 2011 eine vereinfachte Art Wasserstoff herzustellen. Sie entdeckten einen kostengünstigeren Katalysator für die Beschleunigung des Elektrolyseprozesses, dabei handelt es sich um ein Molybdänsulfid. Dies soll sowohl für saures, neutrales und basisches Wasser funktionieren. Dieser Fund könnte dazu beitragen, dass Wasserstoff schneller als erhofft zu einem wichtigen alternativen Energieträger werden kann (Merki et al 2011, S. 1262ff).

5.1.2 Kosten des Elektrizitätseinsatzes pro Nm³ Wasserstoff

In diesem Abschnitt soll nun die Ermittlung der Elektrizitätskosten für einen Nm³ Wasserstoff, der durch die Elektrolysemethoden AEL und PEMEL entsteht, durchgeführt werden. Ausgehend von den Prognosen des Elektrizitätsbedarfs werden die zuvor untersuchten Stromgestehungskosten der jeweiligen Energieträger, Wasser, Sonne und Wind, für die Ermittlung herangezogen. Damit die resultierenden Werte vergleichbar sein können und die Übersichtlichkeit gewährleistet ist, wird mit den Durchschnittswerten der Stromgestehungskosten in den jeweiligen Zeitabschnitten gerechnet. Eine detaillierte Auflistung der Stromgestehungskosten der einzelnen untersuchten Methoden zur Energiegewinnung wird in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Stromgestehungskosten nach Energieträgern bis 2030, in €/kWh

<i>Energieträger</i>		2010	Ø	2015	Ø	2020	Ø	2030
Windenergie	<i>Volllast</i>							
Onshore	2000	0,08	0,0775	0,075	0,0725	0,07	0,0695	0,069
Offshore	3200	0,14	0,1375	0,135	0,1325	0,13	0,12	0,11
Sonnenenergie	<i>Volllast</i>							
PV	1300	0,13	0,12	0,11	0,1	0,09	0,085	0,08
PV	2000	0,115	0,105	0,095	0,0875	0,08	0,0725	0,065
CSP	2000	0,2	0,1875	0,175	0,1675	0,16	0,15	0,14
Wasserenergie								
Groß	> 2 MW	0,1			0,0725			0,045
Klein	< 2 MW	0,27			0,185			0,1
Modernisierung / Revitalisierung		0,07			0,0475			0,025
Meeresenergie								
Wellenkraft		0,625	0,541	0,457	0,35	0,243	0,1885	0,134
Strömungskraft	Flaches Wasser	0,513	0,358	0,208	0,1995	0,196	0,192	0,188
Strömungskraft	Tiefes Wasser	0,621	0,4505	0,28	0,255	0,23	0,1865	0,143

Quelle: Eigene Darstellung.

Nachfolgend wird der Elektrizitätsbedarf der AEL- und PEMEL-Methoden in Tabelle 18 dargestellt. Die Durchschnittswerte über die jeweiligen Zeitperioden dienen auch hier der Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit, da es sonst durch die zahlreichen Stromgestehungskosten der Energiequellen schnell zur überdimensionalen Darstellung der Kosten des Elektrizitätsbedarfs kommen würde.

Tabelle 18: Elektrizitätsbedarf der AEL- und PEMEL-Methoden

Elektrolysemethoden		2010-2015	2015-2020	2020-2030
AEL	kWh/ Nm ³	4,2 – 7,0	4,4 – 6,0	4,3 – 5,7
		Ø 5,6	Ø 5,2	Ø 4,75
PEMEL	kWh/ Nm ³	4,5 – 7,5	4,3 – 5,5	4,1 – 4,8
		Ø 6	Ø 4,9	Ø 4,45

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Smolinka et al 2011, S. 30f.

In Tabelle 19 wird der ermittelte Elektrizitätsbedarf der alkalischen Elektrolysemethode, aus Tabelle 18, mit den Stromgestehungskosten der jeweiligen nachhaltigen Energieträgern, aus Tabelle 17, zu den Gesamtkosten der Elektrizität für die Wasserstoffherzeugung von einem Nm³ zusammengefasst. Genauso wurden die Gesamtkosten für den Elektrizitätsbedarf der PEM Elektrolyse ermittelt, diese werden in Tabelle 20 präsentiert.

Um einen besseren Vergleich der unterschiedlichen Methoden zu ermöglichen, werden die Ergebnisse zusätzlich in den nachfolgenden Abbildungen 28, für die AEL-Methode, und 29, für die PEMEL-Methode, zusammengefasst.

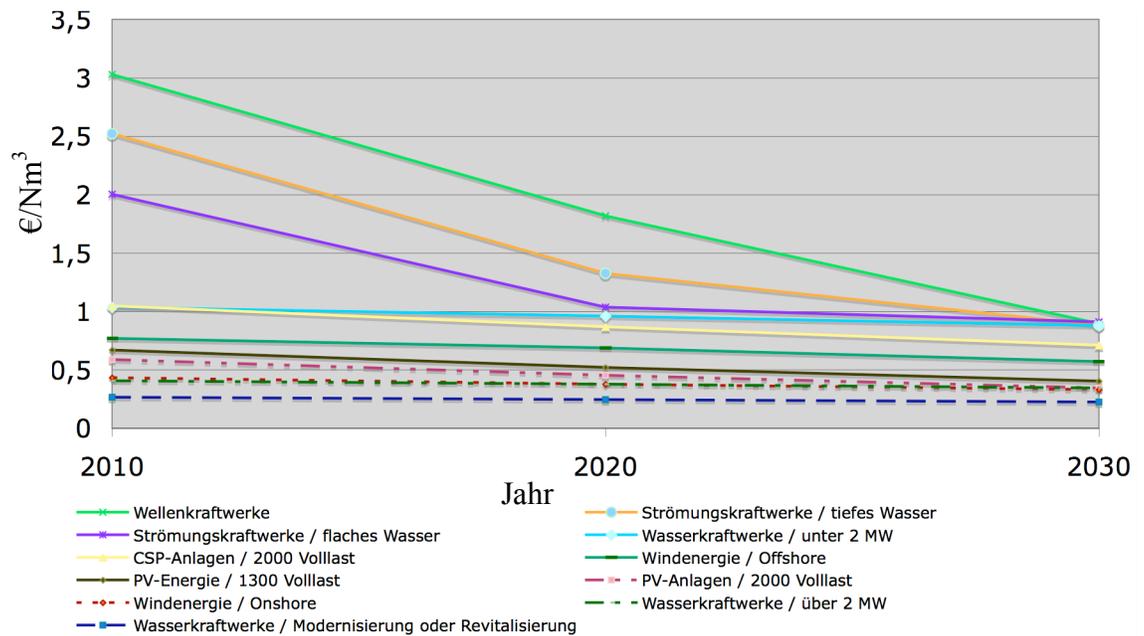
Tabelle 19: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der AEL-Methode für 1 Nm³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden in €/Nm³

Energieträger		2010-2015	2015-2020	2020-2030
Windenergie	<i>Volllast</i>			
Onshore	2000	0,434	0,377	0,3301
Offshore	3200	0,77	0,689	0,57
Sonnenenergie	<i>Volllast</i>			
PV	1300	0,672	0,52	0,4038
PV	2000	0,588	0,455	0,3444
CSP	2000	1,05	0,871	0,7125

Wasserenergie				
Groß	> 2 MW	0,406	0,377	0,3443
Klein	< 2 MW	1,3036	0,962	0,8788
Modernisierung / Revitalisierung		0,266	0,247	0,2256
Meeresenergie				
Wellenkraft		3,0296	1,82	0,8954
Strömungskraft	Flaches Wasser	2,0048	1,0374	0,912
Strömungskraft	Tiefes Wasser	2,5228	1,326	0,8859

