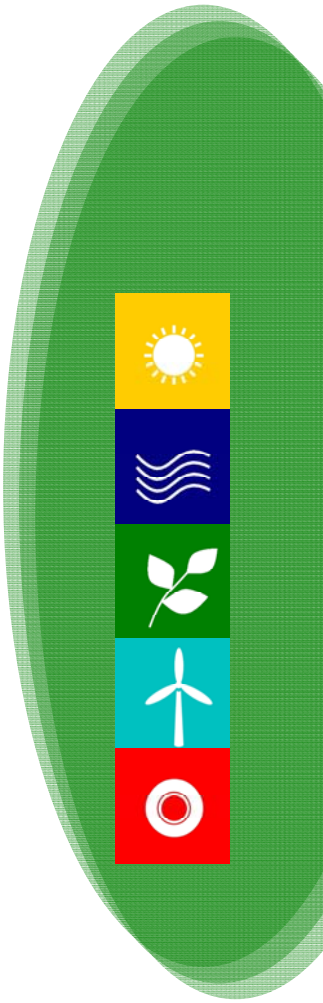
Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorhaben IId

Stromerzeugung aus Wasserkraft

Zwischenbericht



Projektleitung:

Dipl.-Ing. Rita Keuneke

Ingenieurbüro Floecksmühle

Ingenieurbüro Floecksmühle
wasser umwelt energie

IHS IAEW Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt mbH FICHTNER WATER & TRANSPORTATION

Februar 2014

Namen und Anschriften der Projektpartner:

Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft IAEW
Schinkelstr. 6
52062 Aachen

Prof. Dr. Albert Moser, Dr. Ulf Kasper

Institut für Strömungsmechanik und
Hydraulische Strömungsmaschinen IHS
Pfaffenwaldring 10
70550 Stuttgart

Dr. Albert Ruprecht

Fichtner Water & Transportation GmbH
Sarweystr. 3
70191 Stuttgart

Dr. Stephan Heimerl

Ingenieurbüro Floecksmühle
wasser umwelt energie

Bachstraße 62-64
52066 Aachen
Dipl.-Ing. Rita Keuneke
E-Mail: Rita.Keuneke@floecksmuehle.com
Telefon: 0241/94986-47

Aachen, 13. Dezember 2013

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis X
Tabellenverzeichnis XIV
Abkürzungsverzeichnis XVIII

1 Einführung Vorhaben Wasserkraft 1

1.1 Stand der Technik 2
1.2 Technologieentwicklung in der Wasserkraft 3
1.2.1 Neuentwicklung von einzelnen Komponenten 4
1.2.2 Neuentwicklung bei Wasserrädern 8
1.2.3 Fischfreundlichere Turbinen 8
1.2.4 Anlagen zur Verbesserung der Durchgängigkeit 10
1.2.5 Anlagen zur Nutzung geringer Fallhöhen 11
1.2.6 Standardisierte Einfachturbinen 11
1.2.7 Turbinen ohne Aufstau 12
1.2.8 Weitere Entwicklungen 14
1.3 Technologieentwicklung bei den ökologischen Maßnahmen 14
1.3.1 Maßnahmen zur Abgabe des Mindestabflusses 14
1.3.2 Maßnahmen zur Herstellung der flussaufwärts gerichteten Durchgängigkeit 15
1.3.3 Maßnahmen zur Herstellung der flussabwärts gerichteten Durchgängigkeit und zum Schutz der Populationen 16
1.4 Wasserkraft im Kontext des EEG 23
1.4.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur 23
1.4.2 Darstellung der Vergütungsentwicklung 24
1.4.3 Der Anlagenbegriff 26

2 Methodik 34

2.1 Arbeitsschritte 34
2.2 Daten- und Informationsermittlung 35

3 Stand der Markteinführung 37

3.1 Entwicklung der Anlagenkapazität und des Anlagenbestands aggregiert für Deutschland und differenziert nach Bundesländern 37
3.1.1 Darstellung aller Wasserkraftanlagen in Deutschland 38
3.1.2 Entwicklung von Anzahl und Leistung der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen 45
3.2 Stromerzeugung und Vergütung 51
3.3 Marktanalyse 55

3.3.1 Differenzierte Darstellung der aus dem Anlagenzubau resultierenden Entwicklung in Deutschland zur EEG vergüteten Wasserkraft.....55
3.3.2 Langjährige Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung.....60
3.3.3 Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland.....61
3.3.4 Vermarktungsstrategien.....66
3.3.5 Internationale Märkte.....73
3.4 Ausbauziele und realisierter Ausbau im Vergleich.....76
3.5 Zustand des Wasserkraftanlagenbestands.....76
3.6 Aktuelle Großwasserkraft-Projekte.....79
4 Ökonomische Aspekte.....80
4.1 Kosten.....80
4.1.1 Anschaffungskosten.....81
4.1.2 Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen.....87
4.1.3 Betriebskosten.....88
4.1.4 Kapitalkosten und Abschreibung.....89
4.1.5 Projektrealisierungszeiten.....90
4.2 Berechnung der Stromerzeugungskosten.....91
4.2.1 Grundlage für die Berechnung der Stromgestehungskosten.....91
4.2.2 Stromerzeugungskosten bei Neubau von Laufwasserkraftanlagen.....94
4.2.3 Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen bis 5 MW.....95
4.2.4 Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen ab 5 MW.....97
4.2.5 Kostenentwicklung bei Wasserkraftanlagen.....98
4.3 Analyse der EEG-Vergütungsstruktur und/oder –höhe, sowie der Degressionssätze.....98
4.3.1 Vergütungshöhe bei Neubau.....98
4.3.2 Vergütungshöhe bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW.....101
4.3.3 Vergütungshöhe bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW.....102
4.3.4 Vergütung von Speicherkraftwerken.....103
4.3.5 Vergütungsdauer und Degression.....104
4.3.6 Anreizwirkung - Datenauswertung.....105
4.3.7 Anreizwirkung - Betreiberumfrage.....105
4.4 Diskussion der Vergütung von Anlagen > 5 MW.....106

4.4.1 Umsetzung des § 35 WHG....106
4.4.2 Auswirkungen einer Komplettvergütung von Anlagen > 5 MW....107
4.4.3 Auswirkungen einer Grundvergütung von Anlagen > 5 MW....108
4.5 Wirtschaftliche Angemessenheit....108
4.5.1 Empfehlung zur wirtschaftlichen Angemessenheit....109
4.6 Handlungsempfehlungen....109
4.6.1 Empfehlungen zu den Vergütungssätzen....109
4.6.2 Empfehlungen zur Vergütungsdauer und zur Degression....110
4.7 Vergütung der Wasserkraft in der Schweiz....110
5 Vergütungsvoraussetzungen....112
5.1 Technische Anforderungen....113
5.1.1 Hinweis der Clearingstelle....113
5.1.2 Umfrageergebnisse....115
5.1.3 Fachliche Einschätzung....117
5.2 Ökologische Anforderungen....119
5.2.1 Fachliche Einschätzung....119
5.2.2 Ergebnisse der Befragung....122
5.2.3 Umsetzung der ökologischen Anforderungen....124
5.3 Nachweisführung....125
5.3.1 Nachweis der technischen Anforderungen....125
5.3.2 Nachweis der ökologischen Anforderungen....126
5.4 Aufbau eines Anlagenregisters....128
5.5 Querbauwerksregel....130
5.6 Empfehlungen....130
6 Ökologische Aspekte....132
6.1 Auswirkungen der Wasserkraft auf Gewässerökologie, Natur und Landschaft....132
6.1.1 Stromaufwärts gerichtete Wanderungen....132
6.1.2 Stromabwärts gerichteten Wanderungen....134
6.1.3 Auswirkungen des Aufstaus auf die Lebensgemeinschaften in und an Fließgewässern....135
6.1.4 Auswirkungen von Ausleitungen auf die aquatischen Lebensgemeinschaften....137
6.1.5 Auswirkungen der Wasserkraft insbesondere auf Natur und Landschaft....138
6.1.6 Auswirkungen des Schwellbetriebs an Wasserkraftanlagen....139
7 Systemintegration....141

7.1 Neue Anforderungen 141
7.1.1 Volatilität regenerativer Erzeugung 141
7.1.2 Rückgang der Einspeisung konventioneller Kraftwerke 142
7.2 Systemdienstleistungen 143
7.2.1 Reserve 143
7.2.2 Schwarzstartenergie 143
7.2.3 Blindleistung 143
7.3 Steuerbarkeit 144
7.3.1 Anlagenbetreiber 144
7.3.2 Netzbetreiber 144
7.4 Fernsteuerung von Wasserkraftanlagen 145
8 Marktintegration 146
8.1 Märkte für Fahrplanenergie 147
8.1.1 Terminmarkt 147
8.1.2 Day-Ahead-Markt 147
8.1.3 Intraday-Markt 149
8.2 Märkte für Regelreserve 149
8.2.1 Technische und organisatorische Eigenschaften 151
8.2.2 Entwicklungen an den Reservemärkten 152
8.3 Möglichkeiten der Systemdienstleistung von Wasserkraftanlagen 153
8.3.1 Steuerbarkeit 153
8.3.2 Organisation 154
8.3.3 Technische Eignung 155
8.3.4 Aktuelle Teilnahme am Reservemarkt 158
8.4 Virtuelle Kraftwerke 159
8.5 Empfehlungen 160
9 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke 161
9.1 Speicherwasserkraftanlagen 161
9.2 Schwellbetrieb bei Wasserkraftanlagen 162
9.2.1 Grundlagen 162
9.2.2 Eignung für den Schwellbetrieb 163
9.2.3 Flexibilisierungspotenzial bei Laufwasserkraftwerken 163
9.3 Pumpspeicherkraft in Deutschland 164
9.3.1 Einleitung 164
9.3.2 Anlagenbestand 165
9.3.3 Neu- und Ausbauprojekte 168

9.4 Auswirkungen des Speicherbetriebs auf die Umwelt 170
9.5 Empfehlungen zu Pumpspeicherkraftwerken 170

10 Wasserkraftpotenziale 171

10.1 Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland 171
10.2 Das Wasserkraftpotenzial in den Bundesländern 172
10.2.1 Das Zubaupotenzial in den Bundesländern 172
10.2.2 Potenzialuntersuchungen aus den Bundesländern 176
10.2.3 Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen WK-Potenziale (§ 35 Absatz 3 WHG) 182
10.3 Wasserkraftnutzung in Trinkwasser- und Abwassersystemen 185
10.3.1 Wasserkraftnutzung an Kläranlagen 185
10.3.2 Wasserkraftnutzung in Kanalnetzen 186
10.3.3 Wasserkraftnutzung in Trinkwassernetzen 187
10.3.4 Empfehlungen zu Wasserkraft in Trink- und Abwassersystemen 190

11 Meeresenergienutzung 191

11.1 Grundlagen 191
11.2 Stand und wirtschaftliche Bedeutung der Meeresenergie in Deutschland 192
11.2.1 Stand der Nutzung der Meeresenergie in Deutschland 192
11.2.2 Wirtschaftliche Bedeutung der Meeresenergie in Deutschland 193
11.3 Einführung in die technische Realisierung 193
11.3.1 Gezeitenkraftwerke 193
11.3.2 Meeresströmungskraftwerke 194
11.3.3 Wellenkraftwerke 197
11.3.4 Osmose-Kraftwerke 201
11.3.5 OTEC Kraftwerke 203
11.3.6 Kombinierte Anwendungen 203
11.3.7 Zusammenfassung der Potenziale der Meeresenergie in Deutschland 204
11.4 Kostenentwicklung bei Meeresenergie 204
11.4.1 Kostenentwicklung bei Gezeitenströmungsenergie 205
11.4.2 Kostenentwicklung bei der Wellenenergie 206
11.4.3 Kosten bei deutschen Standorten 207
11.4.4 Internationale Vergütung 207
11.4.5 Attraktivität für Investoren 208
11.5 Empfehlung außerhalb des EEG 209

12 Wasserentnahmeentgelt – Mittel für den Gewässerschutz? 210

12.1 Wasserentnahmeentgelte der Bundesländer 210

12.1.1 Gesetzliche Regelungen der Bundesländer zu Wasserentnahmeentgelten für die Wasserkraft 214
12.2 Schweiz: Wasserzins und Wasserkraftnutzung 220
12.3 Wasserentnahmeentgelt und ökologische Maßnahmen 222

13 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen 223

13.1 Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG 224
13.2 Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG 227

Literaturverzeichnis 229

Anhang 238

A.1 Anhang 1 Fragebögen 238
A.2 Anhang 2 Antworten der Landesumweltministerien und Verbände 238
A.3 Anhang 3 Stellungnahmen 238
A.4 Anhang 4 Stromgestehungskosten für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen 238
A.5 Anhang 5 Besondere rechtliche Regelungen im In- und Ausland 238
A.6 Anhang 6 Gutachten zum Schutz der Fischpopulationen aus rechtlicher Sicht 238

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG 1

Abbildung 2: Aufbau einer Wasserkraftanlage 3

Abbildung 3: Leistungsabnahme einer Kleinturbine infolge Verschmutzung 5

Abbildung 4: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer einfach-regulierten Maschine 6

Abbildung 5: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer doppelt-regulierten Kaplan-Turbine 6

Abbildung 6: Vergleich der Wirkungsgradverläufe von verschiedenen Generatorkonzepten 7

Abbildung 7: Beispiele zur Entwicklung von neuen Wasserrädern a) Bega-Wasserrad [Bega 2013], b) Drews-Wasserrad [Bosy 2013], c) Steff-Turbine [Malcherek 2011] 8

Abbildung 8: Beispiele für fischfreundliche Turbinenlaufräder a) Alden-Turbine [Alden 2013], b) [Grünig 2013] 9

Abbildung 9: Vergleich der Überlebensrate einer konventionellen und einer fischfreundlichen Turbine für eine Staustufenkette.....10

Abbildung 10: Beispiele von Anlagen zur Verbesserung des Fischabstiegs und der Durchlässigkeit von Geschiebe, a) Coanda-Rechen aus [Pelikan 2012], b) Schachtkraftwerk [BR 2013], c) Unter- und überströmte Turbine [Hydro 2013] 10

Abbildung 11: „Turbinen“-Konzepte zur Nutzung geringer Fallhöhen a) VLH-Turbine [Juhrig 2011], b) Wasserkraftschnecke [Pelikan 2012], c) Wasserdruckmaschine [Hylow 2013] 11

Abbildung 12: Standardisierte Turbinen a) Matrixturbine der Fa. Andritz [Andritz 2013], b) Streamdiver der Fa. Voith [Kössler o.J.].....12

Abbildung 13: Hydrokinetische Turbinen a) Turbine der Fa. KSB [KSB 2013], b) Turbine de Fa. AquaLibre [Aqualibre 2013], c) Turbine der Fa. SmartHydro [Smart-Hydro 2013], d)Turbine der Fa. RER [Rerhydro 20139].....13

Abbildung 14: Zur kinetischen Energie äquivalente Fallhöhe.....14

Abbildung 15: Horizontalrechen (Bauphase), d_R = 12 mm (WKA Auerkotten, Wupper, ca. 300 kW).....18

Abbildung 16: Vertikalrechen (Bauphase), d_R = 10 mm mit Rechenreiniger (WKA Unkelmühle, Sieg, ca. 500 kW) 19

Abbildung 17: Aalsammelsystem Bottom Gallery® (ADAM et al. 2002), links Schnitte, rechts Foto aus der Bauphase 20

Abbildung 18: „Vorrichtung für den Abstieg von Aalen an Wasserbauwerken“ (links Grundriss; rechts Foto aus der Versuchsanordnung) 21

Abbildung 19: Behälter des MIGROMAT® am Wehrpfeiler der WKA Langwedel, Weser22

Abbildung 20: Skizzen zum Anlagenbegriff.....27

Abbildung 21: Jahresarbeit und installierte Leistung aller Wasserkraftanlagen. Die installierte Leistung ist als Säule dargestellt, die Jahresarbeit als Linie. ..39

Abbildung 22: Nettostromerzeugung (Jahresarbeit) der Wasserkraftanlagen (p>1 MW)40