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 28: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der AEL-Methode für 1 Nm³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden



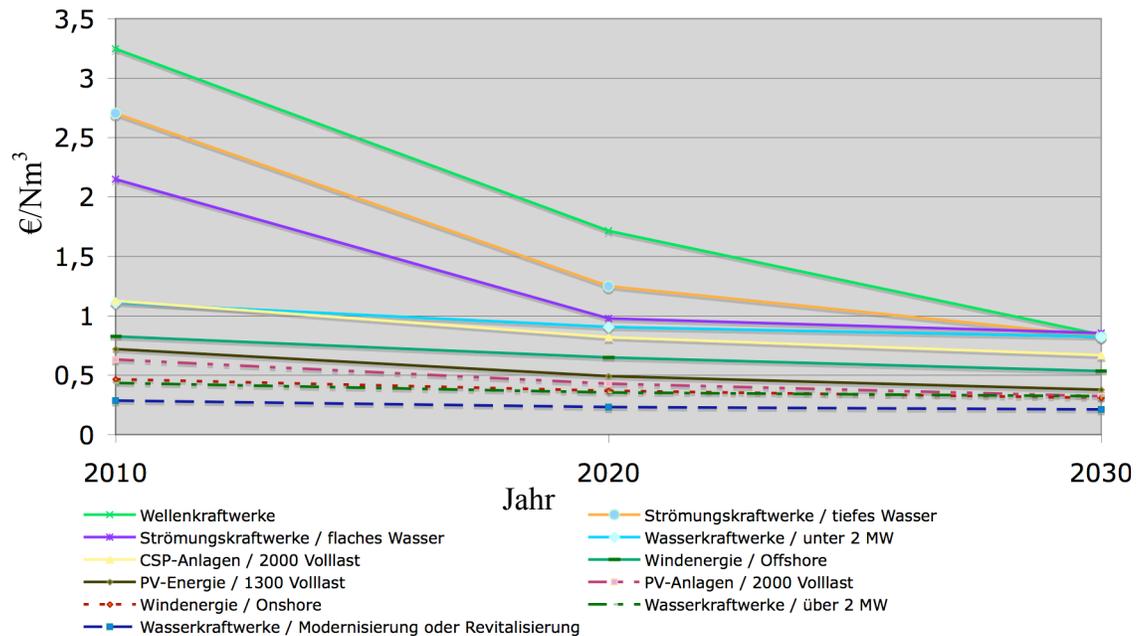
Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 20: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der PEMEL-Methode für 1 Nm³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden in €/Nm³

Energieträger		2010-2015	2015-2020	2020-2030
Windenergie	<i>Volllast</i>			
Onshore	2000	0,465	0,3675	0,3093
Offshore	3200	0,825	0,6493	0,534
Sonnenenergie				
	<i>Volllast</i>			
PV	1300	0,72	0,49	0,3783
PV	2000	0,63	0,4283	0,3226
CSP	2000	1,125	0,8203	0,6675
Wasserenergie				
Groß	> 2 MW	0,435	0,3553	0,3226
Klein	< 2 MW	1,11	0,9065	0,8233
Modernisierung / Revitalisierung		0,285	0,2328	0,2114
Meeresenergie				
Wellenkraft		3,246	1,715	0,8388
Strömungskraft	Flaches Wasser	2,148	0,9776	0,8544
Strömungskraft	Tiefes Wasser	2,703	1,2495	0,8299

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 29: Gesamtkosten des Elektrizitätsbedarfs der PEMEL-Methode für 1 Nm³ Wasserstoff, nach Erzeugungsmethoden



Quelle: Eigene Darstellung.

Durch eine genauere Betrachtung der Daten wird ersichtlich, dass die PEMEL-Methode bereits im Jahr 2030 geringere Elektrizitätsanforderungen haben wird und somit die Elektrizitätskosten der AEL-Methode, die im Durchschnitt bis zum Jahr 2020 geringe Elektrizitätsanforderungen aufweist, unterbieten wird.

Insgesamt betrachtet unterschreiten alle Methoden zur Elektrizitätserzeugung die 1 €/Nm³ Marke bis zum Jahr 2030. Dabei konnten die Wellenenergie sowie die Strömungsenergie am stärksten die Kosten reduzieren, dennoch bleiben sie gemeinsam mit Wasserkraftwerken unter 2 MW, die nur eine geringe Verbesserung in diesem Zeitraum erzielen konnten, am teuersten für die Wasserstoffproduktion. Allerdings zeigen speziell die zukünftigen Prognosen der Meeresenergie, die bereits im entsprechenden Kapitel zuvor dargestellt wurden, weiteres Kostensenkungspotential. Auch die Elektrizität aus CSP-Anlagen zeigt eine erhebliche Reduktion der Gestehungskosten, auch über das Jahr 2030 hinaus. Des Weiteren gibt es zahlreiche Projekte, in denen eine direkte Verbindung der CSP-Anlagen mit der Wasserstoffproduktion erforscht wird, um die Kosten stärker und langfristig reduzieren zu können (Richter et al 2009, S. 37).

Darunter liegen die Kosten der Offshore Windanlagen, die sich ebenfalls nach dem Jahr 2030 weiterhin reduzieren und für die Erzielung geringerer Wasserstoffkosten eingesetzt werden könn-

ten. Ausgezeichnete Ergebnisse erzielt die Photovoltaik, die sich mit großen Schritten den Ergebnissen der Onshore Windenergie nähert.

Eine direkte Kombination der Windenergie mit der Wasserstoffproduktion könnte der Windenergie allerdings einen erheblichen Vorteil erbringen. 2011 wurde das erste Hybridkraftwerk in Deutschland errichtet. Dieses kann an Spitzentagen die überschüssige Windenergie in Form von Wasserstoff zwischenspeichern. In Zeiten hoher Nachfrage oder schwachen Windverhältnissen kann der Wasserstoff wieder zur Strom- oder Wärmegewinnung genutzt werden (Barth 2012, S. 3).

Die geringsten Kosten werden durch die Elektrizitätserzeugung aus großen Wasserkraftwerken und auch modernisierten oder revitalisierten Wasserkraftwerken erreicht. Dies gilt für die gesamte Laufzeit bis zum Jahr 2030. Jedoch könnten Onshore Windenergieanlagen bereits im Jahr 2030 mit mittleren Wasserkraftanlagen mithalten.

Allerdings ist bei Wasserkraftwerken mit keinen wesentlichen Kostenreduktionen mehr zu rechnen, da es sich um eine sehr ausgereifte Technologie handelt (Dürschmidt et al 2011, S. 129).

5.1.3 Zukünftige Wasserstoffnutzung und dessen mögliche Produktionsentwicklung

Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der nachhaltigen Nutzung von Wasserstoff als Energiequelle wurden technologische Daten sowie techno- und sozioökonomische Analysen herangezogen. Ausgehend von detaillierten länderspezifischen Auswertungen und dem Miteinbezug der IEA Studien sowie der Renewable Energy Targets der EU, wird ein Rückschluss auf die Energielieferung für die Wasserstoffproduktion der gesamten Europäischen Union gezogen.

Um einen Überblick der einzelnen Phasen und Zielsetzungen für den Ausbau der Wasserstoffindustrie zu erhalten, werden diese in Tabelle 21 dargestellt. Nachfolgend wird näher auf diese und auch auf notwendige politische Unterstützungsmaßnahmen eingegangen (Wurster et al 2008b, S. 3f).