Abbildung 23: Engpassleitung (netto) aus Wasserkraft.....41

Abbildung 24: Eigenverbrauch aller Wasserkraftanlagen.....42

Abbildung 25: Jahreserzeugung (-arbeit) der Wasserkraftanlagen nach Bundesländern: Regelarbeitsvermögen für WKA der Leistung P > 1 MW und nach EEG vergütete Jahresarbeit der WKA mit P < 1 MW; logarithmische Skala in der unteren Abbildung; (Daten aus Tabelle 8)....44

Abbildung 26: Anzahl der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen 48

Abbildung 27: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen.....49

Abbildung 28: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen nach Bundesländern.....51

Abbildung 29: Gesamtjahresarbeit, Jahresarbeit aus Direktvermarktung und Vergütung der Wasserkraftanlagen im Jahr 2012 differenziert nach Leistungsklassen und EEG-Novellen 54

Abbildung 30: Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung nach EEG 55

Abbildung 31: Installierte Leistung und Durchschnittsvergütung von Neuanlagen nach EEG 2012. 57

Abbildung 32: Zahl der Datensätze von Neuanlagen nach EEG 2012. 57

Abbildung 33: Installierte Leistung und Durchschnittsvergütung von modernisierten Anlagen nach EEG 2012.....59

Abbildung 34: Zahl der Datensätze von modernisierten Anlagen nach EEG 2012. 60

Abbildung 35: Wasserkraftanlagenentwicklung, Anlagenzahl differenziert nach installierter Leistung und Inbetriebnahmedatum bzw. Vergütungskategorie.....61

Abbildung 36: Exemplarische Darstellung der Vergütung im Marktprämienmodell.....65

Abbildung 37: Vermarktungsanteile in install. Leistung [MW], 2012 67

Abbildung 38: Jahresarbeit in 2012 der Anlagen mit Direktvermarktung differenziert nach Leistungsklassen.....69

Abbildung 39: Baujahr und Jahr der technischen Modernisierung der Wasserkraftanlagen, die im Jahr 2011 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten 77

Abbildung 40: Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung von Wasserkraftanlagen > 1 MW; 2100 = keine Befristung der wasserrechtlichen Zulassung 79

Abbildung 41: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{Inst} 83

Abbildung 42: Spezifische Investitionen für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} ..84

Abbildung 43: Verfahrensdauer und anteilige Kosten für den Neubau einer Wasserkraftanlage mit einer Gesamtinvestition von ca. 11,5 Mio.€ (10 Mio. € Bau + Planung) ohne Grunderwerbskosten 91

Abbildung 44: Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütung beim Neubau von Wasserkraftanlagen bezogen auf die Leistung P_{Inst}, Inbetriebnahme 2015 99

Abbildung 45: Stromgestehungskosten bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschl. 5 MW bezogen auf die Leistung P_{Inst} und Vergütung nach EEG 2012, Inbetriebnahme 2015 101

Abbildung 46: Maßnahmekosten (nur Kosten für Steuerung oder Dotierturbine) bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung und EEG-Vergütung 103

Abbildung 47: Spezifische Investitionen für technische Maßnahmen an Wasserkraftanlagen mit EEG-Vergütung 116

Abbildung 48: Standort mit Ausleitungskraftwerk 133

Abbildung 49: Gesamtüberlebensrate p abwandernder Fische in vielfach gestauten Gewässern 135

Abbildung 50: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland bei verschiedenen Szenarien für die Jahre 2010, 2022 und 2032 142

Abbildung 51: Exemplarische Preis-Absatz-Funktion des Day-Ahead-Markts 148

Abbildung 52: Zeitbereich der unterschiedlichen Reservequalitäten 150

Abbildung 53: Prinzip der Vermarktung dezentraler Einheiten als virtuelles Kraftwerk mit einem Energiemanagementsystem 160

Abbildung 54: Aktuelles Erzeugungspotenzial und voraussichtlich realisierbares technisches Zubaupotenzial (Tabelle 52); Skala unten logarithmisch.... 176

Abbildung 55: Höhenlage des Emscherkanals (oben), Verlauf des Kanals (unten) 186

Abbildung 56: Längsschnitt Wassertransportleitung Söse-Nord der Harzwasserwerke mit Wasserwerken (WW) und Hochbehältern(HB) 187

Abbildung 57: Schematische Darstellung eines Gezeitenkraftwerks 194

Abbildung 58: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich.....194
Abbildung 59: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit.....196
Abbildung 60: Gezeitenströmungsturbine der Fa. Voith vor der Installation am Standort in Korea.....196
Abbildung 61: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device.....197
Abbildung 62: Pelamis-Anlage.....198
Abbildung 63: Schematischer Aufbau eines Overtopping Device.....198
Abbildung 64: Seawave Slot-cone Generator (SSG).....199
Abbildung 65: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks.....200
Abbildung 66: OWC-Kraftwerk LIMPET auf der schottischen Insel Islay.....200
Abbildung 67: Prinzip der Breakwater-Turbinen.....201
Abbildung 68: Wellenkraftwerk mit Breakwaterturbinen in Mutriku, Spanien.....201
Abbildung 69: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks.....202
Abbildung 70: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft.....202
Abbildung 71: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC.....203
Abbildung 72: Kostenstruktur einer Meeresströmungsturbine.....205
Abbildung 73: Preisentwicklung und Lernkurve für die Wellenenergie.....207
Abbildung 74: Vergütung für Meeresenergie im internationalen Vergleich.....208
Abbildung 75: Erhebung von Wasserentnahmeentgelten (WEE) in den Bundesländern (Karte Stand 2010, ergänzt auf aktuellen Stand).....212

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Kosten für Fischschutz- und -abstiegsanlagen 21
Tabelle 2: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen EEG 2012 24
Tabelle 3: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009 25
Tabelle 4: Vergütungsdauer und Degression für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009 26
Tabelle 5: Auswirkung der Auslegung des Anlagenbegriffs auf den Ausbau der Wasserkraftnutzung (grün: Anreiz zum Ausbau vorhanden, gelb: Anreiz zum Ausbau u.U. vorhanden, rot: kein Anreiz zum Ausbau vorhanden) ..33
Tabelle 6: Adressaten der Datenerhebung 36
Tabelle 7: Anzahl der Betriebe und Erzeugungseinheiten mit Wasserturbinen, Dezember 2012 40
Tabelle 8: Installierte Leistung und Jahresarbeit der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Bundesländern, Stand März 2010: Summe aus EEG-Daten 2009 und Leistung bzw. Regelarbeitsvermögen der WKA der Leistung ≥ 1 MW, die keine EEG-Vergütung erhielten.....43
Tabelle 9: Anzahl und Leistung der Anlagen mit EEG Vergütung – (Auswertung IBFM und Hydrotec).....46
Tabelle 10: Anzahl und Leistung der nach EEG-vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen (Auswertung IBFM und Hydrotec) 47
Tabelle 11: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen nach Bundesländer (Auswertung Daten 2011 und 2012: IBFM und Hydrotec)50
Tabelle 12: Jahresarbeit und Vergütung der im Jahr 2012 nach EEG vergüteten Anlagen (IBFM und Hydrotec).....52
Tabelle 13: Anzahl der Datensätze der im Jahr 2012 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung (IBFM und Hydrotec) 52
Tabelle 14: Anteil der Direktvermarktung an der Gesamtjahresarbeit 2012 (Auswertung IBFM und Hydrotec) 53
Tabelle 15: Auswertung der im Jahr 2012 neu gebauten Anlagen mit Festvergütung nach § 23 EEG 2012 nach Leistungsklassen (IBFM und Hydrotec) 56
Tabelle 16: Auswertung der im Jahr 2012 neu gebauten Anlagen mit EEG Vergütung (§66 Abs. 5 EEG 2012) nach Leistungsklassen (IBFM und Hydrotec) 56
Tabelle 17: Auswertung der im Jahr 2012 modernisierten Anlagen mit Festvergütung nach § 23 EEG (IBFM und Hydrotec) 58

Tabelle 18: Auswertung der im Jahr 2012 modernisierten Anlagen mit EEG Vergütung (§66 Abs.14 EEG 2012) (IBFM und Hydrotec) 59

Tabelle 19: Managementprämien des Marktprämienmodells gemäß (EEG 2012) 66

Tabelle 20: Vermarktungsanteile für das Jahr 2012 innerhalb und außerhalb des EEG 67

Tabelle 21: Anteil der Direktvermarktung an der Gesamtjahresarbeit 2012 (Auswertung IBFM und Hydrotec) 68

Tabelle 22: Jahresarbeit in 2012 der Anlagen mit Direktvermarktung differenziert nach Leistungsklassen und Vermarktungsmodell; GSP: Grünstromprivileg, DV: Direktvermarktung (Auswertung IBFM und Hydrotec) 69

Tabelle 23: Entwicklung der verschiedenen Formen der Direktvermarktung im Jahr 2012 nach Leistung.....70

Tabelle 24: Vermarktung des Wasserkraftstroms in 2011; WKA mit EEG-Vergütung 71

Tabelle 25: Vermarktung des Wasserkraftstroms von Wasserkraftanlagen mit einer install. Leistung > 1 MW in 2012 (48 Rücksendungen insgesamt).....73

Tabelle 26: Hochgerechnetes weltweites Wasserkraftpotenzial und installierte Leistung 2012 74

Tabelle 27: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen 82

Tabelle 28: Spezifische Investitionen für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW 85

Tabelle 29: Spezifische Investitionen für die ökologische Anpassung von Wasserkraftanlagen 86

Tabelle 30: Betriebskosten für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung als prozentualer Anteil zu den Anschaffungskosten 89

Tabelle 31: Zinstabelle für Wasserkraftanlagen 89

Tabelle 32: Mischzinssätze für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung 90

Tabelle 33: Spezifische Anschaffungskosten für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung (vgl. Abbildung 41 und Abbildung 42) 93

Tabelle 34: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW (Basisjahr 2015) 94

Tabelle 35: Stromerzeugungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen 95

Tabelle 36: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW bezogen auf die Stromerzeugung für Klassen der installierten Leistung P_{Inst}.....96

Tabelle 37: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW inklusive Grundgestehungskosten 97

Tabelle 38: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung gestaffelt nach der erzielten Leistungssteigerung..... 98

Tabelle 39: Jährliche Neuvergütung von Anlagen > 5 MW bei Annahme einer Komplettvergütung nach EEG 2012 107

Tabelle 40: Durchgeführte Maßnahmen nach § 23 (2) EEG 2012 115

Tabelle 41: Durchgeführte Maßnahmen nach § 23 (4) EEG 2012 (aus Umfrage Behörden BW) 122

Tabelle 42: Durchgeführte ökologische Maßnahmen (aus Umfrage WKA > 1 MW, Stand Februar 2013, 48 Rücksendungen insgesamt) 124

Tabelle 43: Durchgeführte ökologische Maßnahmen (aus Umfrage an Betreiber mit EEG-Vergütung, Stand November 2013, 332 plausible Rücksendungen insgesamt) 125

Tabelle 44: Anzahl der Nachweise durch Umweltgutachten und Behörden 128

Tabelle 45: Technische und organisatorische Anforderungen der Reservemärkte in Deutschland 150

Tabelle 46: Verteilung der Wasserkraftanlagen auf die Spannungsebenen (aus Umfrage) 156

Tabelle 47: Aggregierte Darstellung technischer Eigenschaften von Speicherkraftwerken in Deutschland 157

Tabelle 48: Aggregierte Darstellung technischer Eigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland 157

Tabelle 49: Auswertung der 48 Rückläufe der Fragebogen für WKA (> 1 MW) zu Teilnahme am Reservemarkt und Präqualifizierung (aus Umfrage WKA > 1 MW, Stand Februar 2013, 48 Rücksendungen insgesamt) 159

Tabelle 50: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (PM) und ohne (PO) natürlichen Zufluss, Stand 6/2013 167

Tabelle 51: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Deutschland, Stand 6/2013 170

Tabelle 52: Voraussichtlich zusätzlich ausbaubares technisches Erzeugungs- und Leistungspotenzial für die Wasserkraftnutzung (Stand Anfang 2010, Weserkraftwerk Bremen Hemelingen berücksichtigt) gemäß erweiterter Potenzialstudie für Deutschland (ANDERER et al 2010a), (IE 2011) 175

Tabelle 53: Potenzialuntersuchungen in den Bundesländern; Maßnahmen zur Erfüllung von § 35 Absatz 3 WHG 183

Tabelle 54: Wasserkraftnutzung und Ausbaupotenzial bei Trinkwasser- und Fernwasserversorgern - Ergebnisse aus Betreiberumfrage und Internetrecherche (HB: Hochbehälter).....189

Tabelle 55: Erwartete Stromgestehungskosten für Meeresströmungsanlagen an guten Standorten 206

Tabelle 56: Attraktivität für Investoren 208

Tabelle 57: Erhebung von Wasserentnahmeentgelten in den Bundesländern, Stand August 2012 (ACHTUNG! Bayern erhebt Entnahmeentgelt für WKA) ...213

Tabelle 58: Abgabesatzhöhe der Wasserentnahmeentgelte in den Bundesländern; Die Entgelte für Sachsen-Anhalt und Rheinland-Pfalz sind nicht aufgeführt.....214

Tabelle 59: Gesetzliche Regelungen zu Wasserentnahmeentgelten in den Bundesländern.....219

Tabelle 60: Vorschlag für die Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen 225

Abkürzungsverzeichnis

AWK	Arbeitsgemeinschaften der Wasserkraftwerke Baden-Württemberg
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
BAFU	Schweizerisches Bundesamt für Umwelt
BayWG	Bayerisches Wassergesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDW	Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke e.V.
BEW	Bayerische Elektrizitätswerke
BFE	Schweizerisches Bundesamt für Energie
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Bundesländer: Abkürzungen

BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HH	Hamburg
HE	Hessen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen

CHF	Schweizer Franken

DAU	Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DTK	Deutsches Talsperren Komitee
DVWK	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft und Kulturbau
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.
EG	Europäische Gemeinschaft
EG-WRRL	Europäische Wasserrahmenrichtlinie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnV	Energieverordnung
EU	Europäische Union
FAA	Fischaufstiegsanlage
HB	Hochbehälter
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
IBFM	Ingenieurbüro Floecksmühle
ISH	Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LAVES	Landesamt für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit, Niedersachsen
LW	Laufwasserkraftwerk
LZ	Lastzyklus
MVV	MVV Energie AG, Energieversorgungsunternehmen
NRW	Nordrhein Westfalen
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OLG	Oberlandesgericht
OTEC	Meereswärmekraftwerke (Ocean Thermal Energy Conversion)
OWAG	Oberflächenwasserabgabegesetz
P_{EEG}	Leistung, die zur Klassifizierung der Vergütungszahlung innerhalb des EEG genutzt wird. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit und 8.760 h
PM	Pumpspeicherkraftwerk mit natürlichem Zufluss ins Oberbecken
PO	Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluss ins Oberbecken

PSP	Pumpspeicherkraftwerke
Q_{min}	Erforderlicher Abfluss in der Ausleitungsstrecke (Mindestabfluss)
QBW	Querbauwerk(e)
QUIS	Querbauinformationssystem
RuhrVG	Ruhrverbandsgesetz
RWE AG	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
RWTH	Rheinisch-Westfälisch Technische Hochschule Aachen
SächsWG	Sächsisches Wassergesetz
SMUL	Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft, Sachsen
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SSG	Seawave Slot-cone Generator
StMUGV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit
StrEG	Stromeinspeisegesetz
TLUG	Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie
UBA	Umweltbundesamt
UGA	Umweltgutachter
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (CH)
WasEE-VO LSA	Verordnung über die Erhebung eines Entgelts für die Wasserentnahme
WEE	Wasserentnahmeentgelte
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Wasserkraftanlage (n)
WNGebO	Verordnung über Gebühren für die Nutzung staatseigener Gewässer
WRG	Wasserrechtsgesetz Schweiz
WSchG	Schweizer Wasserschutzgesetz
WW	Wasserwerk

1 Einführung Vorhaben Wasserkraft

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schafft als zentrales Fördergesetz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien die notwendigen Rahmenbedingungen. Zur Ermittlung der Wirksamkeit des Gesetzes finden regelmäßig Evaluierungen u.a. zur Auswirkung des EEG auf den Ausbau der unterschiedlichen Energieträger statt. Gemäß § 1 zielt das Erneuerbare-Energien-Gesetz darauf ab, die bestehende positive Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den folgenden Jahren und Jahrzehnten zu befördern, so dass diese Energiequellen definierte Anteile an der Stromversorgung in Deutschland übernehmen können. Neben der Steigerung von Leistung und Einspeisung der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien, ist deren energiewirtschaftliches Zusammenspiel sowie die ökologischen Auswirkungen ihrer Nutzung von entscheidender Bedeutung für das Funktionieren des Gesamtsystems.

Im Hinblick auf die Weiterentwicklung des EEG wurde und wird in der öffentlichen Diskussion die Zukunftsfähigkeit des bestehenden Fördersystems grundlegend in Frage gestellt. Es mehren sich die Stimmen, die einen Übergang zu einem marktorientierteren Förderrahmen ohne administrative Preisbestimmung fordern. Hier wurden von verschiedener Seite die unterschiedlichsten Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien eingebracht.

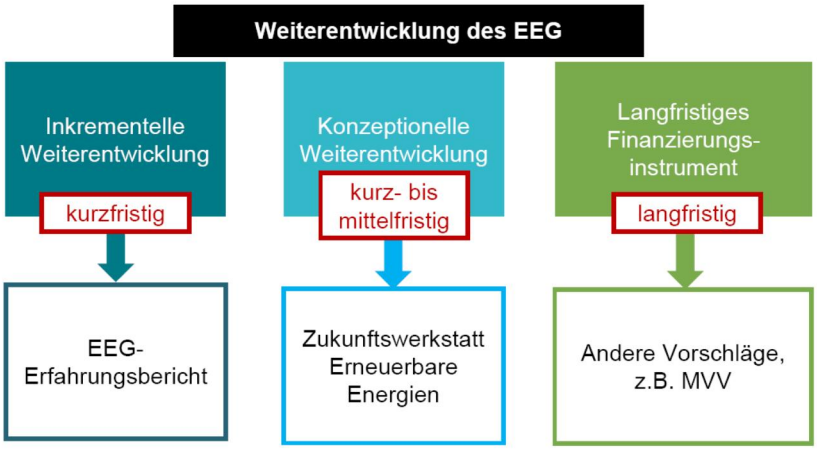


Abbildung 1: Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG

Eine Analyse der möglichen Optionen der Weiterentwicklung des Förderinstrumentariums für die erneuerbaren Energien ebenso wie dessen Auswirkungen auf das Gesamtsystem aus den verschiedensten Blickwinkeln ist Gegenstand des vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenen Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“. Hierin werden Weiterentwicklungsvorschläge für sämtliche Zeithorizonte und auch Vorschläge anderer entsprechend untersucht und bewertet.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 liegt der Schwerpunkt dagegen auf der Entwicklung konkreter Handlungsempfehlungen zur inkrementellen Weiterentwicklung des bestehenden Förderinstruments. Hier ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf für inkrementelle Anpassungen auch bestehen bleiben dürfte, wenn im weiteren Verlauf des Prozesses eine umfassendere Reform beschlossen wird, wofür Anpassungen des bestehenden Systems, insbesondere der Vergütungsvorschriften, übergangsweise oder auch zur Ausgestaltung und Einführung neuer Instrumentarien benötigt wird.

Innerhalb des Erfahrungsberichts beschäftigt sich das Vorhaben IId in der Hauptsache mit Wasserkraftanlagen an Fließgewässern. Darüber hinaus sollen Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke, Wasserkraftanlagen in Trinkwasser- und Abwassersystemen sowie die Meeresenergieanlagen einbezogen werden. Ziel des Erfahrungsberichts ist die Darstellung der Entwicklung der Stromgestehungskosten, der Technologieentwicklung und der Marktentwicklung, sowie der Auswirkungen der Wasserkraft auf die Gewässerökologie. Es ist abzuleiten, welche Wechselwirkungen zwischen dem EEG und diesen Entwicklungen bestehen. Darauf aufbauend sind Vorschläge zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Wasserkraft zu erarbeiten.

Bei der Erstellung des Erfahrungsberichts haben mitgewirkt:

- Dr.-Ing. Stephan Heimerl, Fichtner Water & Transportation GmbH: Beratung vor allem in Fragen des Wasserkraftbetriebs, der Kosten und des Fischschutzes sowie Bearbeitung wesentlicher Teile der Kapitel □ „Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland“, Kapitel □ „Internationale Märkte“, Kapitel 3.6 „Aktuelle Großwasserkraft-Projekte“, Kapitel 9.1 „Speicherwasserkraftanlagen“ und 9.3 „Pumpspeicherkraft in Deutschland“.
- Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser und Dr.-Ing. Ulf Kasper, RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft IAEW: Bearbeitung wesentlicher Teile der Kapitel 7.1 bis 7.3 „Systemintegration“ und 8 „Marktintegration“, Zuarbeit zu Kapitel □ und Beratung in Fragen der Vermarktung.
- Dr.-Ing. Albert Ruprecht, Universität Stuttgart, Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen: Bearbeitung der Kapitel 1.2 „Technologieentwicklung in der Wasserkraft“ und Kapitel 11 „Meeresenergienutzung“.

1.1 Stand der Technik

Die Wasserkraft ist eine der ältesten Energiequellen der Menschheit. Durch sie wird Sonnenenergie, die den Wasserkreislauf antreibt, konzentriert an Gefällestufen der Gewässer genutzt. Die Wasserkraft besitzt am unmittelbaren Ort der Energie-

umwandlung eine sehr hohe Energiedichte mit entsprechenden Anforderungen an die Maschinen. Die baulichen Anlagen (Abbildung 2) müssen insbesondere bei Hochwasser und Frost erheblichen Belastungen durch das Gewässer standhalten. Daher weisen Wasserkraftanlagen die höchsten spezifischen Investitionen aller regenerativen Energiequellen auf, was sich in langen Amortisationszeiten niederschlägt. Wasserkraftanlagen besitzen eine lange Lebensdauer und noch heute sind viele Turbinen aus dem Beginn des letzten Jahrhunderts in Betrieb.

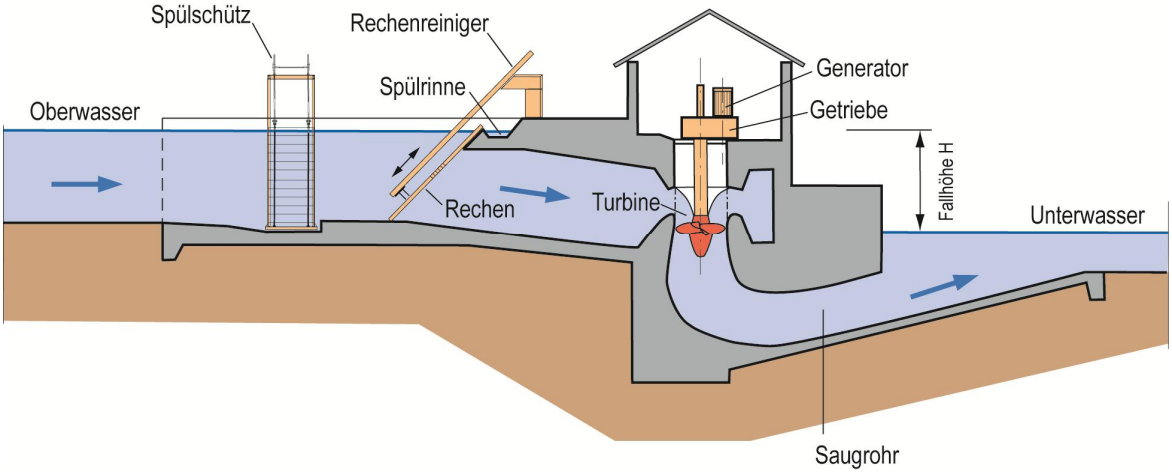


Abbildung 2: Aufbau einer Wasserkraftanlage

1.2 Technologieentwicklung in der Wasserkraft

Die Wasserkraft-Technologie hat einen sehr hohen Reifegrad und eine sehr hohe Zuverlässigkeit erreicht. Große Anlagen erreichen heute Wirkungsgrade im Bereich von 95 % im Optimum, eine große Steigerung ist hier kaum mehr möglich. Auch bei modernen kleinen Anlagen ist der Wirkungsgrad schon sehr hoch (im Bereich von 90 – 92 %), so dass Wirkungsgradsteigerungen demzufolge nur noch begrenzt möglich sind. Dennoch ergeben sich in den letzten Jahren eine Vielzahl an Neuentwicklungen.

Der Fokus bei der Entwicklung in der Kleinwasserkraft liegt neben der Verbesserung von Einzelkomponenten (als Beispiel sei hier die Entwicklung von Permanentmagnet-erregten Generatoren mit einer deutlichen Wirkungsgradsteigerung vor allem im Teillastbetrieb genannt) auf folgenden Punkten:

- Entwicklung fischfreundlicher Turbinen,
- Entwicklung von Anlagen und Komponenten zur Verbesserung der Durchgängigkeit von Geschiebe und Fischen,
- Entwicklung neuer Konzepte zur Nutzung geringer Fallhöhen,
- Entwicklung von kostengünstigen standardisierten Turbinen und
- Entwicklung von Turbinen ohne Aufstau.

Diese Innovationen werden in Folgenden dargestellt.

1.2.1 Neuentwicklung von einzelnen Komponenten

Verbesserte Auslegungsmethoden

Durch den Einsatz neuer Auslegungsmethoden – hier ist vor allem der Einsatz moderner Strömungssimulationsmethoden zu nennen, die heute auch kleinen Unternehmen kostengünstig zur Verfügung stehen – ist eine Erhöhung der Wirkungsgrade gegenüber alten Anlagen von ca. 2 – 4% zu erwarten. Vor allem bei „kritischen“ Anlagen (z. B. mit einer sehr großen Fallhöhenschwankung) kann damit ein deutlich besserer Wirkungsgradverlauf in den Einsatzrandbereichen erreicht werden, was zu einer deutlichen Steigerung der Jahresarbeit führt.

Optimierung der Betriebsführung

Bei Anlagen mit mehreren Turbinen kann alleine durch eine optimierte Betriebsführung (wirkungsgrad-optimierter Einsatz der einzelnen Turbinen) eine deutliche Steigerung der Jahresarbeit erreicht werden. Je nach Anlage kann diese Steigerung zwischen 2 – 4 % betragen, bei speziellen Anlagen sogar noch mehr. Durch heute eingesetzte Digitalregler, bei denen entsprechende Optimierungsmodule zur Verfügung stehen (z. B. Joint-Control der Fa. Andritz) kann die Optimierung der Betriebsführung ohne nennenswerten Aufwand realisiert und somit das Wasserdargebot deutlich effizienter genutzt werden.

Automatisierung von Rechenreinigung und Spülprogrammen

Eines der größten Probleme bei Kleinwasserkraftanlagen stellt die Verschmutzung sowohl des Rechens als auch der Turbine dar. Dabei kann es innerhalb sehr kurzer Zeit zu großen Leistungseinbrüchen kommen. In Abbildung 3 ist die Leistungsabnahme an einer Anlage infolge der Turbinenverschmutzung gezeigt.

Noch immer werden Rechenreinigungsanlagen und vor allem Turbinenspülvorgänge manuell durchgeführt. Da diese manuelle Reinigung bzw. Spülung natürlich nicht immer zum optimalen Zeitpunkt erfolgt, kommt es in der Regel zu erheblichen Produktionseinbußen. Heutige moderne Rechenreinigungsanlagen sowie moderne digitale Turbinenregler sind aber ohne nennenswerte Kosten so umrüstbar, dass sowohl die Rechenreinigung als auch die Turbinenspülung mit einem effizienten Spülprogramm automatisch erfolgen kann und sich somit eine deutlich verbesserte Betriebssituation mit einer Mehrproduktion ergibt.

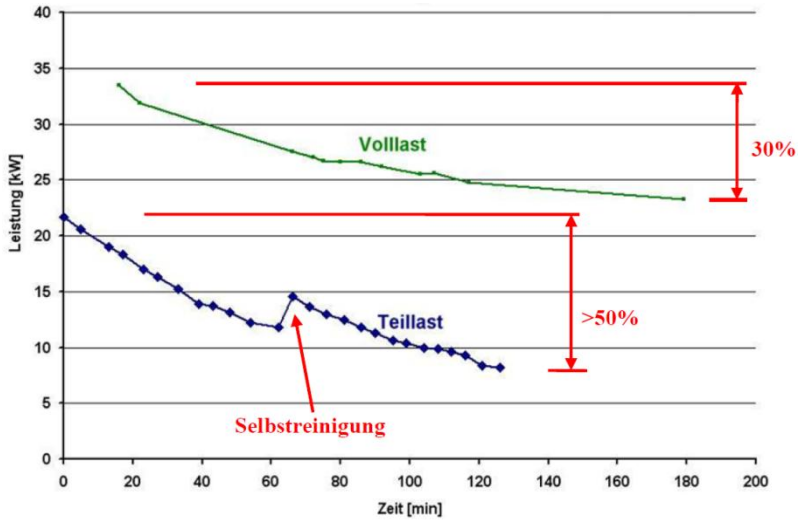


Abbildung 3: Leistungsabnahme einer Kleinturbine infolge Verschmutzung

Anlagen mit variabler Drehzahl

Durch die Entwicklungen im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik stehen heute effiziente Frequenzumrichter zu moderaten Kosten zur Verfügung. Dadurch können Wasserturbinen auch mit variabler Drehzahl betrieben werden. Rüstet man eine einfach-regulierte Turbine (Francis- oder Propellerturbine) mit einem drehzahlvariablen Generator aus, so ergeben sich damit zwei Vorteile. Zum einen erhält man einen deutlich breiteren Wirkungsgradverlauf und damit einen höheren Wirkungsgrad im Teillast- und Überlastbereich. Dies führt vor allem bei Anlagen mit starker Wassermengenschwankung zu einem erheblichen Gewinn an Jahresarbeit. Zum zweiten erreicht man ein höheres Schluckvermögen der Maschine, was bei einer Anlage, die genügend Wasser zur Verfügung hat, zu einer weiteren Steigerung der Jahresarbeit führt. Der Wirkungsgradverlauf einer einfach-regulierten Maschine mit variabler Drehzahl ist in Abbildung 4 dem einer konventionellen Turbine mit fester Drehzahl gegenübergestellt.

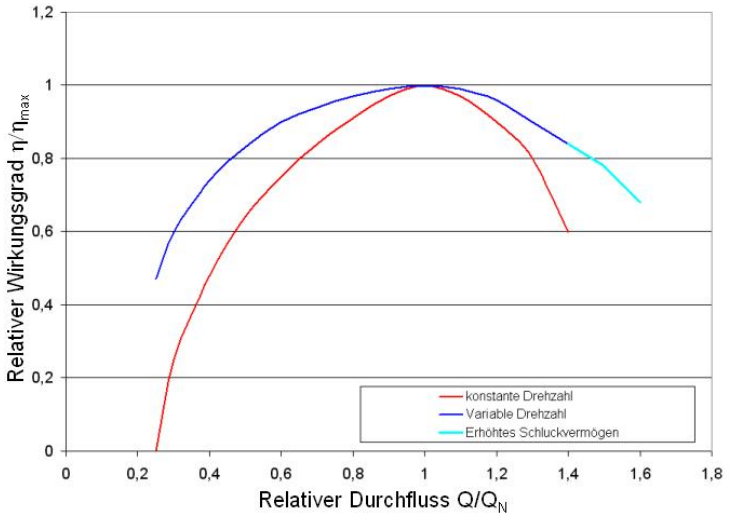


Abbildung 4: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer einfach-regulierten Maschine

Betrachtet man allerdings doppelt-regulierte Maschinen (Kaplan- oder Rohrturbine) so ergibt sich nur eine marginale Verbesserung des Wirkungsgrades. Hier lohnt sich ein Betrieb mit variabler Drehzahl im Allgemeinen nicht. Lediglich bei Anlagen mit extrem schwankender Fallhöhe kann man durch den Betrieb mit variabler Drehzahl einen größeren Betriebsbereich realisieren, dadurch kann ein Zugewinn an Jahresarbeit erreicht werden. Abbildung 5 zeigt den Vergleich des Wirkungsgradverlaufs für eine doppelt-regulierte Turbine mit variabler und mit fester Drehzahl.