Tabelle 21: Phasen und Zielsetzungen für den Ausbau der Wasserstoffindustrie

2010	2015	2020	2030	2050
Reifungsphase Technologieverfeinerung Marktvorbereitung		Materialisierung der ersten Um- setzungen	Erreichung der Wettbewerbs- fähigkeit von Wasserstoff und Brennstoffzelle	Status als domi- nante Technolo- gie von Wasser- stoff und Brenn- stoffzelle errei- chen
Technologie- entwicklung <i>Fokus:</i> Kostenreduktion	Kommerz- ialisierung			

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wurster et al 2008b, S. 4.

Seit dem Jahr 2010 befindet sich nach diesem Plan die Wasserstofftechnologie in der Marktreifungsphase. Hier wird sowohl die Technologie verfeinert, als auch der Markt für die baldige Einführung vorbereitet. Dabei liegt der Fokus in dieser Phase auf der Reduktion der Kosten. Ab dem Jahr 2015 wird mit dem Start der Kommerzialisierung gerechnet. Die Ziele sind dabei eine erste Flotte von einigen Tausend Fahrzeugen bis 2015 auf die Straße zu bringen, um Aufmerksamkeit und das Bewusstsein für diese Art von Treibstoff zu erzeugen. Dabei soll eine Partnerschaft von Industrie und Regierung die Entwicklung von großen Demonstrationsprojekten unterstützen und das Budget von 80 Millionen Euro pro Jahr aufbringen. Frühe Märkte sollen dabei spezielle Förderungen und Unterstützungen erhalten. Des Weiteren gilt es auch Rahmenbedingungen für die Leistungskontrollen zu implementieren, um die langfristige Sicherheit für Investitionen und Leistung der Technologie zu gewährleisten. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Ausbildung und einer Standardabgleichung, damit sich die Technologie so rasch wie möglich etablieren kann. Um dies zu erreichen, wird ab 2015 mit Förderungen von 180 Millionen Euro pro Jahr gerechnet. Des Weiteren wird die entsprechende Planung und Ausführung der strategischen Entwicklung für die Wasserstoffinfrastruktur vorangetrieben und das öffentliche Interesse soll geweckt werden. Mit 2020 sollen dann erste Umsetzungen für die breite Masse zur Verfügung stehen und mehr als 5 % der Neuwagen sollen mit Wasserstoff betrieben werden. Folglich müssen die Kapazitäten der Wasserstoffproduktion ausgebaut werden. Darüber hinaus sollen die Emissionen durch die Verwendung von kohlenstoffarmen Verfahren reduziert werden. Die Zielsetzung bezieht sich in diesem Zeitabschnitt auf die Menge der verkauften Fahrzeuge, die 2,5 Millionen bis 2030 betragen soll. Weitere wichtige Faktoren sind ab 2030 die nahezu kohlenstofffreie Pro-

duktion von Wasserstoff, Arbeitsplatzsicherung und Schaffung von neuen Arbeitsplätzen im Ausmaß von 200.000 bis 300.000 durch die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Der Verkauf von Neuwagen soll auf 20 % ausgebaut werden und bis zum Jahr 2050 sollen sich 25 Millionen Wasserstofffahrzeuge auf europäischen Straßen befinden. Nach 2030 soll auch von einer speziellen Förderung von Wasserstoffprojekten hin zu einer generellen Förderung für die nachhaltige Entwicklung des Wasserstoffs angestrebt werden. Ab dem Jahr 2050 sollen 80 % der leichten Nutzfahrzeuge und Stadtbusse mit Wasserstoff angetrieben werden. Zudem soll eine Kohlendioxid (CO₂) Reduktion von ebenfalls 80 % erreicht werden. In der EU soll der Wasserstoff zentral in Großanlagen und auch regional hergestellt werden (Wurster et al 2008b, S. 3ff). Die momentane Lage sieht allerdings so aus, dass insgesamt betrachtet Wasserstoff durch Elektrolyse speziell in großen Mengen nach wie vor aus fossilen Brennstoffen und durch Nuklearenergie produziert wird, da dadurch eine hohe Effizienz erreicht wird (Tzimas et al 2011, S. 119).

5.1.4 Szenarien zur Wasserstoffherstellung

Unter Berücksichtigung der Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Energieproduktion Europas und den jeweiligen Entwicklungen der einzelnen nachhaltigen Energiequellen aus den vorangegangenen Abschnitten sowie der Auswertungen der Analysen und Szenarien zur Produktion von Wasserstoff aus unterschiedlichen Energiequellen, werden nachfolgend drei potentielle Szenarien für die Wasserstoffproduktion dargestellt. Dabei erfolgt mit fortschreitender Zeit eine immer größer werdende Konzentration auf die nachhaltigen Energieträger, spezielles Augenmerk wird dabei auf die in dieser Arbeit untersuchte Sonnen-, Wind- und Wasserenergie gelegt. Aber auch die Entwicklungen anderer Energieträger spielen für die folgenden Szenarien einen wesentlichen Faktor und sollen in den Prognosen nicht vernachlässigt werden. Die Menge des Wasserstoffs in den jeweiligen Jahren wird dabei in Petajoule pro Jahr (PJ/a) angegeben, wobei 1 PJ \approx 278 GWh darstellt.

Obwohl Kohle weltweit gesehen noch einen beträchtlichen Anteil der Elektrizitätsproduktion darstellt und auch darstellen wird, ist in Europa mit einem Absinken des Kohlebedarfs speziell ab 2020 zu rechnen. Der zweitgrößte Anstieg der Energiequellen, nach den erneuerbaren Energieträgern, wird in Europa dem Erdgas zugewiesen. Da sowohl der Kostenfaktor als auch die gerin-

gere Schadstoffbelastung, im Vergleich zu Öl und Kohle, für Erdgas spricht (Conti et al 2011, S. 92ff).

Des Weiteren haben sich viele europäische Staaten zur Reduktion oder sogar zum Ausstieg aus der Atomenergie entschieden. Obwohl das Ausmaß bis dato noch nicht feststeht, hat z.B. Deutschland das Ende aller Atomkraftwerke bis 2022 und die Schweiz bis 2034 angekündigt, auch Italien hat sich gegen Ausbaupläne der Atomenergie entschieden (Conti et al 2011, S. 94).

Bei Biomasse lag der Anteil der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2009 bei 3,5 %, die NREAPs sehen einen Anstieg auf 6,5 % bis zum Jahr 2020 vor, allerdings ist von einem Übertreffen dieser Ziele auszugehen, da diese nicht ambitioniert genug angesetzt waren und viele Länder bereits jetzt über ihren Zielvorgaben liegen (Zervos et al 2011, S. 11ff).