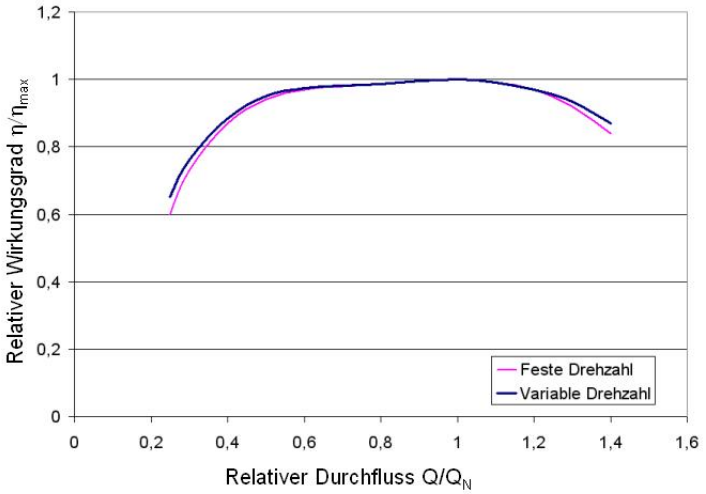


Abbildung 5: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer doppelt-regulierten Kaplan-Turbine

Entwicklungen im Generatorbau

Im Bereich der Generatorentwicklung geht der Trend zu direkt-gekoppelten Generatoren. Dies hat zwei Vorteile, zum einen erreicht man einen besseren Wirkungsgrad und zum anderen eine Reduktion der Wartung, wenn man auf ein Getriebe verzichtet. Mit einem direkt-gekoppelter Generator steigt der Wirkungsgrad um ca. 2 % gegenüber einer Getriebevariante.

In den letzten Jahren werden darüber hinaus immer häufiger Permanentmagnet-erregte Generatoren eingesetzt. Diese erfordern zwar bei der Installation und Wartung ein gewisses Know-How, man erreicht dadurch aber vor allem im Teillastbereich noch einmal eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades. Gegenüber konventionellen Generatoren haben Permanentmagnet-erregte Generatoren zusätzlich den Vorteil, dass sie deutlich kleiner bauen, was z. B. bei Rohrturbinen Vorteile bringt.

Durch den Einsatz von Hochtemperatur-Supraleitenden Generatoren kann der Generatorwirkungsgrad noch einmal gesteigert werden. Vor allem im Teillastbetrieb weisen diese Generatoren noch einmal eine deutliche Verbesserung auf. Man muss allerdings sagen, dass noch kein Hochtemperatur-Supraleitender Generator im normalen Betrieb einer Anlage realisiert ist. In den bisher angekündigten Projekten ergaben sich technische und vor allem kommerzielle Probleme. Diese Technologie scheint noch nicht die Zuverlässigkeit zu besitzen, die für einen Einsatz in Wasserkraftanlagen notwendig ist, um einen langlebigen, wartungsarmen Betrieb zu gewährleisten. Die Wirkungsgrade der einzelnen Generatortypen sind in Abbildung 6 zusammengestellt.

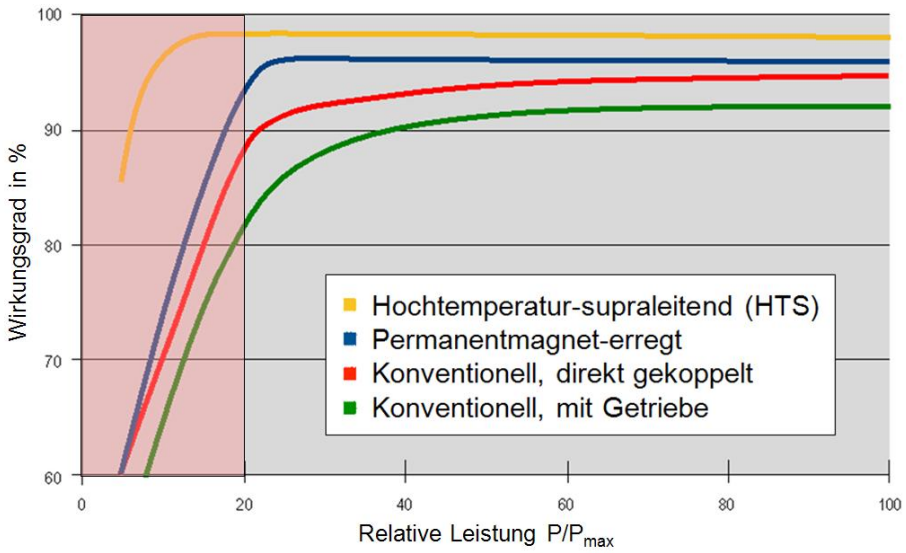


Abbildung 6: Vergleich der Wirkungsgradverläufe von verschiedenen Generatorkonzepten

[Quelle: Zenergy Power]

1.2.2 Neuentwicklung bei Wasserrädern

Vermehrt kommen auch wieder Wasserräder für den Einsatz bei sehr kleinen Anlagen mit niedriger Fallhöhe und relativ kleinen Wassermengen zum Einsatz. Wasserräder haben den Vorteil, dass der bauliche Aufwand bei einer Anlage deutlich geringer ist als bei der Verwendung von konventionellen Turbinen. Dafür erreichen sie nur deutlich kleinere Wirkungsgrade als Turbinen. Neue Entwicklungen im Bereich der Wasserräder beinhalten meist neue Fertigungsmethoden und einen modularen Aufbau, so dass eine einfache Anpassung des Rades an die örtlichen Gegebenheiten möglich ist. Beispielhaft ist die Entwicklung der Fa. Bega in Abbildung 7a gezeigt. Weitere Entwicklungen ergeben sich beim Generator. Hier kommen z. B. Permanentmagnet-erregte Ringgeneratoren zum Einsatz (siehe Wasserrad der Fa. Drews in Abbildung 7b), damit kann die gesamte Anlage als Baueinheit gefertigt werden und die Bau- und Installationskosten können so reduziert werden. Zudem kann auf ein Getriebe verzichtet werden, was sich positiv auf Wirkungsgrad und Wartung auswirkt. In Abbildung 7c ist eine komplette Neuentwicklung, die Steff-Turbine [Malcherek 2011], gezeigt. Dabei wird, wie bei einem oberschlächtigen Wasserrad, die potenzielle Energie des Wassers mit Hilfe einer beschaufelten Förderkette genutzt. Als Generator kommt hier ebenfalls ein direktgetriebener Permanentmagnet-erregte Generatoren zum Einsatz.

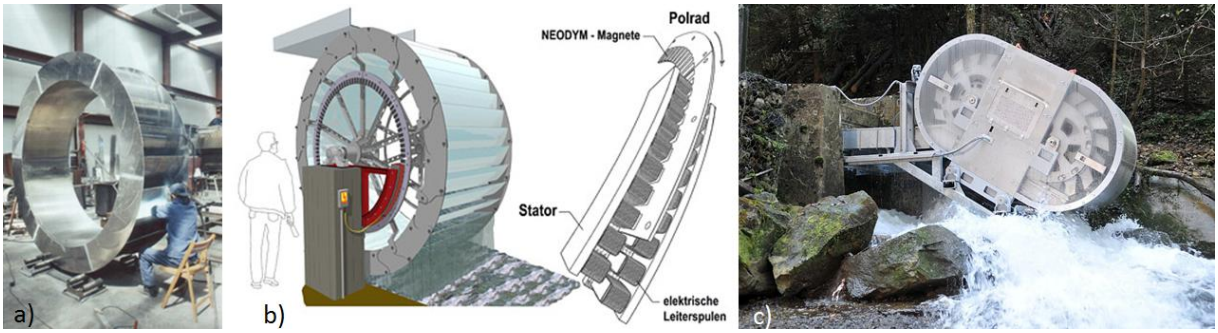


Abbildung 7: Beispiele zur Entwicklung von neuen Wasserrädern
a) Bega-Wasserrad [Bega 2013],
b) Drews-Wasserrad [Bosy 2013],
c) Steff-Turbine [Malcherek 2011]

1.2.3 Fischfreundlichere Turbinen

Schwimmt ein Fisch durch eine Turbine, so kann dies zu Schädigungen führen. Mögliche Schädigungsursachen ergeben sich durch Spalte, wie sie bei konventionellen Kaplanturbinen vor allem im Voll- und Überlastbetrieb auftreten. Dies kann bei Fischen zu mechanischen Schäden führen. Eine weitere Gefahrenzone liegt in der Rotor-Stator-Wechselwirkung, hier können ebenfalls mechanische Schäden eintreten, dies gilt vor allem bei Turbinen mit hohen Drehzahlen. Ein weiteres Verletzungsrisiko für die Fische ergibt sich dann, wenn große Druckgradienten entlang der Strömung vorliegen und wenn

große Scherkräfte wirken. Dazu kommt noch die Schädigung durch Druckpulsationen in Folge von Kavitation.

Bei der Entwicklung einer fischfreundlicheren Turbine muss deshalb darauf geachtet werden, dass die o. g. Ursachen möglichst vermieden werden. Das führt dazu, dass eine fischfreundlichere Turbine nahezu spaltfrei ist. Sie weist einen großen Abstand zwischen Leit- und Laufrad mit wenigen Laufradschaufeln auf, damit sinkt die Wahrscheinlichkeit einer Kollision. Darüber hinaus ist sie für eine relativ niedrige Drehzahl ausgelegt. Um den Druckgradienten möglichst zu verkleinern, ergeben sich relativ lange Laufradschaufeln. Durch die langsame Drehzahl und die deutlich langsamere Strömungsgeschwindigkeit als bei konventionellen Turbinen ist auch die Kavitationsgefahr minimiert. In Abbildung 8 sind zwei fischfreundlichere Laufräder dargestellt. Deutlich sieht man die wenigen und langen Laufschaufeln.

Durch das fischfreundlichere Design kann die Mortalitätsrate deutlich gesenkt werden. Eine Schädigungsrate im Bereich von 4 – 8 % bei konventionellen Turbinen kann durch ein fischfreundliches Design auf 1 – 3 % reduziert werden (Grünig 2013). Das klingt zwar nicht sonderlich viel, betrachtet man aber eine Staustufenkette, so sieht man in Abbildung 9, dass z.B. die Überlebensrate nach 12 Staustufen bei einer konventionellen Turbine mit einer Mortalitätsrate von 5 % bei ca. 53 % liegt, während sie bei einer fischfreundlicheren Turbine (Mortalitätsrate 2 %) ca. 78 % beträgt.

Abbildung 8: Beispiele für fischfreundliche Turbinenlaufräder
a) Alden-Turbine [Alden 2013],
b) [Grünig 2013]

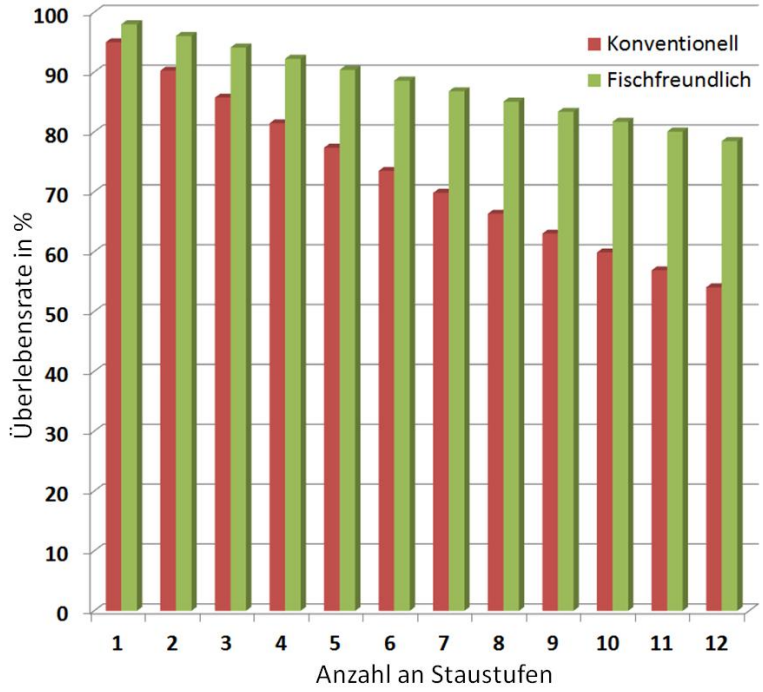


Abbildung 9: Vergleich der Überlebensrate einer konventionellen und einer fischfreundlichen Turbine für eine Staustufenkette

1.2.4 Anlagen zur Verbesserung der Durchgängigkeit

Neben der Durchgängigkeit für Fische und andere Lebewesen ist natürlich auch die Durchgängigkeit für Geschiebe wünschenswert. Demzufolge wird versucht, Anlagen zu entwickeln, die dieses Kriterium erfüllen. In Abbildung 10 sind einige Beispiele gezeigt. Es handelt sich dabei um einen Coanda-Rechen (Abbildung 10a), ein Schachtkraftwerk mit überströmtem Rechen (Abbildung 10b), sowie ein unter- und überströmtes Kraftwerk (Abbildung 10c), das angehoben bzw. abgesenkt werden kann, um im Bedarfsfall das Geschiebe unter dem Kraftwerk durchzulassen.

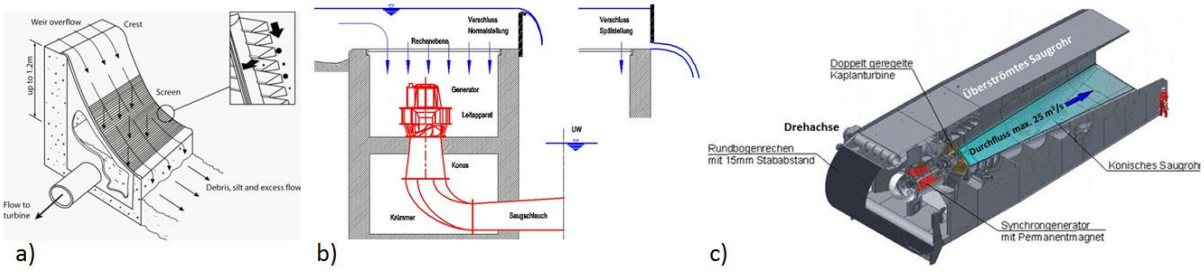


Abbildung 10: Beispiele von Anlagen zur Verbesserung des Fischabstiegs und der Durchlässigkeit von Geschiebe,
a) Coanda-Rechen aus [Pelikan 2012],
b) Schachtkraftwerk [BR 2013],
c) Unter- und überströmte Turbine [Hydro 2013]

1.2.5 Anlagen zur Nutzung geringer Fallhöhen

Der größte Anteil von neuen Kraftwerken an bestehenden Querbauwerken weist nur eine relativ geringe Fallhöhe auf. Um diese Anlagen ausbauen zu können, ist es deshalb notwendig, entsprechende Turbinen zur Verfügung zu haben. Darüber hinaus dürfen die Baukosten auch nicht das ganze Projekt unwirtschaftlich machen. In Abbildung 11 sind exemplarisch drei Entwicklungen gezeigt. Es sind dies die VLH-Turbine (Juhrig 2011), eine Wasserkraftschnecke (Pelikan 2012) sowie die Entwicklung eines speziellen Wasserrades im HYLOW Projekt (Hylow 2013). Alle diese Entwicklungen zeigen zwar etwas niedrigere Wirkungsgrade als konventionelle Turbinen, dafür ist aber der Bauaufwand deutlich geringer als bei konventionellen Anlagen, was eine ökonomische Realisierung eines Projektes oft einfacher machen kann.