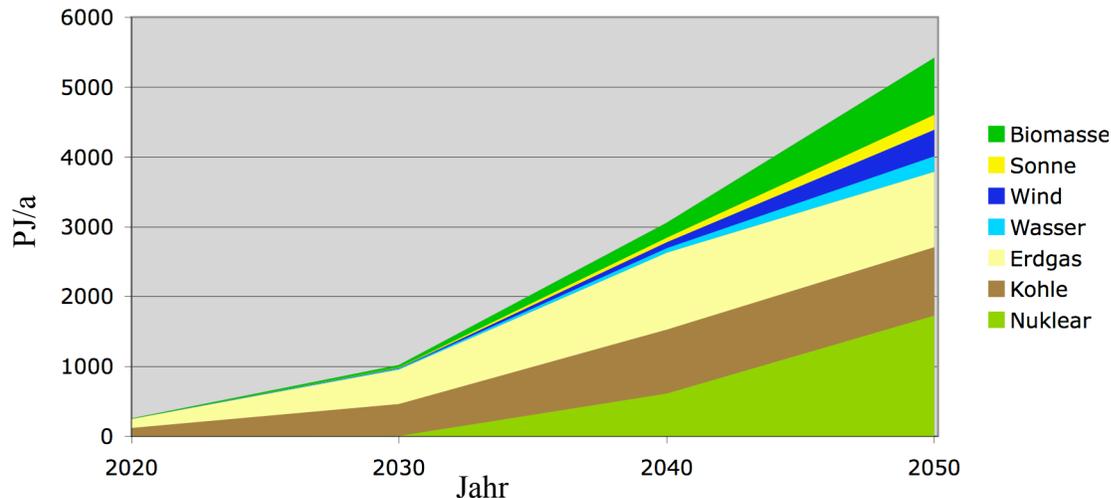
Der in den Szenarien verwendete Gesamtbedarf des Wasserstoffs bezieht sich sowohl auf den Verkehr als auch auf End-User-Anwendungen. Dabei sind speziell die Ausweitung der privaten Fahrzeuge untersucht worden. Die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffs für die End-User als Speichermedium und zur Elektrizitätserzeugung oder Wärmegewinnung ist nach heutigem Stand äußerst schwierig vorauszusagen und wurde daher weniger detailliert in die Bedarfsermittlung aufgenommen. Allerdings geht man dabei von vielen Erstnutzern und Nischenmärkten aus (Wurster et al 2008a, S. 12ff).

Ausgangsszenario

Dieser Fall wurde durch die Hyways-Analyse aus dem Jahr 2008 ermittelt und dient der Einschätzung der zukünftigen Wasserstoffproduktion. Besonders Erdgas und Kohle, mit weiterentwickelter Schadstoffreduktion, werden dabei zum Einsatz kommen, aber auch der Nuklearenergie wird hier eine wesentliche Rolle zugewiesen. Eine ausgereifte Technik und geringe Kosten sprechen für den vermehrten Einsatz dieser Methoden (Wurster et al 2008a, S. 30f).

Die erneuerbaren Energiequellen, Sonne-, Wasser- und Windenergie, kommen in diesem Fall nicht über 1,5 % der gesamten Wasserstoffproduktion bis zum Jahr 2020 hinaus und erreichen 2050 gerade einmal 15 %. Dabei wird angenommen, dass speziell die Meeresenergie, da sich diese noch in der Prototypenphase befindet, aber auch Wind- und Sonnenenergie erst später als erhofft die Wettbewerbsfähigkeit erreichen. Somit wird ein erhöhter Anstieg dieser Energiequellen erst ab 2040 einkalkuliert (Wurster et al 2008a, S. 31).

Abbildung 30: Ausgangsszenario zur Wasserstoffproduktion



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wurster et al 2008a, S. 30ff.

Adaptiertes Szenario

In diesem Szenario wird aufgrund des steigenden Ausbaus der Sonnen- und Windenergie, speziell in den letzten Jahren, mit einem höheren Anteil dieser beiden Energiequellen an der Wasserstoffproduktion gerechnet (Zervos et al 2011, S. 11).

Die Verbindung zwischen Windenergie und Wasserstoffgewinnung wird bereits in zahlreichen Projekten vorangetrieben. Ebenfalls wird an Kombinationen der Sonnenenergie, speziell der CSP-Technologie, mit der Wasserstoffproduktion gearbeitet. Die verschiedenen Konzepte befinden sich allerdings noch in der Entwicklungsphase. Durch die Verwendung von Wasserstoff als Speichermedium wird auch eine Entkoppelung der Elektrizitätsproduktion von Sonnen- und Windstunden geboten (Tzimas et al 2011, S. 27ff).

Da der Zubau der Wasserkraftwerke in Europa eingeschränktes Potential bietet und sich die Meeresenergie erst der Kommerzialisierungsphase im großen Stil nähert, wird nur mit einem geringen Anteil dieser gerechnet. Allerdings zeigen Prognosen eine deutlich höhere Bedeutung dieser Technologie als im vorigen Szenario angenommen wurde (Becker 2009, S. 78).

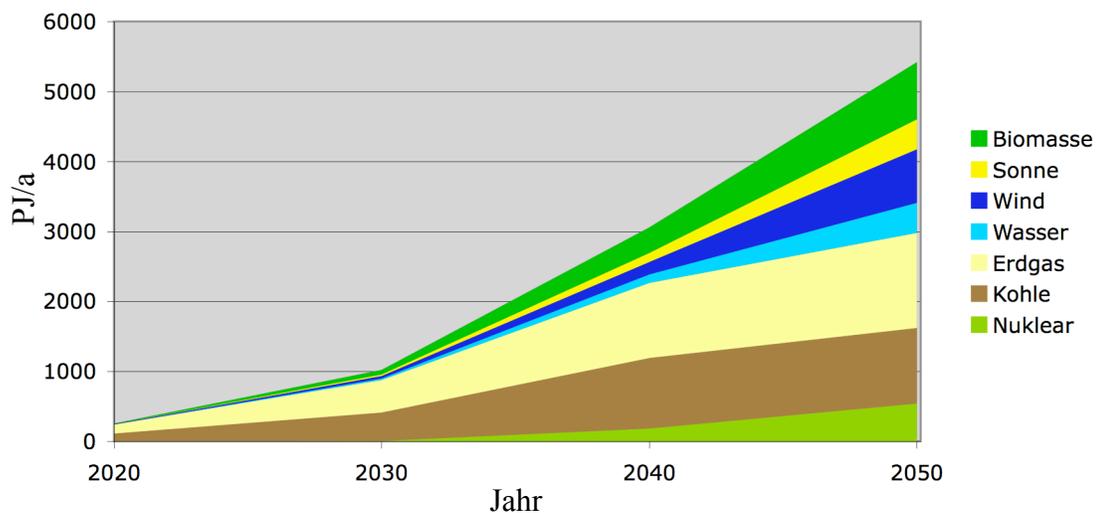
In den kommenden Jahren wird durch die prognostizierten Lernkurven der jeweiligen Erzeugungsmethoden und die durch den Ausbau erzielten Skaleneffekte, die Attraktivität der Sonnen-, Wind- und Wasserenergie steigen (Kost et al 2012, S. 12ff).

Bis zum Jahr 2030 könnte eine zielführende Steigerung aller drei Energiequellen stattfinden und von Lerneffekten profitiert werden. Danach würden die erheblichen Skaleneffekte und eine dem-

entsprechende Verbindung der Wasserstoffproduktion aus nachhaltigen Energieträgern den vermehrten Einsatz der nachhaltigen Energiequellen befürworten. Durch den wegweisenden Schritt in Richtung Nachhaltigkeit und Emissionsreduktion sollen die bis zum Jahr 2050 durchgeführten Infrastrukturmaßnahmen, Entwicklungsarbeiten und die Durchsetzung dieser Technologien ein fortwährendes Wachstum garantieren.

Im Vergleich zum Ausgangsszenario wird in diesem Fall von einem doppelt so hohem Anstieg der Sonnen-, Wind- und Wasserenergie zur Wasserstoffproduktion ausgegangen. Im Jahr 2020 beträgt deren Anteil daher 4 % und steigt über die Jahre hinweg auf 8 % im Jahr 2030, 14 % im Jahr 2040 und auf 30 % im Jahr 2050. Der Anteil an Nuklearenergie, Kohle und Erdgas wird im Jahr 2020 noch mit beinahe 94 % angenommen und soll bis zum Jahr 2050 auf 55 % reduziert werden.

Abbildung 31: Adaptiertes Szenario zur Wasserstoffproduktion



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wurster et al 2008a, S. 30ff.

Szenario mit Bezug auf die Kapazitätsprognosen zur Elektrizitätserzeugung

Dieser Fall zeigt die Entwicklung der Wasserstoffproduktion anhand der prognostizierten Einschätzung der Elektrizitätserzeugung in Europa, wie es im ersten Abschnitt beschrieben und in Abbildung 3 dargestellt wurde.

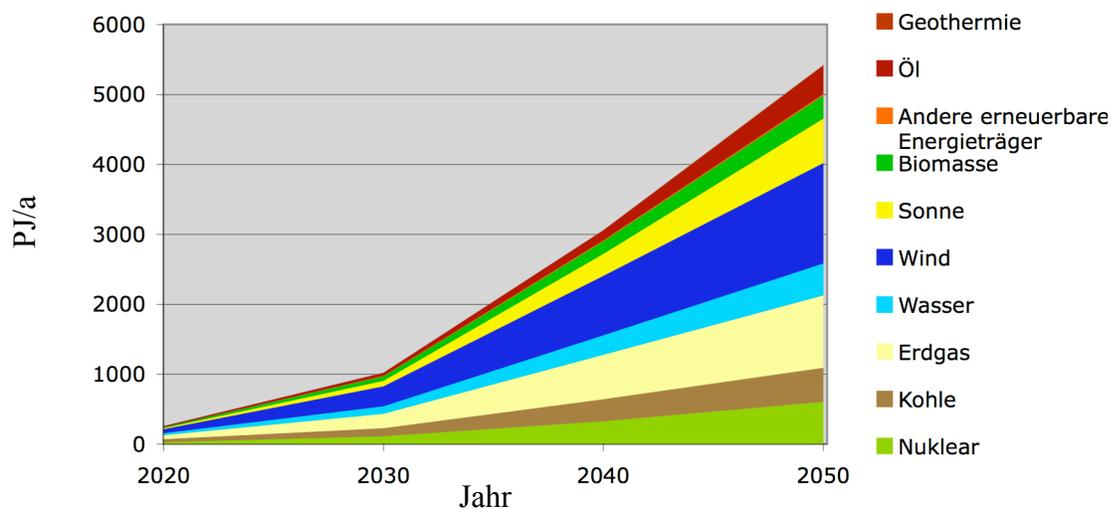
Dabei wird davon ausgegangen, dass der jeweilige Anteil eines Energieträgers an der Elektrizitätserzeugung auch zum gleichen Anteil für die Wasserstoffproduktion herangezogen wird und dass ausreichende Elektrolyseanlagen zur Verfügung stehen, um die erforderliche Menge zu pro-

duzieren. Dieses Szenario soll das Potential der erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten aufzeigen.

Allerdings ist nicht mit einer dermaßen raschen Entwicklung der Elektrolyseanlagen, besonders im erforderlichen Ausmaß bis zum Jahr 2020, zu rechnen (Smolinka et al 2011, S. 44).

Unter diesen Vorraussetzungen könnte sich der Anteil von Sonnen-, Wasser- und Windenergie bereits im Jahr 2020 bei 39 % befinden. Im Jahr 2030 würde dieser auf 46 % steigen und bis zum Jahr 2050 würde sich dieser Anteil leicht auf 48 % erhöhen.

Abbildung 32: Szenario zur Wasserstoffproduktion mit Bezug auf die Kapazitätsprognosen zur Elektrizitätserzeugung



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Wurster et al 2008a, S. 30ff und Decker et al 2011, S. 79ff.

5.1.5 Wasserstoffgestehungskosten

Aufgrund der Gestehungskosten können verschiedene Typen von Elektrolyseuren gut miteinander verglichen werden. Nachfolgend werden AEL- und PEMEL-Elektrolyseanlagen auf Basis der heutigen und zukünftigen Technologien miteinander verglichen.

Im ersten Fall (PEM-aktuell) handelt es sich um einen der momentan größten PEM-Elektrolyseure mit 30 Nm³/h. Die angenommenen Stromgestehungskosten betragen 0,09 €/kWh. Dabei fallen durch die kleine Anlage relativ hohe Fixkosten an. In diesem Fall betragen die Wasserstoffgestehungskosten 9,03 Euro/Kilogramm (€/kg) (Smolinka et al 2011, S. 32ff).

Fall zwei (AEL-aktuell) entspricht einem alkalischen Elektrolyseur mit 500 Nm³/h. Die an mittelgroße Industriebetriebe angelehnten Stromkosten betragen 0,075 €/kWh. Bei diesem Verfahren werden bereits Gestehungskosten von 4,5 €/kg realisiert (Smolinka et al 2011, S. 32ff).

Für das dritte Beispiel (PEM-Prognose) wird eine mittelfristige Entwicklung unterstellt. Es wird ein PEM-Elektrolyseur mit 250 Nm³/h angenommen, dessen Strom aus Windenergie mit Gestehungskosten von 0,05 €/kWh stammt. Die Auslastung soll dabei möglichst konstant bei 98 % gehalten werden. Durch die gestiegene Leistung und die erheblich größere Auslastung werden im Vergleich zur momentanen Realisierung mittels der PEM-Elektrolyse die Kosten auf 3,17 €/kg reduziert (Smolinka et al 2011, S. 32ff).

Und im letzten Fall (AEL-Prognose) wird ebenfalls eine mittelfristige Entwicklung unterstellt. Dabei handelt es sich um einen AEL-Elektrolyseur mit einer Anlagengröße von 1.500 Nm³/h, mit einer Auslastung von 98 % und Stromgestehungskosten von 0,05 €/kWh. Durch den Entwicklungsstand und die Größe der Anlage liegen hier auch die geringsten Investitionen von 800 €/kW vor. Dadurch können Gestehungskosten von 3,1 €/kg verwirklicht werden (Smolinka et al 2011, S. 32ff).

In der heutigen Zeit kann die Elektrolyse theoretisch mit einem Stromverbrauch von 39,4 kWh/kg (3,54 kWh/Nm³) auskommen, allerdings zeigen Werte aus der Praxis einen Bedarf zwischen 50-55 kWh/kg (4,5-5 kWh/Nm³) (Haller und Mukerjee 2011, S. 1136).

Eine genaue Übersicht der einzelnen Fälle und Spezifikationen sind in Tabelle 22 abgebildet. Die angegebene Auslastung bezieht sich dabei auf die Stunden.

Tabelle 22: Wasserstoffgestehungskosten nach Elektrolysemethoden

Elektrolyseure		PEM- aktuell	AEL- aktuell	PEM- Prognose	AEL- Prognose
<i>Spezifikationen</i>	Einheiten				
<i>Anlagengröße</i>	Nm ³ /h	30	500	250	1500
<i>Auslastung</i>	%	75	98	98	98
<i>Investitionskosten</i>	€/Nm ³ /h	2.486	1.000	1.200	800
<i>Aufbau/Anlieferung</i>	% der IK	10	10	10	10
<i>Wartung, Betrieb, Ver- sicherung</i>	% der IK	4	4	4	4
<i>Abschreibungs- zeitraum</i>	Jahre	10	20	25	25
<i>Verzinsung</i>	%	5	5	7,5	7,5
<i>Stromkosten</i>	€/kWh	0,09	0,075	0,05	0,05
<i>Wasserstoff- gestehungskosten</i>	€/kg	9,03	4,5	3,17	3,01

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Smolinka et al 2011, S. 32ff.