Abbildung 11: „Turbinen“-Konzepte zur Nutzung geringer Fallhöhen
a) VLH-Turbine [Juhrig 2011],
b) Wasserkraftschnecke [Pelikan 2012],
c) Wasserdruckmaschine [Hylow 2013]

1.2.6 Standardisierte Einfachturbinen

Um vergleichsweise kostengünstige Turbinen für Kleinwasserkraftanlagen bereitstellen zu können, versuchen die meisten Hersteller einen Satz von standardisierten, einfachen Turbinen (z. B. ohne Leitrad- und Laufradverstellung) bereit zu stellen. Hier sei exemplarisch die Matrixturbine der Fa. Andritz oder der StreamDiver der Fa. Voith genannt. Dadurch können wirtschaftliche Rahmenbedingungen erreicht werden, die einen ökonomischen Ausbau eines Standorts erst möglich machen.

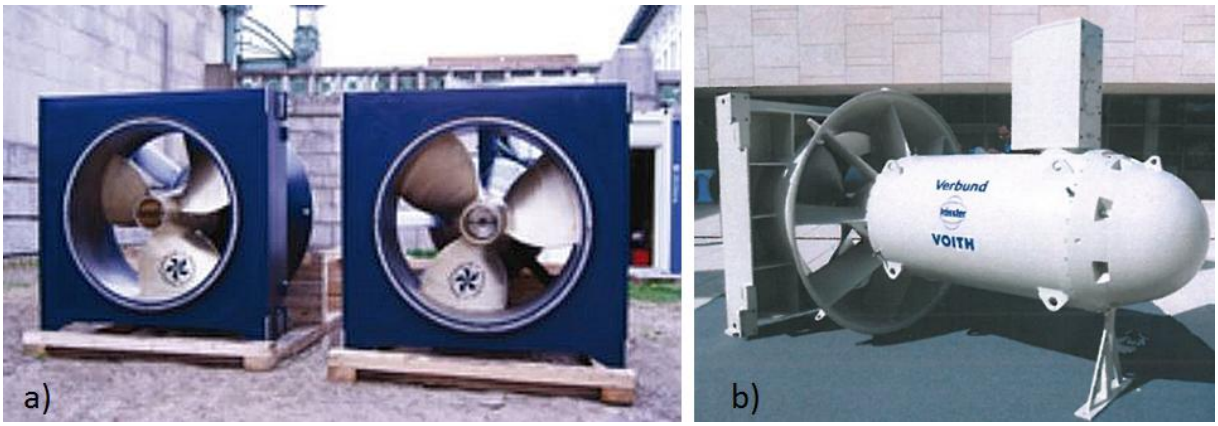


Abbildung 12: Standardisierte Turbinen
a) Matrixturbine der Fa. Andritz [Andritz 2013],
b) Streamdiver der Fa. Voith [Kössler o.J.]

1.2.7 Turbinen ohne Aufstau

Da die Durchgängigkeit bei Wasserkraftanlagen das größte Problem darstellt, werden zunehmend Entwicklungen von hydrokinetischen Turbinen gemacht, die nur die kinetische Energie der Strömung ausnutzen, ohne ein Querbauwerk und damit auch ohne Aufstau. In Abbildung 13 sind einige Konzepte dargestellt. Abbildung 13a zeigt die Turbine der Fa. KSB, die bei St. Goar im Rhein getestet wurde. In Abbildung 13b ist die Anlage der Fa. AquaLibre gezeigt. Diese ist in der Wachau in der Donau installiert. Eine kleine Turbine der Fa. SmartHydro ist in Abbildung 13c dargestellt. Abbildung 13d zeigt die Turbinen der Firma RER, die im St. Lorenz in Montreal installiert ist.

Abbildung 13: Hydrokinetische Turbinen
a) Turbine der Fa. KSB [KSB 2013],
b) Turbine de Fa. AquaLibre [Aqualibre 2013],
c) Turbine der Fa. SmartHydro [Smart-Hydro 2013],
d) Turbine der Fa. RER [Rerhydro 20139].

Hydrokinetische Turbinen haben zwar nur einen sehr geringen Einfluss auf die Ökologie und sind damit sehr umweltfreundlich, die Energieausbeute ist aber um ein vielfaches geringer als bei konventionellen Anlagen mit Aufstau (siehe Abbildung 14). Eine grobe Abschätzung zeigt, dass man höchstens 2–4 % der Energie einer konventionellen Anlage mit Aufstau durch kinetische Turbinen erreicht.

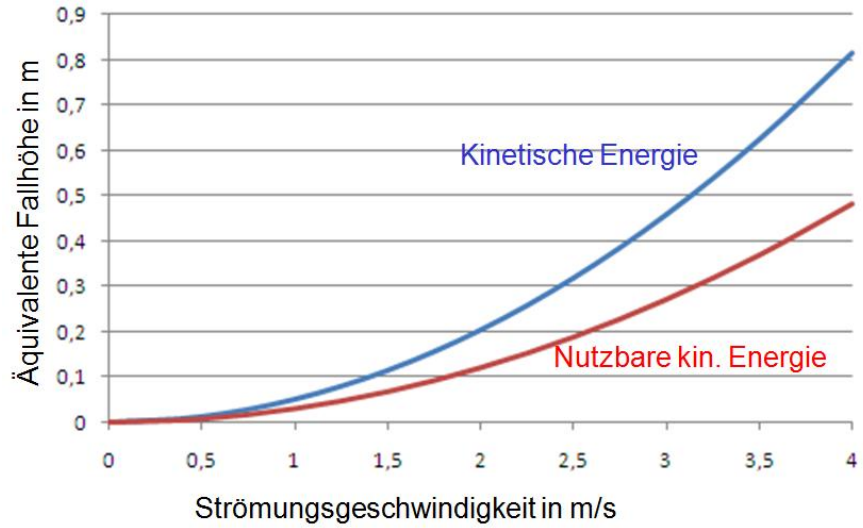


Abbildung 14: Zur kinetischen Energie äquivalente Fallhöhe

1.2.8 Weitere Entwicklungen

Neben den aufgezeigten neuen Technologien gibt es noch zahlreiche weitere Entwicklungen. Dabei liegen aber meist keine ausreichenden zuverlässigen Daten vor, um die Effizienz dieser Systeme beurteilen zu können, bzw. die Effizienz dieser Entwicklungen ist so schlecht, dass sie hier nicht betrachtet werden (z.B. das Wasserwirbelkraftwerk).

1.3 Technologieentwicklung bei den ökologischen Maßnahmen

Die Zahlung der Vergütung ist nach § 23 EEG an die Umsetzung ökologischer Maßnahmen gebunden. Die §§ 33 bis 35 WHG müssen erfüllt sein. Dort wird eine Mindestwasserführung, die Durchgängigkeit oberirdischer Gewässer und der Schutz der Populationen gefordert.

1.3.1 Maßnahmen zur Abgabe des Mindestabflusses

Mit dem zunehmenden Wissen über die Belange der aquatischen Fauna hat auch das Wissen über die Notwendigkeit eines ausreichenden Mindestabflusses für Ausleitungsstrecken zugenommen. Im Zuge der Umsetzung der Anforderungen der Wasserrahmenrichtlinie und des Wasserhaushaltsgesetzes wird von den Behörden vermehrt ein angemessener Mindestabfluss gefordert. Besondere technische Einrichtungen sind für die Abgabe des Mindestabflusses nicht erforderlich, so dass hier keine technologischen Neuerungen zu erwarten sind. Die Abgabe eines Mindestabflusses ist zwar nicht mit Investitionen verbunden, allerdings nimmt die Stromerzeugung und damit der Ertrag ab.

1.3.2 Maßnahmen zur Herstellung der flussaufwärts gerichteten Durchgängigkeit

Die Durchgängigkeit flussaufwärts wird an Wasserkraftanlagen in der Regel durch den Bau von Fischaufstiegsanlagen hergestellt. Diese werden als Raugerinne, technische Bauwerke oder Umgehungsgerinne ausgeführt. Gültige Richtlinie zum Bau von Fischaufstiegsanlagen ist bisher das DVWK Merkblatt 232/1996 (DVWK 1996). Neuere Erkenntnisse über die konstruktiven Anforderungen an Fischwege im Hinblick auf ihre Auffindbarkeit und Passierbarkeit für stromaufwärts wandernde Tiere führten zu den im „Handbuch Querbauwerke“ (DUMONT et al 2005) genannten geometrischen und hydraulischen Parametern, die heute häufig als Bemessungsgrundlagen verwendet werden.

Die „Durchgängigkeit“ fand als hydromorphologische Qualitätskomponente Eingang in die Europäische Wasserrahmenrichtlinie und damit auch in das deutsche Wasserrecht. Entsprechend war eine vollständige Überarbeitung und Erweiterung des bisherigen Regelwerkes geboten. Der Fachausschuss "Durchgängigkeit von Fließgewässern" der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft und Abwasser und Abfall e.V. (DWA) hat im Februar 2010 den Entwurf zum Merkblatt M509 „Fischaufstiegsanlagen und fischpassierbare Bauwerke - Gestaltung, Bemessung, Qualitätssicherung“ veröffentlicht. Nach der Überarbeitung des Gelbdrucks wird die Veröffentlichung des Weißdrucks in Kürze erwartet.

Die nach dem DWA-M 509 bemessenen Fischaufstiegsanlagen werden keine grundsätzlich anderen oder neuen Entwicklungen aufweisen. Gegenüber einer korrekten Anordnung, Konstruktion und Bemessung hat sich die Wahl des Baumaterials oder die landschaftsästhetische Einbindung funktionell als nachrangig erwiesen. Vielmehr sind im Sinne der Funktionsfähigkeit konsequent alle Anforderungen aufwandernder Organismen an die Auffindbarkeit und Passierbarkeit von Fischaufstiegsanlagen und fischpassierbaren Bauwerken zu berücksichtigen. Diese leiten sich von deren Orientierungsverhalten, dem artspezifischen Körperbau und der Größe sowie dem Schwimmvermögen ab. Um Auffindbarkeit und Passierbarkeit sowohl für die größten, als auch für die leistungsschwächsten am jeweiligen Standort zu erwartenden Arten sicherzustellen, wurden Kriterien für die korrekte Positionierung des Wanderkorridors sowie geometrische und hydraulische Grenzwerte festgelegt, die über einen Zeitraum von mindestens 300 Tagen pro Jahr sicherzustellen sind. Damit diese Grenzwerte an der realisierten Anlage trotz der erfahrungsgemäß auftretenden Unwägbarkeiten beim Bau und im Betrieb eingehalten werden, wurden, als Neuerung gegenüber dem bisherigen Merkblatt, geometrische und hydraulische Bemessungswerte eingeführt, die der Planung zugrunde zu legen sind (www.dwa.de).

Die Berücksichtigung dieses Regelwerks wird im Allgemeinen zu größeren Dimensionen der Fischaufstiegsanlagen und somit zu höheren Kosten führen. So werden Schlitzpässe

um das ca. 1,8fache teurer werden. Die Baukosten von Raugerinnen werden sich in etwa verdoppeln.

1.3.3 Maßnahmen zur Herstellung der flussabwärts gerichteten Durchgängigkeit und zum Schutz der Populationen

Die Durchgängigkeit flussabwärts und der Schutz der Populationen sind an Wasserkraftanlagen eng miteinander verknüpft. Die Fische können nur abwandern, wenn sie vor einer Schädigung an der Wasserkraftanlage geschützt werden. Zudem müssen die so geschützten Tiere in das Unterwasser gelangen können.

Fischwanderungen finden nach heutigem Kenntnisstand artspezifisch bei verschiedenen Abflüssen statt, sodass eine schadensfreie Abwanderungsmöglichkeit über das Querbauwerk in Abhängigkeit von der standortspezifischen Situation nur in bestimmten Fällen gegeben ist. Gefährdungen für die abwandernde Fischfauna bestehen an Wasserkraftanlagen am Einlaufrechen und durch die Passage von Turbinen. Das Schädigungspotenzial ist mittlerweile ausreichend dokumentiert (z.B. UBA 2010a, EBEL 2008, ATV-DVWK 2004).

Nach den bisher vorliegenden Erkenntnissen gilt:

- Hohe Schutzraten können nicht mit Verhaltensbarrieren (Nutzung von Licht, Strom, Schall etc.), sondern nur mit mechanischen Barrieren, die die Passage von Organismen durch kleine lichte Weiten verhindern, realisiert werden.
- Durch die Modifikation von Nutzungsanlagen und ihrer Betriebsweise ist eine gewisse Reduzierung der Schädigung von Fischen möglich.

Ein vollständiger Schutz aller abwandernden aquatischen Organismen einschließlich aller Entwicklungsstadien an bzw. in Wassernutzungsanlagen wäre allenfalls bei sehr kleinen lichten Weiten der Rechen und sehr geringen Anströmgeschwindigkeiten möglich. An realen Nutzungsanlagen können diese Bedingungen nicht erfüllt werden. Daher ist es zwingend erforderlich, Zielarten und –stadien für den Fischschutz zu definieren und die Schutztechniken auf deren Körpergröße und Verhalten zu bemessen. Berücksichtigt man in Bezug auf die Fische die Anforderungen von § 35 WHG, so muss die zulässige Schädigungsrate an einem Standort durch Betrachtung der Gesamtschädigungsrate in einem Gewässer abgeleitet werden.

Für die diadromem Fischarten ist die erforderliche Bemessung von Fischschutzanlagen bekannt. Durch derartige Anlagen kann gleichzeitig ein hoher Schutz der potamodromen Arten erreicht werden. Jedoch sind bei diesen Arten die Auswirkungen von Schädigungen auf die Populationen nicht ausreichend geklärt. Fischschutzanlagen für die diadromen Arten Lachs, Meerforelle und Aal können aus technischer Sicht mittlerweile an Nutzungsanlagen bis zu einem Durchfluss von ca. 25 m³/s realisiert werden. In Folge der geringen lichten Weiten steigen die hydraulischen Verluste und die Aufwendungen zur

Reinigung der Rechenfläche. Daher entsteht insbesondere bei der Nachrüstung ein erheblicher finanzieller Aufwand.

Fischschutzanlagen erfüllen nur dann ihren ökologischen Zweck, wenn den Tieren gleichzeitig auffindbare und passierbare Abwanderkorridore angeboten werden. Die Auffindbarkeit der Abwanderkorridore hängt vom Verhalten der Fische an der Barriere und beim unmittelbaren Einstieg in den Bypass ab. Sowohl für anadrome als auch für katadrome Arten wurden Kombinationen von Fischschutz- und Abwandereinrichtungen realisiert, jedoch fehlt weitgehend ein wissenschaftliches Monitoring, um die Effektivität zu klären und die Weiterentwicklung zu fördern.

Mechanische Fischschutzanlagen werden in zwei Typen unterschieden. Zu den stationären Barrieren zählen:

- Stabrechen (horizontal = schräg zur Fließrichtung/vertikal = schräg zur Sohle)
- Lochbleche
- Siebe

Darüber hinaus werden umlaufende Barrieren realisiert:

- Siebbänder
- Trommelsiebe

Die Reinigung von Lochblechen und Sieben hat sich als schwierig erwiesen und ist bisher nur unzureichend gelöst. Daher haben sich in den letzten Jahren die Stabrechen durchgesetzt. Bei den umlaufenden Barrieren haben sich erhebliche betriebliche Probleme durch mangelhafte eigene Stabilität und hohen Verschleiß ergeben. Sie sind für den Fischschutz an Wasserkraftanlagen kaum von praktischer Bedeutung.