Bei nahezu identischen ökologischen und technischen Rahmenbedingungen ist die Differenz auf die unterschiedlichen Anlagengrößen und die verschiedenen Investitionskosten zurückzuführen. Des Weiteren ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor der Elektrolyse das Erreichen der angestrebten Auslastung der Anlagen. Mit den Werten aus Tabelle 22 wird veranschaulicht, mit welchen zukünftigen Größen und Gestehungskosten zu rechnen sein wird. Außerdem zeigt der Vergleich der PEM-Prognose mit der AEL-Prognose, dass mittelfristig die PEM-Elektrolyse die Wettbewerbsfähigkeit erreichen wird (Smolinka et al 2011, S. 32ff).

6 Conclusio

Die weltweiten Diskussionen und Überlegungen bezüglich der Sicherheit der Energieversorgung und der ökologischen Konsequenzen der Treibhausgasemissionen haben Regierungen dazu angespornt, die erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen (Conti et al 2011, S. 4ff).

Ausgehend von den Zielsetzungen der Europäischen Union, den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der gesamten Energieproduktion bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen, leistet jedes europäische Land, je nach Voraussetzungen und Umweltgegebenheiten, seinen Beitrag für die Energiesicherheit Europas. Darüber hinaus wird damit gerechnet, dass speziell im Elektrizitätsbereich der Anteil der erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2020 bereits 35 % erreichen wird. Besonders die Bedeutung von Wind- und Sonnenenergie steigt dabei schneller als erwartet (Ruska und Kiviluoma 2011, S. 8).

Die hohen Konstruktionskosten und auch laufenden Kosten sowie die Abhängigkeit von Wind und Sonne machen den erneuerbaren Energien nach wie vor zu schaffen. Anstrengungen zur Speicherung der Energie und die Verteilung der Solar- und Windanlagen über ein weites Gebiet sollen hier Abhilfe schaffen (Conti et al 2011, S. 4ff).

Wasserkraftwerke stellen in vielen Ländern eine wesentliche Energiequelle dar. Die bewährten Methoden sind bereits äußerst lukrativ und besonders zur Deckung der Grundlast geeignet. Dennoch kommt es nur zu einem geringen Ausbau, da bereits viele mögliche Standorte erschlossen sind und die Steigerung oft durch Modernisierung oder Revitalisierung bereits bestehender Anlagen entsteht (Dürschmidt et al 2011, S. 128).

Einen weiteren Zukunftsträger für die Energiegewinnung stellt die Meeresenergie dar. Obwohl sich die meisten Projekte noch in der Erprobungsphase befinden, wird ihnen ein enormes Potential zugewiesen (Nielsen 2012, S. 6).

Abgesehen von den vielen Vorteilen, die erneuerbare Energien mit sich bringen, haben bereits einige Methoden der nachhaltigen Erzeugung von Energie die Wettbewerbsfähigkeit erreicht und mittelfristig werden weitere vielversprechende Methoden folgen (Nitsch et al 2010, S. 102ff).

Auch im globalen Maßstab wird die zukünftige Energieversorgung nur dann die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen, wenn die erneuerbaren Energien kräftig und kontinuierlich ausgebaut werden. Ein weiterer Ausbau ist ebenfalls eine entscheidende Maßnahme, um die Begrenzung der Emissionen von klimaschädlichen Treibhausgasen zu gewährleisten (Böhme et al 2011, S. 82).

Da Wasserstoff nicht in seiner nutzbaren Form in der Natur vorherrscht, muss dieser aus anderen Stoffen durch Energieaufwand herausgelöst werden. Idealerweise stammt diese Energie aus erneuerbaren Energieträgern und wird durch Elektrolyseverfahren erzeugt. Diese emissionsfreie Kombination soll nicht nur als Ersatz für den Treibstoff dienen, sondern auch für eine stabile und sichere Energiewirtschaft sorgen (Groos et al 2011, S. 119).

Aus dieser Arbeit wird ersichtlich, dass das beachtliche aber bisher nicht ausgeschöpfte Potential zur Nutzung und Effizienzsteigerung der erneuerbarer Energien eindeutig vorhanden ist. Dabei werden vielfältige Möglichkeiten aufgezeigt, die künftige CO₂ Emissionen des Energiesektors deutlich reduzieren können. Zur Ausschöpfung dieser Potentiale ist eine Weiterentwicklung der Technologien notwendig, aber es müssen auch ökonomische, infrastrukturelle und politische Schwierigkeiten überwunden werden (Krewitt et al 2009, S. 8f).

7 Literaturverzeichnis

- Aichele, C. (2012) *Smart Energy: Von der reaktiven Kundenverwaltung zum provokativen Kundenmanagement*. Springer: Wiesbaden.
- Barth, F. (2012) *Thermodynamik für Maschinenbauer*. Oldenbourg: München.
- Becker, D. (2009) *Adressbuch der Solarenergie 2009: International Directory of Solar Energy 2009*. SunMedia: Hannover.
- Blanco, M. I. (2009) Renewable and Sustainable Energy Reviews. *Elsevier* 13, 1372 – 1382.
- Böhme, D.; Dürrschmidt, W.; Mark, M. (2011) *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Berlin.
- Böttcher, J. (2012) *Solarvorhaben: Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte*. Oldenbourg: München.
- Bührke, T.; Wengenmayr, R. (2012) *Erneuerbare Energie. Konzepte für die Energiewende*. 3. akt. u. erg. Aufl. Wiley-VCH: Weinheim.
- Carbon Trust (2011) *Accelerating marine energy. The potential for cost reduction – insights from the Carbon Trust Marine Energy Accelerator*. Carbon Trust: London.
- Ciesielska, J.; Concas, G.; Despotou, E.; Fontaine, B.; Garbe, K.; Montoro, D.; Latour, M.; Lenoir, S.; Masson, G.; Roesch, A.; Sweerts, S.; Vanbuggenhout, P.; Varga, S. (2011) *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015*. European Photovoltaic Industry Association: Brussels.

Conti, J.; Holtberg, P.; Doman, L.; Smith, K.; O'Sullivan, J.; Vincent, K.; Barden, J.; Martin, P.; Budzik, P.; Fawzi, A.; Mellish, M.; Kearney, D.; Murphy, B.; Slater-Thompson, N.; Gross, P.; Zaretskaya, V.; Jacobs, G. (2011) *International Energy Outlook 2011*. U.S. Energy Information Administration: Washington.

Decker, M.; Vasakova, L.; Capros, P.; Vita, A.; Tasios, N.; Chanioti, X.; Kouvaritakis, N.; Fragkos, P. (2011) *Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis*. European Commission: Brussels.

Dumont, U.; Keuneke, R. (2011) *Erfahrungsbericht 2011 gemäß § 65 EEG*. Fichtner, Forschungsstelle Umwelt, Energie und Recht; Ingenieurbüro Floecksmühle Wasser, Umwelt, Energie: Aachen.

Dürschmidt, W.; Böhme, D.; Hammer, E. (2011) *Erneuerbare Energien: Innovation für eine nachhaltige Energiezukunft*. 8. akt. Aufl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Berlin.

Eichlseder, H.; Klell, M. (2012) *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung*. 3. Aufl. Springer: Wiesbaden.

EPIA (2012) *Annual Report 2011*. European Photovoltaic Industry Association: Brüssel.

Ernst&Young; Black&Veatch (2010) *Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in the UK*. A Report for the Department of Energy and Climate Change and the Scottish Government.

European Renewable Energy Council (2012) *Renewable Energy in Europe: Markets, Trends and Technologies*. 2nd Edition. Earthscan: London.

Florin, N.; Harris, A. (2007) Hydrogen production from biomass. *Environmentalist* 2007 (27), 207 – 215.

Fuentes, R. E.; Farrell, J.; Weidner, J. W. (2011) Multimetallic Electrocatalysts of Pt, Tu, and Ir Supported on Anatase and Rutile TiO₂ for Oxygen Evolution in an Acid Environment. *Electrochemical and Solid-State Letters* 14 (2), E5 – E7.

Gazzo, A.; Gousseland, P.; Verdier, J.; Kost, C.; Morin, G.; Engelken, M.; Schrof, J.; Nitz, P.; Selt, J.; Platzer, W.; Ragwitz, M.; Boie, I.; Hauptstock, D.; Eichhammer, W. (January 2011) *Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects*. Ernst&Young, Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE: Washington.

Geitmann, S. (2010) *Erneuerbare Energien: Mit neuer Energie in die Zukunft*. Hydrogeit: Oberkrämer.

Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2009) *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb*. Springer: Heidelberg.

Groos, U.; Hebling, C.; Aicher, T.; Smolinka, T. (2011) Electricity from Hydrogen. *Annual report 2011*. Fraunhofer Institute für Solar Energy Systems ISE: Freiburg, 119 – 129.

Haller, A.; Mukerjee, S. (2011) Novel Electrocatalysts for Hydrogen Production from Electrolysis of Alcohols. *The Electrochemical Society* MA2011 (02), 1136.

Hantsch, S.; Moidl, S.; Nährer, U. (2009) *Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gesteitungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen*. IG Windkraft, Austrian Wind Energy Association: St. Pölten.

Hauff, J.; Verdonck, M.; Derveaux, H.; Dumarest, L.; Alberich, J.; Malherbe, J.; Gammal A.; Llamas, P.; Masson, G.; Macías, E. (2011) *Unlocking the Sunbelt: Potential of Photovoltaics*. Third edition – March 2011. European Photovoltaic Industry Association.

Höhlein, B.; Grube, T. (2011) Kosten einer potenziellen Wasserstoffnutzung für E-Mobilität mit Brennstoffzellenantrieb. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (6), 62 – 66.

Huckerby, J.; Soo, K.; Musial, W.; Pontes, T.; Torres-Martinez, J. (2012) Ocean Energy. In: Edenhofer, O.; Pichs-Madruga, R.; Sokona, Y. (eds.) *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press: Cambridge. 497 – 534.

Kausch, P.; Bertau, M.; Gutzmer, J.; Matschullat, J. (2011) *Energie und Rohstoffe: Gestaltung unserer nachhaltigen Zukunft*. Spektrum: Heidelberg.

Knopf, B.; Kondziella, K.; Pahl, M.; Götz, M.; Bruckner, T.; Edenhofer, O. (2011) *Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für Atomausstieg in Deutschland*. Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) und des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung.

Konstantin, P. (2009) *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und Beschaffung im liberalisierten Markt*. 2. Aufl. Springer: Heidelberg.

Kost, C.; Schlegl, T. (2010) *Studie: Stromgestehungskosten: Erneuerbare Energien, Dezember 2010*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Freiburg.

Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012) *Studie: Stromgestehungskosten: Erneuerbare Energien, Mai 2012*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Freiburg.

Krewitt, W.; Nienhaus, K.; Kleßmann, C.; Capone, C.; Sticker, E.; Graus, W.; Hoogwijk, M.; Supersberger, N.; Winterfeld, U.; Samadi, S. (2009) *Climate Change: Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Federal Environment Agency: Dessau-Röblau.

Krohn, S.; Morthorst, P.; Awerbuch, S. (2009) *The Economics of Wind Energy*. European Wind Energy Association. GWEC, EWEA: Belgien.

Kühn, P.; Brune, V.; Callies, D.; Faulstich, S.; Füller, G.; Lopez, S.; Lyding, P.; Rothkegel, R. (2011) *Windenergie Report: Deutschland 2010*. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb: Kassel.

Latour, M.; Fontaine, B. (2012) *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*. European Photovoltaic Industry Association: Brussels.

Merki, D.; Fierro, St.; Vrubel, H.; Hu, X. (April 14. 2011) Amorphous molybdenum sulfide films as catalysts for electrochemical hydrogen production in water. *Chemical Science* 2 (7), 1262 – 1267.

Neroth, G.; Vollenschaar, D. (2011) *Wendehorst Baustoffkunde: Grundlagen - Baustoffe – Oberflächenschutz*. 2. vollst. überarb. Aufl. Springer: Wiesbaden.

Nielsen, K. (2012) *Ocean Energy. Technology Study 2012*. DanWEC: Denmark.

Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; Oehsen, A.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.; Wenzel, B. (2010) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Leitstudie 2010. DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Stuttgart.

Norskov, C.H.; Christensen, J.K. (2006) *Toward Efficient Hydrogen Production at Surfaces*. *Science* 312 (5778), 1322 – 1323.

Olivares, C.; Quiroga, J.; Holmes, B.; O'Hagan, A.; Torre-Enciso, Y.; Leeney, R.; Conley, D.; Greaves, D. (2011) *Streamlining of Ocean Wave Farms Impact Assessment: Catalogue of Wave Energy Test Centres and Review of National Targets*. Intelligent Energy Europe (IEE): Brussels.

Proidl, H.; Puchbauer-Schnabel, A.; Hilfrich, A.; Kollau, M.; Sorger, M. (November 2011) *Ökostrombericht 2011: Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 25 Abs. 1 Ökostromgesetz*. Energie-Control Austria: Wien.

Quaschnig, V. (2008) *Erneuerbare Energien und Klimaschutz: Hintergründe, Techniken, Anlagenplanung*, Wirtschaftlichkeit. Hanser: München.

Rechsteiner, R. (2008) *Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector*. Energy Watch Group/Ludwig-Boelkow-Foundation: Basel.

Reuther, C. (2012) *Grundlagen der Technik. Kräften und Spannungen der Erde auf der Spur*. Springer: Heidelberg.

Richter, C.; Teske, S.; Short, R. (2009) *Concentrating Solar Power. Global Outlook 09. Why Renewable Energy is Hot*. IEA SolarPACES, Greenpeace International, ESTELA.

Rummich, E. (2009) *Energiespeicher: Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*. Expert: Renningen.

Ruska, M.; Kiviluoma, J. (2011) *Renewable electricity in Europe. Current state, drivers, and scenarios for 2020*. VTT Technical Research Centre: Finland.

Schmeisser, W.; Solte M. (2010) Technologiecontrolling und Innovationserfolgsrechnung im Rahmen des Technologie-Life-Cycle. In: Schmeisser, W. (Hrsg.) *Technologiemanagement und Innovationserfolgsrechnung*. Oldenbourg: München. 25 – 105.

Schwab, A. J. (2012) *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3. neu bearb. u. erw. Aufl. Springer: Heidelberg.

Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J. (Redaktionsstand: 22.12.2010, Revision 05.07.2011) *NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Fraunhofer ISE, FCBAT.

Stenzel, P. (2012) *Potentiale der Osmose zur Erzeugung und Speicherung von Elektrizität*. Lit: Münster.

Ströbele, W.; Pfaffenberger, W.; Heuterkes, M. (2012) *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. 3. Aufl. Oldenbourg: München.

Synwoldt, C. (2008) *Mehr als Sonne, Wind und Wasser: Energie für eine neue Ära*. Wiley-Vch: Weinheim.