Neben Vertikalrechen, bei denen die Rechenstäbe senkrecht zur Gewässersohle angeordnet werden, kommen häufig auch **Horizontalrechen** zum Einsatz. Horizontalrechen wurden an mehreren Standorten vor allem in Sachsen-Anhalt mit einem lichten Stababstand von 20 mm bis zu einer Größe von 2100 kW installiert. Kleinere Stababstände, die einen höheren Fischschutz bewirken, aber andere Rechenreinigungsmaschinen mit häufigeren Reinigungsintervallen benötigen, wurden bisher nur an wenigen Standorten realisiert (Auerkotten, Wupper, 12 mm, ca. 300 kW; Hadmersleben, Bode, 15 mm, ca. 190 kW)). Um Erkenntnisse über die Wirksamkeit der Fischschutzrechen zu erhalten, wird in den ersten Betriebsjahren ein begleitendes Monitoring durchgeführt. Die endgültigen Monitoringergebnisse liegen noch nicht vor. Die bisher vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die Rechen bei korrekter Anordnung hohe Schutzraten der Zielarten bewirken.

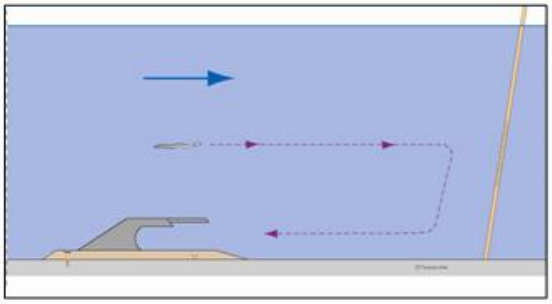
Abbildung 15: Horizontalrechen (Bauphase), d_R = 12 mm (WKA Auerkotten, Wupper, ca. 300 kW)

In Nordrhein-Westfalen wurde eine Pilotanlage für den Fischschutz an der Sieg (Unkelmühle) errichtet. Hier wurde ein **Vertikalrechen** mit einem Stababstand von 10 mm bei einem Durchfluss von 28 m³/s (ca. 500 kW) in Kombination mit oberflächen- und sohlnahen Bypässen installiert. Umfangreiche Monitoringeinrichtungen sollen dazu dienen, weitere Erkenntnisse über das Verhalten von Fischen sowie die Wirksamkeit und das Betriebsverhalten der verschiedenen Schutz- und Abwandereinrichtungen zu erlangen.

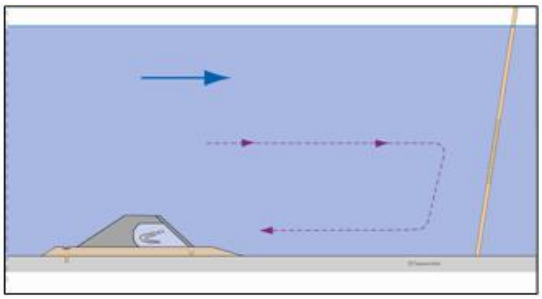
Abbildung 16: Vertikalrechen (Bauphase), d_R = 10 mm mit Rechenreiniger (WKA Unkelmühle, Sieg, ca. 500 kW)

In Willstätt an der Kinzig wurde eine Wasserkraftanlage (25 m³/s, ca. 1 MW) neu gebaut und ebenfalls mit einem 10 mm-Vertikalrechen sowie einem Bypass ausgestattet.

Speziell für den Aalabstieg sind verschiedene **Abwandersysteme** entwickelt worden, die das Verhalten der Tiere nutzen, um sie in einen Bypass zu locken. Verhaltensbeobachtungen (ADAM et al. 1999) zeigen, dass abwandernde Aale bei der Annäherung an eine Barriere ihre Schwimmrichtung umkehren und sohlennah in Richtung Oberwasser entfliehen, wenn die Anströmgeschwindigkeit am Rechen 0,5 m/s nicht übersteigt. Dieses Verhalten wird durch die BOTTOM GALLERY® ausgenutzt, die an der Pilotanlage Unkelmühle getestet wird. Die entgegen der Strömung fliehenden Aale gelangen in eine quer zum Einlaufkanal auf der Sohle angeordnete klappenartige Vorrichtung, die durch permanentes Öffnen und Schließen Aale einfängt und ihnen ermöglicht, schadlos durch eine Rohrleitung in der Seitenwand das Krafthaus zu umgehen.



Fangphase



Transportphase

Abbildung 17: Aalsammelsystem Bottom Gallery® (ADAM et al. 2002), links Schnitte, rechts Foto aus der Bauphase

An den Mainkraftwerken Rothenfels, Landkreis Main-Spessart, und Limbach, Landkreis Haßberge, installiert die Rhein-Main-Donau AG derzeit jeweils ein sogenanntes Zick-Zack-Rohr, das ein neuartiges Aalabstiegssystem zum Schutz abwandernder Aale darstellt. Das von Dr. Hassinger an der Universität Kassel entwickelte System wird auf der Gewässersohle im Oberwasser (Staubereich) der Wasserkraftanlage in einem Abstand von etwa fünf Meter vor dem Turbinenschutzrechen installiert.

Es besteht aus einem mehrfach geknickten Sammelrohr aus Edelstahl mit einem Durchmesser von 15 cm bis 20 cm und verfügt über mehrere in den konkaven Ecken des Rohrs positionierte Einschwimmlöcher, in die die Aale durch eine sanfte Lockströmung einschwimmen können. Die Länge der Konstruktion entspricht der Gewässerbreite. Vor dem Sammelrohr wird in der Regel ein Borstenriegel montiert, der mit 20 bis 25 cm langen Kunststoffborsten bestückt ist. Dieser Borstenriegel stellt eine attraktive Struktur für die Aale dar. Er sorgt für Strömungsschatten und Strömungsberuhigung entlang des Sammelrohrs und soll sich positiv auf die Bewegungsfreiheit der Aale in diesem Bereich auswirken. Über das Sammelrohr gelangen die Aale in einem Bypassrohr mit einem Rohrdurchmesser von 20 cm und einer Baulänge von 25 Metern um das Kraftwerk herum. Komplettiert wird die ganzjährig betriebene Anlage durch ein automatisches Durchflussmesssystem und ein automatisches Ultraschall-Fischzähl- und Vermessungssystem zur Funktionskontrolle des Aalabstiegs.

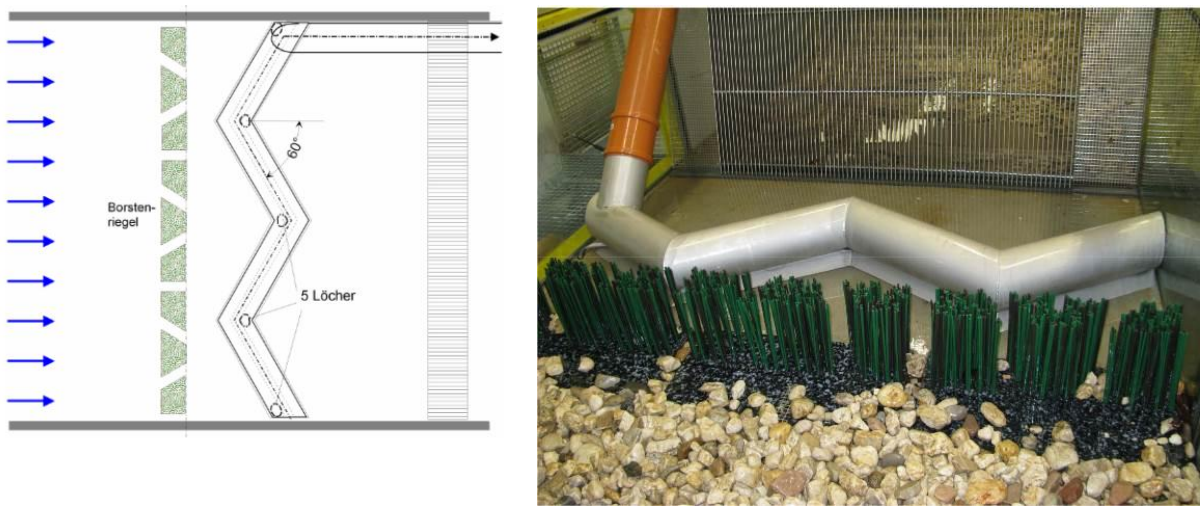


Abbildung 18: „Vorrichtung für den Abstieg von Aalen an Wasserbauwerken“ (links Grundriss; rechts Foto aus der Versuchsanordnung)
[HÜBNER 2009]

Die **Kosten** für die nachträgliche Anordnung von Fischschutz- und –abstiegsanlagen hängen vom Ausbaudurchfluss der Wasserkraftanlage und dem Aufwand für die Wasserhaltung ab. Bei Ausleitungskraftwerken ist der Obergraben in der Regel durch ein Schütz verschließbar, das als oberwasserseitige Baugrubenumschließung dienen kann und somit die Kosten für die Wasserhaltung reduziert.

Die Installation des Fischschutzrechens und der Abstiegseinrichtung an der Wasserkraftanlage Auerkotten (14 m³/s, 300 kW) hat beispielsweise ca. 657.000 € gekostet.

Tabelle 1: Spezifische Kosten für Fischschutz- und -abstiegsanlagen

Anlagen mit Q ≤ 20 m³/s		Anlagen mit Q > 20 m³/s
keine aufwändige Wasserhaltung	aufwändige Wasserhaltung	Q * 50.000 €/(m³/s)
Q * 30.000 €/(m³/s)	Q * 50.000 €/(m³/s)	

Für Wasserkraftanlagen mit einem Ausbaudurchfluss >> 25 m³/s existiert aktuell kein Stand der Technik, mit dem funktionsfähige Fischschutz- und Abstiegsanlagen einschließlich der erforderlichen Reinigungstechnik zu wirtschaftlich akzeptablen Bedingungen realisiert werden können.

Daher werden insbesondere an großen Wasserkraftanlagen Methoden des fischfreundlichen Betriebsmanagements diskutiert und in bestimmten Fällen angewandt:

- Fang und Transport: die Abwanderstadien diadromer Arten werden mit fischereilichen Methoden gefangen und flussabwärts transportiert. Dieses

Verfahren wird für Aale seit vielen Jahren an Mosel und Saar sowie seit 2009 auch am Main angewendet.

- Durch Frühwarnsysteme werden die Zeiten/Spitzen der Aalabwanderung ermittelt und Wasserkraftanlagen entlang der Wanderroute temporär gedrosselt oder abgeschaltet und Wehre oder Bypässe geöffnet.

  Das Frühwarnsystem MIGROMAT® (ADAM 2000, DURIF 2003; DVWK 2004) für die Zielart Aal beruht auf der prämigratorischen Unruhe, die bei gehälterten Aalen vor dem Beginn von Abwanderwellen im Gewässer festgestellt wurde. Dementsprechend werden Aale in einem Tank, der mit Flusswasser versorgt wird, automatisch beobachtet. Erhöhte Aktivitäten der Aale im Tank korrelieren mit Aalabwanderungen im Gewässer. Innerhalb eines EG-Projektes an der Maas (BRUIJS et al., 2003) konnten mit dem MIGROMAT® an den beiden niederländischen Wasserkraftanlagen Linne und Alphen 66 % bzw. 73 % der Abwanderereignisse zeitnah prognostiziert werden. Seit 2002 wird das Wasserkraftwerk Wahnhausen an der Fulda mit Hilfe eines MIGROMAT® aalfreundlich betrieben. 2011 wurden drei weitere Kraftwerksstandorte an Weser und Werra im Auftrag der norwegischen Statkraft Markets GmbH sowie zwei im Auftrag der Rhein-Main-Donau AG am fränkischen Main mit MIGROMAT® ausgestattet. Ab der Saison 2013/14 werden an Main und Regnitz je ein weiterer MIGROMAT® aufgestellt.

- An Standorten mit mehreren Turbinen können die Maschinen während der Abwanderspitzen im fischfreundlichsten Betriebspunkt gefahren werden. Ggf. sind dazu je nach Abfluss im Gewässer einzelne Maschinen abzuschalten.

Abbildung 19: Behälter des MIGROMAT® am Wehrpfeiler der WKA Langwedel, Weser

Darüber hinaus können – meist im Zusammenhang mit ohnehin erforderlichen Revisionen – fischfreundlichere Laufräder und veränderte/variable Drehzahlen zur Anwendung kommen. Wirksam auffindbare, artspezifisch gestaltete Bypässe können den Anteil der Fische, die die Turbine(n) passieren, merklich reduzieren.

1.4 Wasserkraft im Kontext des EEG

Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes war das seit 1991 geltende Stromeinspeisungsgesetz (StrEG 1990). Das Gesetz verpflichtete die Netzbetreiber zur Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien und sicherte den Erzeugern Mindestvergütungen zu. Während dieses Gesetz für die meist kleinen dezentralen Energieerzeuger die Einspeisung in das öffentliche Netz erst ermöglichte, waren die großen Wasserkraftanlagen bereits lange vor Erscheinen des Gesetzes am Strommarkt beteiligt.

Das Gesetz wurde im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000) ersetzt. Dieses wurde in den Jahren 2004, 2009 und 2012 novelliert. Seit 2004 ist die Vergütung von Wasserkraftanlagen an bestimmte Voraussetzungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands gekoppelt. Seit 2012 sind zur Inanspruchnahme einer Vergütung für bestehende Wasserkraftanlagen auch sogenannte technische Anforderungen zu erfüllen, nämlich eine Steigerung der Leistung oder des Leistungsvermögens oder die erstmalige Nachrüstung der Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung.

1.4.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur

Die Vergütung von Strom aus Wasserkraft wird in § 23 EEG geregelt. Während in der Vergangenheit zwischen Modernisierung und Neubau und zwischen Anlagen bis 5 MW und Anlagen größer als 5 MW installierter Leistung unterschieden wurde und unterschiedliche Vergütungssätze galten, gelten mit dem EEG 2012 die in Tabelle 2 aufgeführten einheitlichen Vergütungssätze. Dabei wird bei modernisierten Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 5 MW nur die Stromerzeugung aus einer Leistungserhöhung vergütet. Grundlage für die Höhe der Vergütung ist die Bemessungsleistung P_{EEG}. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit und 8.760 h

Der Vergütungszeitraum beträgt für alle Leistungsklassen 20 Jahre, die Degression 1 % pro Jahr.

Tabelle 2: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen EEG 2012

P_{EEG} bis einschl.	Vergütungshöhen in ct/kWh
500 kW	12,70
2 MW	8,30
5 MW	6,30
10 MW	5,50
20 MW	5,30
50 MW	4,20
ab 50 MW	3,40

Für bestehende Anlagen, die modernisiert werden, gilt der Vergütungsanspruch nur, wenn die Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder die Anlage erstmals mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nachgerüstet wurde. Als Vergütungsvoraussetzung für alle Anlagen gilt, dass die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) entspricht.

Der Nachweis der Erfüllung der ökologischen Anforderungen nach WHG kann durch eine Neuzulassung der Wasserkraftnutzung, eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft erbracht werden. Neu aufgenommen wurde, dass das Umweltgutachten einer Bestätigung der zuständigen Behörde bedarf, die sich innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens äußern muss. Äußert sich die Behörde nicht innerhalb dieser Frist, so gilt die Bestätigung als erteilt. Die Behörde darf die Bestätigung nur versagen, wenn sie erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

1.4.2 Darstellung der Vergütungsentwicklung

Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der Vergütungssätze vom EEG 2000 hin zum EEG 2009. Es zeigt sich, dass die Anzahl der unterschiedlichen Vergütungssätze zugenommen hat. Die Höhe der Vergütung ist für Anlagen < 5 MW gestiegen und hat sich für Anlagen > 5 MW verringert.

Tabelle 3: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009

	Vergütungshöhen in ct/kWh		
Leistungsanteil	**EEG 2000**	**EEG 2004**	**EEG 2009**
$P_{inst.}$ bis einschl.	**Neuanlagen bis einschl. $P_{inst.}$ = 5 MW**		
500 kW	7,67	9,67	12,67
2 MW	6,65	6,65	8,65
5 MW	6,65	6,65	7,65
$P_{inst.}$ bis einschl.	**Modernisierte Anlagen bis einschl. $P_{inst.}$ = 5 MW**		
500 kW	7,67	9,67	11,67
5 MW	6,65	6,65	8,65
$P_{inst.}$ bis einschl.	**Neuanlagen mit $P_{inst.}$ > 5 MW**		
500 kW	7,67	7,29	7,29
10 MW	6,65	6,65	6,32
20 MW	6,65	6,10	5,80
50 MW	6,65	4,56	4,34
150 MW	6,65	3,70	3,50
> 150 MW	6,65	-	3,50
$P_{inst.}$ bis einschl.	**Modernisierte Anlagen mit $P_{inst.}$ > 5 MW**		
500 kW	7,67	7,29*	7,29*
10 MW	6,65	6,65*	6,32*
20 MW	6,65	6,10*	5,80*
50 MW	6,65	4,56*	4,34*
150 MW	6,65	3,70*	3,50*
> 150 MW	6,65	-	3,50*

**gilt nur für den Anteil der Leistungserhöhung*

Neben den unterschiedlichen Vergütungssätzen sind auch die Vergütungszeiträume und die Degression in den verschiedenen Gesetzen unterschiedlich geregelt (Tabelle 4).

Tabelle 4: Vergütungsdauer und Degression für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009

Vergütungsdauer / Degression		
EEG 2000	**EEG 2004**	**EEG 2009**
Neuanlagen bis einschl. $P_{inst.}$ = 5 MW		
unbeschränkt	30 Jahre	20 Jahre
Modernisierte Anlagen bis einschl. $P_{inst.}$ = 5 MW		
unbeschränkt	30 Jahre	20 Jahre
Neuanlagen mit $P_{inst.}$ > 5 MW		
unbeschränkt	15 Jahre 1 % Degression	15 Jahre 1 % Degression
Modernisierte Anlagen mit $P_{inst.}$ > 5 MW		
unbeschränkt	15 Jahre 1 % Degression	20 Jahre 1 % Degression

1.4.3 Der Anlagenbegriff

Die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien wird jeweils für die Erzeugung einer Anlage bemessen. Daher kommt der Definition des Begriffs eine gewisse Bedeutung zu.

Die Begriffsbestimmung für eine „Anlage“ in § 3 Nr. 1 EEG 2012 hat sich gegenüber dem § 3 Nr. 1 EEG 2009 nicht geändert. Darin heißt es: „Anlage“ ist jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gelten auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

Problematik

Probleme mit dem Anlagenbegriff treten in der Regel dann auf, wenn eine Erzeugungseinheit an einer bestehenden Anlage neu gebaut wird.

Im Folgenden sind einige Beispiele aufgeführt (Abbildung 20), bei denen der Anlagenbegriff strittig sein könnte:

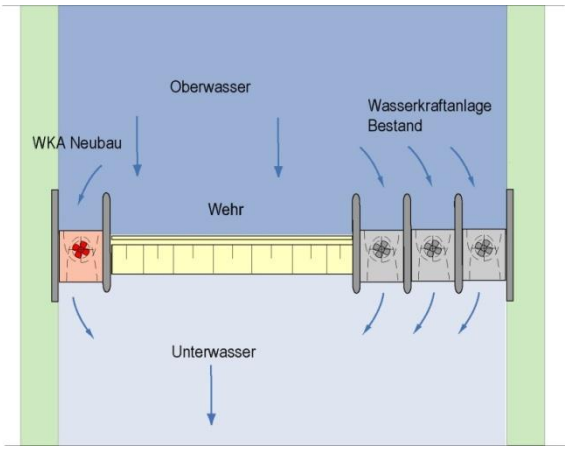
Fall 1: Wehr mit Wasserkraftanlage am linken Ufer, neue Erzeugungseinheit am rechten Ufer

Fall 2: Vorhandene Wasserkraftanlage mit einer oder mehreren Turbinen und Generatoren, Einbau einer zusätzlichen Turbine mit Generator im gleichen oder getrennten Gebäude

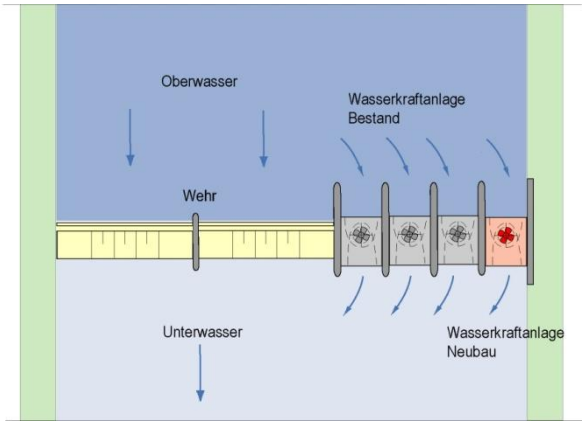
a) Neubau einer Dotierturbine (z.B. an der Fischaufstiegsanlage) an vorhandener Wasserkraftanlage

b) Vorhandenes Ausleitungskraftwerk, Neubau einer Dotierturbine am Wehr

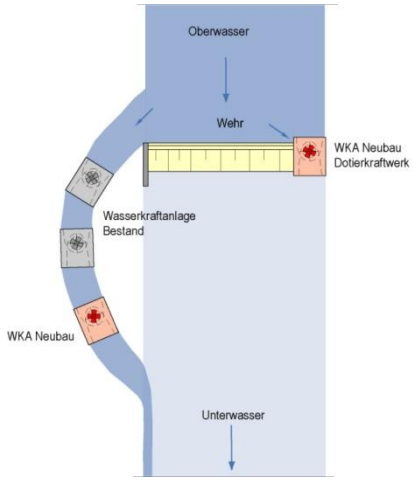
Fall 3: Vorhandenes Wehr mit Ausleitungsstrecke und mehreren Wasserkraftanlagen mit ggf. verschiedenen Eigentümern



Fall 1



Fall 2 oder 2a



Fall 2b und Fall 3

Abbildung 20: Skizzen zum Anlagenbegriff

Nach einem Urteil des OLG Stuttgart (v. 25.05.2012 - 3 U 193/11) handelt es sich beispielsweise bei einem bestehenden Wasserkraftwerk am linken Flussufer sowie der am selben Wehr, aber auf der rechten Flussseite hinzu gebaute neue Erzeugungseinheit (Wasserentnahme, Turbine und Generator), bei der zudem eine Fischaufstiegstreppe errichtet wurde, um „eine Anlage“.

In der Urteilsbegründung heißt es: „Zur Bestimmung der Anlage sei daher neben der Strom erzeugenden Einrichtung auch auf sämtliche technisch und baulich erforderlichen Einrichtungen vom Anlagenbegriff abzustellen. Nach diesem weiten Anlagenbegriff würden neben dem Generator bspw. auch Staumauern zur Anlage gehören. Andererseits würden mehrere selbstständige Anlagen - wie etwa Wasserkraftwerke, die bis zu mehrere Kilometer auseinanderliegen würden - nicht etwa durch den Bau eines Entlastungswehres zu einer Anlage.“

Die Clearingstelle kommt in dem Hinweisverfahren 2009/12 zu einem anderen Ergebnis:

> „Bei der Wasserkraft besteht eine Anlage zumindest aus der Turbine, dem Generator zuzüglich einen ggf. technisch notwendigen Getriebe oder einer Kupplung, sowie einer Vorrichtung zur Zufuhr der Energie des Wassers auf die Turbine. Diese Vorrichtung kann als Staumauer oder –stufe, Wehr, Einlauf-Leiteinrichtung und Ausleitungsvorrichtung gestaltet sein; ausreichend im Sinne einer Mindestvoraussetzung ist jede Vorrichtung, die die Erzeugung von Strom aus der im Wasser enthaltenen Energie ermöglicht. Es stellt sich die Frage, wo die Anlage endet (gehören bspw. Der Rechen oder das Krafthaus noch zur Anlage?); dies ist mit der Empfehlung nicht zu klären.
>
> Eine Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu einer Anlage kommt nicht mehr durch die technisch-bauliche „Verklammerung“ – bspw. durch eine gemeinsam genutzte Staumauer – zustande, weil eine solche, unter EEG 2004 möglicherweise durch § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 bewirkte technisch-bauliche Zusammenfassung in § 3 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 nicht enthalten ist. In Betracht kommt jedoch, § 19 Abs. 1 EEG 2009 anzuwenden.“

§ 19 Abs.1 EEG 2012 unterscheidet sich für die Anwendung auf die Wasserkraft nicht von § 19 Abs. 1 EEG 2009. In § 19 wird die Vergütung von Strom aus mehreren Anlagen geregelt. Die Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu einer gilt ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den zuletzt in Betrieb gegangenen Generator. Voraussetzung ist u.a., dass sich die Anlagen auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und dass sie innerhalb von zwölf auf einander folgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind. Bei Wasserkraftanlagen liegt in der Regel zwischen den Inbetriebnahmen ein größerer Zeitraum als zwölf Kalendermonate, so dass eine Anlagenzusammenfassung nicht zum Tragen kommt.

Gemäß der Clearingstelle ist die abschließende Klärung des Anlagenbegriffs dem Bundesgerichtshof vorbehalten. Dieser hat am 23. Oktober 2013 entschieden, dass mehrere BHKW, die gemeinsam einen Fermenter nutzen, unter bestimmten Voraussetzungen *eine* Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2009 sind. Die Entscheidungsbegründung liegt noch nicht vor. Inwiefern dieses Urteil auch auf die Wasserkraft anzuwenden ist, ist derzeit noch offen. Es zeigt aber die auch in der Rechtsprechung der Oberlandesgerichte sich durchsetzende Auffassung: Danach verlange der vom Gesetzgeber gewollte weite Anlagenbegriff im EEG, dass bereits auf der Stufe des § 3 EEG geprüft werde, ob aufgrund der gemeinsamen Nutzung von für die Stromerzeugung erforderlichen Einrichtungen von einer Anlage auszugehen sei.

Meinungen

Eine für Planer und Betreiber treffende Begriffsdefinition findet sich in der DIN 4048-2: Das Wasserkraftwerk umfasst „alle Bauwerke für die Zu- und Ableitung des Wassers, das Krafthaus einschließlich Betriebsgebäude“. Das Krafthaus ist ein „Teil des Wasserkraftwerkes, der die maschinellen und elektrischen Einrichtungen sowie Betriebsräume enthält.“

Dieser Definition wird auch von der Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg e.V. (AWK) und dem Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW) gefolgt. Sie wählen eine technische Auslegung des Begriffs und folgen damit weitgehend dem OLG Stuttgart. Dem zufolge werden alle Erzeugungseinheiten, die eine gemeinsame Stauanlage benutzen, als eine Anlage bezeichnet. Diese Definition soll, zumindest nach Meinung des BDW, auch gelten, wenn die einzelnen Erzeugungseinheiten verschiedene Eigentümer oder Inbetriebnahmezeitpunkte haben.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg spricht sich hingegen dafür aus, künftig eine Definition zu wählen, die der der Clearingstelle entspricht. Es ist der Meinung, dass die Argumentation einer einheitlichen Anlage kontraproduktiv in Bezug auf das Ziel wirke, einen Anreiz für ökologisch sinnvolle Maßnahmen wie z.B. eine Dotierturbine zu bieten und auch kleine Potenziale zu erschließen.

Auch nach Auffassung des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Gesundheit handelt es sich stets um eine neue Anlage, wenn an einem bestehenden Wasserkraftwerk bzw. Querbauwerk eine neue Erzeugungseinheit (Wasserentnahme, Turbine, Generator) hinzu gebaut wird. Der Anlagenbegriff gem. § 3 Nr. 1 EEG 2012 ist für eine eigenständige Wasserkraftanlage erfüllt, wenn die neue Erzeugungseinheit über alle Komponenten verfügt, die als zwingende Mindestvoraussetzung zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft erforderlich sind. Begründet wird dies mit einer Verknüpfung des Anlagenbegriffs aus dem EEG mit dem Wasserrecht, der sich aus § 23 EEG ergibt. Die vollständige Argumentation ist in Anhang 3 zu finden.

In der Praxis wird der Anlagenbegriff ebenfalls unterschiedlich ausgelegt, wie zwei Beispiele aus der Umfrage bei den Betreibern von EEG-Anlagen zeigen:

Ein bestehendes Ausleitungskraftwerk mit einer Leistung von 380 kW, Baujahr 1980, wird 2010 durch eine Wasserkraftschnecke am Wehr mit 10 kW erweitert. Als Maßnahme zur Verbesserung des ökologischen Zustands wird die Abgabe eines Mindestabflusses angegeben. Der Betreiber erhält folgende Vergütung:

- Für die Schnecke 12,67 ct/kWh nach § 23 Abs.1 Nr. 1 EEG 2009 (Neubau nach EEG 2009)
- Für die bestehende Anlage: 12,7 ct/kWh (nach EEG 2012)

Aus der Tatsache, dass beide Einrichtungen unterschiedliche Vergütungen bekommen, kann gefolgert werden, dass es sich um zwei Anlagen handelt. Demnach wird die Schnecke als Neubau nach EEG 2009 vergütet. Die bestehende Anlage wird nach EEG 2012 vergütet. Sie erfüllt demnach die Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG und hat technische Verbesserungen durchgeführt.

In einem ähnlich gelagerten Fall werden die beiden Einrichtungen als eine Anlage angesehen und der Betreiber erhält insgesamt eine Vergütung von 11,67 ct/kWh nach § 23 Abs.1 Nr. 2 EEG 2009. Hier wurde eine Fischaufstiegsanlage zur Verbesserung des ökologischen Zustands errichtet.

Rechtliche Einschätzung

Nach Auffassung des OLG Stuttgart liegt eine Anlage i. S. d. § 3 Nr. 1 EEG vor, wenn mehrere Stromerzeugungseinheiten ein gemeinsames Stauwehr benutzen. Auch der Bundesgerichtshof hat am 23. Oktober 2013 in seinem Urteil zu BHKW entschieden, dass mehrere Erzeugungseinheiten eine Anlage bilden. Die Anwendung dieses Urteils auf die Wasserkraft ist noch offen. Weitere Ausführungen dazu sind im Bericht des Vorhaben III zu finden.

Fachliche Einschätzung

Das EEG verfolgt in § 23 primär die Förderung der Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Vergütungssätze, die den wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten sollen. Die Regelung zur Gewässerökologie dient der Kohärenz zwischen EEG und WHG und stellt sicher, dass keine Anlagen durch das EEG gefördert werden, die den Vorgaben und Zielen des WHG zuwiderlaufen.

Um das energetische Potenzial auszunutzen, muss der Anreiz zum Bau von Neuanlagen oder zur Erweiterung bestehender Anlagen ausreichend groß sein, d.h. die Vergütung muss ausreichend sein. In den oben genannten Beispielen könnte sowohl die neu gebaute als auch die bestehende Erzeugungseinheit jeweils als eine Anlage angesehen werden. Der Betreiber oder die Betreiberin müsste dann die Anforderungen nach WHG für die neue Anlage erfüllen, um die Vergütung zu erlangen. Nach Kap. 4.1 ist die Höhe

der Vergütung ab einer Anlagengröße von ca. 500 kW dafür ausreichend. Das Ziel der Erzeugung erneuerbarer Energie in Verbindung mit Gewässerschutznahmen kann so erreicht werden. Zugleich bleibt der Anreiz bestehen, auch für die vorhandene Anlage eine EEG-Vergütung zu erzielen. Dafür müssten die Anforderungen nach WHG auch an dieser Anlage erfüllt werden. Die Erhöhung des Leistungsvermögens könnte jetzt aber Schwierigkeiten bereiten, da das vorhandene Potenzial durch die neue Anlage bereits weitgehend ausgeschöpft sein dürfte. Damit entfällt an der bestehenden Anlage der Anreiz, Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands zu ergreifen. Insgesamt würde diese enge Auslegung des Anlagenbegriffs also in der Regel dazu führen, dass das Ziel der Potenzialausnutzung erfüllt wird, während die ökologische Verbesserung nur zum Teil realisiert wird.

Würden hingegen alle Erzeugungseinheiten, die eine gemeinsame Stauanlage nutzen, als eine Anlage betrachtet werden, so gilt die Erfüllung der Anforderungen nach WHG für den gesamten Standort mit entsprechend hohen Kosten. Die Erfüllung der gewässerökologischen Anforderungen gilt bei dieser Begriffsdefinition aber sowohl für die neue als auch für die bestehende Anlage. Dies führt in vielen Fällen dazu, dass die Schwelle für die Ergreifung von Maßnahmen zu hoch liegt und keine Investitionen getätigt werden. Das Ziel des EEG wird somit nicht erfüllt. Nur in den Fällen, in denen der gesamte Standort ökologisch saniert wird und die Anlage erweitert wird, wird die gesamte Zielsetzung des EEG erfüllt.