Teske, S.; Masson, G.; Antal, M.; Concas, G.; Despotou, E.; Gammal, A.; Montoro, D.; Latour, M.; Llamas, P.; Lenoir, S.; Vanbuggenhout, P.; Rolland, S.; Short, R. (2011) *Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity: Empowering the World*. European Photovoltaic Industry Association; Greenpeace International.

Tieb, F.; Müller-Steinhagen, H. (2009) *Clean power from deserts. The Desertec concept for Energy, Waster and Climate Security*. WhiteBook, 4th Edition. Protext: Bonn. Desertec Foundation.

Tzimas, E.; Moss, R.; Ntagia, P. (2011) *Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Technology Descriptions. Joint Research Centre Scientific and Technical Reports*. Publications Office of the European Union: Luxembourg.

Uphoff, V.; Brand, R. (2008) *Windblatt. Energien für die Welt*. Enercon Magazin für Windenergie. Ausg. 1/2008: Aurich.

Vahrenholt, F.; Gassner, H. (2012) Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien. *Energie-wirtschaftliche Tagesfragen* 62 (6), 44 – 49.

Valentin, F.; Bredow, H. (2011) Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (12).

Wagner, H. (2011) *Was sind die Energien des 21. Jahrhunderts? Der Wettlauf um die Lagerstätten*. 5. akt. u. überarb. Aufl. Fischer: Frankfurt am Main.

Watter, H. (2011) *Nachhaltige Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis*. GWV: Wiesbaden.

Wesselak, V.; Schabbach, T. (2009) *Regenerative Energietechnik*. Springer: Heidelberg.

Wilkes, J.; Moccia, J. (2011) *Wind in power: 2010 European statistics. Februar 2011*. European Wind Energy Association (Ewea): Brussels.

Wilkes, J.; Muccia, J.; Wilczek, P.; Gruet, R.; Radvilaite, V.; Dragan, M.; Scola, J.; Azau, S.; Bianchin, R. (2011) *EU Energy Policy to 2050. Achieving 80 – 95 % emissions reduction*. The European Wind Energy Association (Ewea): Brussels.

Winkelmeier, H. (2011) Rückschau auf das Windjahr 2010. Windenergie. *Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich* 60, 8 – 13.

Wosnitza, F.; Hilgers, F. H. (2012) *Energieeffizienz und Energiemanagement: Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten*. Springer: Wiesbaden.

Wurster, R.; Borthwick, W.; Coda, B. (2008a) HyWays. *The European Hydrogen Roadmap*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST): Ottobrunn.

Wurster, R.; Borthwick, W.; Coda, B. (2008b) HyWays. *The European Hydrogen Roadmap. Action Plan. Policy Measures for the Introduction of Hydrogen Energy in Europe*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST): Ottobrunn.

Wurster, R.; Zerta, M.; Stiller, C.; Wolf, J. (2010) Energy Infrastructure 21. *Role of Hydrogen in Addressing the Challenges in the new Global Energy System*. EHA, DM, LBST: Brussels.

Zervos, A.; Lins, Chc.; Tesnière, L. (2011) *Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020*. EU Roadmap. European Renewable Energy Council: Brussels.

Online Quellen

Desertec, *Wäre die Fernübertragung von Wüstenstrom durch Wasserstoff nicht besser?*

<http://www.desertec.org/de/konzept/fragen-antworten/> [Zugriff am 03.08.2012]

Focus, *Desertec: Wüstenstrom könnte Europas Energiekosten senken. Zeitungsartikel.*

http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/desertec-kann-energiewende-antreiben-wuestenstrom-koennte-europas-stromkosten-senken_aid_770895.html [Zugriff am 19.08.2012]

Kronberger, H. *Heiter bis wolkig. Bundesverband Photovoltaic. Austria. Mitschrift der Pressekonferenz vom 28. Juni 2012.*

<http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=429&menurt=206&menuid=206> [Zugriff am 17.09.2012]

Küffner, F. *Ökostrom-Überschuss: Strom zu Gas zu Strom. Zeitungsartikel vom*

06.07.2012 Frankfurter Allgemeine. <http://www.faz.net/aktuell/technik-motor/umwelt-technik/oekostrom-ueberschuss-strom-zu-gas-zu-strom-11807120.html> [Zugriff am 30.10.2012]

Laleu, V. *La Rance Tidal Power Plant. 40-year operation feedback - Lessons learnt. BHA Annual*

Conference – Liverpool – 14 & 15 October 2009. <http://www.britishhydro.org/downloads/La%20Rance-BHA-Oct%202009.pdf> [Zugriff am 30.09.2012]

Verbund, *Pumpspeicherkraftwerk Malta Hauptstufe.*

<http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/altenwoerth>. *Laufkraftwerk Altenwörth.*

<http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe>. [Zugriff am 07.10.2012]

Vorholz, F. *Desertec-Projekt: Wüstenstrom, eine Fata-Morgana? Zeitungsartikel vom*

26.04.2012 DIE ZEIT, <http://www.zeit.de/2012/18/GL-Desertec> [Zugriff am 30.08.2012]

Anhang A: Abstract

Der stetig steigende Energiebedarf, die Ressourcenverknappung und die Folgen des Klimawandels lassen die Energiegewinnung zu einer immer wichtiger werdenden Thematik werden. Dabei wird die Attraktivität der Energieträger primär durch die Energieeffizienz und deren Kosten beeinflusst. Weltweit tragen diese Aspekte zur Weiterentwicklung und zum steigenden Einsatz der nachhaltigen Energien bei.

Nach einem Blick auf die heutige Energieversorgungs- und Bedarfssituation, sowohl weltweit als auch in der Europäischen Union, wird auf die einzelnen nachhaltigen Energiequellen Wind-, Sonnen- und Wasserenergie eingegangen. Dabei werden die jeweiligen Kosten näher betrachtet und anhand der Stromgestehungskosten wird ein Vergleich der Nutzungsmöglichkeiten dieser Energien angestellt. Um das entsprechende Potential aufzeigen zu können werden für jede Energiequelle mögliche Zukunftsszenarien veranschaulicht.

Darüber hinaus wird auf den möglichen Einsatz der erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit der Wasserstoffgewinnung eingegangen. Der erforderliche Energiebedarf wird mit den ermittelten Stromgestehungskosten in Verbindung gesetzt und die so ermittelten Kosten für die Erzeugung eines Normkubikmeter Wasserstoffs wird für jede der untersuchten Elektrizitätserzeugungsmethoden dargestellt.

Schlussendlich werden potentielle zukünftige Szenarien für die Wasserstoffherzeugung vorgestellt und die prognostizierten Wasserstoffgestehungskosten präsentiert. Speziell die möglichen Ausbauraten und die zukünftigen Effizienzsteigerungen der erneuerbaren Energien sowie die Energiespeicherung mittels Wasserstoff zeigen ein enormes Potential zur Energieversorgung.

Anhang B: Lebenslauf

Name: Andreas Gratzer
Nationalität: Österreich
E-Mail: andreas.gratzer@gmail.com



Persönliche Daten

Geboren am: 01. Februar 1982 in Oberpullendorf (Burgenland), ledig

Ausbildung

2009-2013	Masterstudium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität Wien Schwerpunkte: Controlling und Innovation & Technologie- management
2003-2009	Bachelorstudium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität Wien
2000-2003	Bundeshandelsakademie in Wien
1997-2000	Bundeshandelschule in Wien
1993-1997	Hauptschule in Horitschon

Sprachkenntnisse

Deutsch	Muttersprache
Englisch	Sehr gut
Französisch	Gut