Relevant ist die Auslegung des Anlagenbegriffs auch für die Erweiterung bestehender Anlagen > 5 MW. Hier werden vermehrt Dotierturbinen eingesetzt, die die Abflussanteile energetisch nutzen, die für die ökologischen Maßnahmen benötigt werden (Fall 2a). Wird die Dotierturbine als eigene Anlage betrachtet, sind die ökologischen Anforderungen für diese Anlage zu erfüllen. Die Größenordnung dieser Anlagen liegt bei 500 kW bis etwa 2 MW. Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG sind technisch machbar. Die Anlage würde nach EEG 2012 als Neubau vergütet werden.

Wird sie als Teil der bestehenden Anlage betrachtet, sind die ökologischen Anforderungen auch für die bestehende Anlage zu erfüllen, was zur Zeit noch Schwierigkeiten bereitet, siehe Kapitel 5.2. Andererseits sind die Anlagenbetreiber nach WHG ohnehin verpflichtet, Maßnahmen durchzuführen. Die Höhe der Vergütung unterscheidet sich nicht in den Auslegungsvarianten, da in diesem Fall der Anteil der Leistungserhöhung vergütet wird.

Keine der Auslegungsvarianten des Anlagenbegriffs ist demnach geeignet, das Ziel der Stromerzeugung aus Wasserkraft in Verbindung mit Gewässerschutzmaßnahmen vollständig zu erfüllen. Es wird daher empfohlen, die Definition im Zusammenhang mit den anderen Erneuerbaren Energien zu betrachten, siehe Vorhaben III.

Eine weitere Möglichkeit wäre, die gewässerökologischen Anforderungen als Vergütungsvoraussetzung im EEG zu streichen, da diese durch das WHG vertreten wird, vgl. auch Kapitel 5.6. In Tabelle 5 sind die Auswirkungen des jeweiligen Anlagenbegriffs nur auf den Anreiz zum Ausbau der Wasserkraft dargestellt.

Tabelle 5: Auswirkung der Auslegung des Anlagenbegriffs auf den Ausbau der Wasserkraftnutzung (grün: Anreiz zum Ausbau vorhanden, gelb: Anreiz zum Ausbau u.U. vorhanden, rot: kein Anreiz zum Ausbau vorhanden)

Mögliche Fälle	Anlagenbegriff im engen Sinne (Votum Clearingstelle, STMUG BY, UM BW)		Anlagenbegriff im weiten Sinne „gemeinsame Stauanlage“ (OLG Stuttgart, AWK, BDW)	
		Anreiz für Ausbau		Anreiz für Ausbau
Erhöhung Ausbaugrad durch Bau einer zusätzlichen Turbine am Wehr (z.B. Dotierturbine), Fälle 1 und 2 Abb.19	Neue Turbine ist eine neue Anlage	Neue Turbine: ja, ökol. Maßnahmen nur an neuer Turbine	Turbine als Erweiterung der bestehenden Anlage, kein Anreiz zur Leistungserhöhung an Bestandsanlage	P < 500 kW, nein, Vergütung nicht auskömmlich für Maßnahmen am Gesamtstandort
		zusätzliche Maßnahme an Bestandsanlage: abhängig vom Leistungsverhältnis neue zu bestehender Anlage		500 kW < P < 5 MW, ja, ökol. Maßnahmen Gesamtstandort finanzierbar
		Anreiz für relativ große Anlagen gegeben		P > 5 MW, möglicherweise Bau FAA durch WSV, Maßnahmen Fischschutz, -abstieg sind zu klären
Erhöhung Ausbaugrad bzw. Anlagenwirkungsgrad durch Maßnahmen an bestehender Anlage (an Turbine ...)	Keine neue Anlage	P < 500 kW, nein, Vergütung nicht auskömmlich für Maßnahmen am Gesamtstandort	Leistungserhöhung der bestehenden Anlage	P < 500 kW, nein, Vergütung nicht auskömmlich für Maßnahmen am Gesamtstandort
		500 kW < P < 5 MW ja, ökol. Maßnahmen Gesamtstandort finanzierbar		500 kW < P < 5 MW, ja, ökol. Maßnahmen Gesamtstandort finanzierbar
		P > 5 MW, möglicherweise Bau FAA durch WSV, Maßnahmen Fischschutz, -abstieg sind zu klären		P > 5 MW, möglicherweise Bau FAA durch WSV, Maßnahmen Fischschutz, -abstieg sind zu klären
Bau zusätzlicher Turbine in Kanal, Fall 3 Abb.19	Neue Turbine ist eine neue Anlage	ja, ökol. Maßnahmen nur an neuer Turbine; ggf. ökologisch fragwürdig	Leistungserhöhung der bestehenden Anlage	s.o.
		Geringer Einfluss auf Ausbau bestehender Anlagen im Kanal		

Wird nur das Ziel der Stromerzeugung aus Wasserkraft betrachtet, bietet der enge Anlagenbegriff insgesamt einen höheren Anreiz, Maßnahmen zur Nutzung des Wasserkraftpotenzials zu ergreifen.

Empfehlung
Um den Anreiz, den die enge Auslegung des Anlagenbegriffs bietet, zu nutzen, gleichzeitig aber zu verhindern, dass z.B. mehrere Turbinen in einer Wasserkraftanlage als mehrere Anlagen angesehen werden und somit unberechtigterweise eine höhere Vergütung erhalten, wird vorgeschlagen, den Anlagenbegriff für die Wasserkraft so zu definieren, dass alle Erzeugungseinheiten, die ein gemeinsames Wasserentnahme-bauwerk benutzen, als eine Anlage bezeichnet werden.

2 Methodik

2.1 Arbeitsschritte

Auf der Basis der Leistungsbeschreibung und der Hintergrundinformationen wurde ein Arbeitsprogramm für das Vorhaben IId erstellt. Dabei wurden folgende Aspekte intensiver betrachtet, um die Auswirkungen des EEG auf die heutige Entwicklung der Wasserkraftnutzung darzustellen:

- Entwicklung des Anlagenbestandes und Auswertung der Vermarktungsvarianten
- Ermittlung von Stromgestehungskosten, aktuelle Möglichkeiten zur Vermarktung und erzielbare Vergütung
- Auswirkungen der Wasserkraft auf die Gewässerökologie
- Technische und ökologische Voraussetzungen für eine Vergütung und Nachweisführung
- System- und Marktintegration
  Anforderungen an die Wasserkraft, Steuerbarkeit
- Speicher-, Pumpspeicherkraftwerke
  Bestand, Ausbaupotenzial und Eignung zur Speicherung von Überschussstrom
- Wasserkraftpotenziale in Fließgewässern, in Abwasser- und Trinkwasser-systemen
- Meeresenergienutzung

Die Erkenntnisse aus den einzelnen Bearbeitungsgebieten werden am Ende des Berichtes zusammengefasst und durch Handlungsempfehlungen ergänzt.

2.2 Daten- und Informationsermittlung

EEG-Daten

Die Auswertungen zum Stand der Markteinführung erfolgten mit Hilfe der durch die Bundesnetzagentur bereit gestellten EEG-Daten für die Berechnungsjahre 2010 und 2011. Die Daten von 2012 konnten von der Bundesnetzagentur nicht rechtzeitig zur Verfügung gestellt werden. Diese Daten wurden daher bei den vier Übertragungs-netzbetreibern angefragt.

Interviews und Fragebögen

Für weiter gehende Fragestellungen mussten andere Methoden der Datenermittlung gewählt werden. Dazu gehörten Abfragen mit Hilfe von Fragebögen sowie Telefon- und persönliche Interviews. Die Institutionen, an die Fragebögen verschickt wurden, sind in Tabelle 6 aufgeführt.

An die Betreiber von Wasserkraftanlagen wurde ein Datenerhebungsbogen verschickt, der die erforderlichen fachlichen Informationen zu Anlagenstandort, Anlagendaten und durchgeführten ökologischen Maßnahmen erfragt. Hierbei wurde differenziert nach Anlagen, die eine installierte Leistung größer 1 MW, und Anlagen die eine installierte Leistung kleiner 1 MW aufweisen. Ferner wurden Fragen zur Vermarktungsform gestellt und nach möglichen Hemmnissen bezüglich anstehender Modernisierungsmaßnahmen gefragt.

Die Anlagen mit EEG-Vergütung weisen in der Regel eine installierte Leistung < 1 MW auf. In einem ersten Schritt wurden im Februar 2013 alle Betreiber, die gemäß der Veröffentlichung der EEG-Daten in 2011 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten, angeschrieben. Da die EEG-Daten der BNetzA aus 2012 nicht vorlagen, wurden im Oktober 2013 aus den Daten der ÜNBs die Anlagenbetreiber, die eine Vergütung nach EEG 2012 erhalten, gesichtet und in einem zweiten Schritt angeschrieben.

Der Fragebogen für Betreiber von Anlagen > 1 MW wurde an alle Betreiber, die im Rahmen der Potenzialstudie (ANDERER et al 2010a) durch das Institut für Strömungsmechanik (ISH) der Universität Stuttgart ermittelt wurden, verschickt.

Beide Datenerhebungsbögen an die Wasserkraftbetreiber sind in Anhang A.1 enthalten.

Tabelle 6: Adressaten der Datenerhebung

Institution	Anzahl Anfragen	Anzahl Rückläufe	Anteil Rücklauf in %
Oberste Wasserbehörden*	11	10	100
Untere Wasserbehörden	58	46	79
Betreiber von WKA (mit Vergütung nach EEG 2009)	1565	306	20
Betreiber von WKA (mit Vergütung nach EEG 2012)	252	45	18
Betreiber von WKA (inst. Leistung > 1MW)	91	48 (WKA)	12 (bei 407 WKA > 1 MW)
Netzbetreiber	667	216	32
Umweltgutachter	72	7	10
Hersteller	11	0	0
Planer	15	3	20
Trinkwasserversorger	29	14	48
Summe	**2519**	**613**	**24**

** teilweise direkt angefragt bzw. Weiterleitung der Fragebögen durch obere Behörden*

Darüber hinaus wurden die Wasserkraftverbände mit der Bitte um Unterstützung durch ihre Mitglieder angeschrieben.

Für die Wasserbehörden wurden spezielle Fragebögen entwickelt. Die Anfragen an die Landesbehörden teilten sich wie folgt auf:

- 45 Landratsämter in Baden-Württemberg
- 13 Untere Wasserbehörden in Sachsen
- 11 Oberste/Obere Wasserbehörden mit der Bitte um Weiterleitung der Fragebögen

Aus den Rücksendungen der Behörden konnten alle Antworten der Landesumweltministerien, eine des Landesamtes für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit, Niedersachsen (LAVES) und eine Antwort des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ausgewertet werden. Des Weiteren wurden 46 Rückmeldungen der Unteren Wasserbehörden erfasst und ausgewertet. Mit der Wasserbehörde in Sachsen wurde ein Interview geführt. Die Datenerhebungsbögen und Antworten dieser Befragung befinden sich in Anhang A.1.

Die Umweltgutachterinnen und –gutachter (UGA) wurden nach Auskunft bezüglich der bewerteten Anlagen differenziert nach EEG 2009 und EEG 2012 gebeten. Des Weiteren

wurden Fragen zu den Kosten eines Gutachtens und zur Erfüllung der ökologischen Anforderungen und der Nachweisführung nach EEG gestellt (Anhang A.1). Von den angefragten 72 Umweltgutachtern haben 7 geantwortet.

Die zur Zeit der Befragung von der Bundesnetzagentur veröffentlichten 667 Netzbetreiber wurden zu Kosten für den Netzanschluss, zur netzseitigen Ansteuerung von Wasserkraftanlagen und zu deren Teilnahme am Reservemarkt und befragt. Außerdem wurde um Angaben zu alternativen Vermarktungswegen und zur Anzahl der durchgeführten Nachweise nach EEG 2009 und EEG 2012 gebeten (Anhang A.1) Von den angefragten Netzbetreibern konnten 216 Datenerhebungsbögen ausgewertet werden.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden Anfragen zu Kosten an folgende Institutionen versendet:

- 11 Turbinenhersteller
- 15 Planungs- und Beratungsbüros

Darüber hinaus sind Fragen zu den Kosten im Fragebogen enthalten, der an die Betreiber von Wasserkraftanlagen verschickt wurde. Aus den Antworten konnten Daten für den Neubau von Wasserkraftanlagen aus 25 Erhebungsbögen und für die Modernisierung aus 246 Fragebögen verwendet werden. Zusätzlich wurden Literaturquellen ausgewertet.

Zur Untersuchung, durch welche Maßnahmen und finanziellen Anreize auch außerhalb des EEG eine verstärkte Nutzung der Wasserkraft in der Trinkwasserversorgung gefördert werden kann, wurden 29 Trinkwasserversorger befragt. Der Erhebungsbogen hierzu befindet sich in Anhang A.1. Es konnten 14 Antworten der Trinkwasserversorger ausgewertet werden.

3 Stand der Markteinführung

3.1 Entwicklung der Anlagenkapazität und des Anlagenbestands aggregiert für Deutschland und differenziert nach Bundesländern

Als Grundlage für die Empfehlungen zur Novellierung des EEG wurden die Erfahrungen mit dem EEG 2012 auf verschiedenen Wegen untersucht und mit Daten aus den vorherigen Jahren verglichen. Dazu wurden veröffentlichte Daten aus folgenden Quellen ausgewertet:

- Stamm-und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2012
- EEG-Daten der Bundesnetzagentur BNetzA:

Stamm-und Bewegungsdaten der BNetzA aus den Jahren 2010 und 2011 (Daten 2012 waren zum Zeitpunkt dieses Berichtes noch nicht verfügbar)

- Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) (bis 2012)
- Daten des statistischen Bundesamtes (bis 2012)

Für die Auswertung des Jahres 2012 wurden die im Internet veröffentlichten Stamm-und Bewegungsdaten der vier Übertragungsnetzbetreiber Tennet, Amprion, 50Hertz und TransnetBW ausgewertet, da die Daten der BNetzA für das Jahr 2012 erst zum Ende des Jahres 2013 in Aussicht gestellt wurden und das für eine Auswertung im Rahmen des Erfahrungsberichtes zu spät war.

3.1.1 Darstellung aller Wasserkraftanlagen in Deutschland

Während die Daten der Bundesnetzagentur nur die Wasserkraftanlagen erfassen, die eine Vergütung nach EEG erhalten/erhielten und das statistische Bundesamt Daten zu Anlagen der Leistung > 1 MW veröffentlicht, stellen die Daten der AGEE-Stat eine Gesamtschau aller Wasserkraftanlagen in Deutschland dar.

Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat)
Die AGEE-Stat verfasst die amtliche Statistik der erneuerbaren Energien seit 2004. Stromerzeugung und Leistung von Wasserkraftanlagen beinhalten in den Zeitreihen der AGEE-Stat ausschließlich Anlagen der Laufwasserkraft und Anlagen an Speicherseen. Stromseitig wird die Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken, die auf den natürlichen Zufluss entfällt, hinzuaddiert. In der Summe der Leistung soll zukünftig die gesamte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken, die einen natürlichen Zufluss besitzen, berücksichtigt werden. Damit folgt die AGEE-Stat der Vorgabe der EU.

Laut AGEE-Stat sind zudem nicht nur die Anlagen der Allgemeinen Versorgung berücksichtigt. Eine Rolle spielen auch die der Industrie zugeordneten Kraftwerke und Anlagen sowie "sonstige Einspeiser", die aufgrund ihrer geringeren installierten Leistung, separat hinzugerechnet werden müssen.

Abbildung 21 zeigt die Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Jahren 1990 bis 2011. Während die installierte Leistung quasi kontinuierlich zugenommen hat, schwankt die jährliche Erzeugung. Das ist insbesondere durch wetterbedingte jährliche Schwankungen bei den Abflüssen zu erklären.

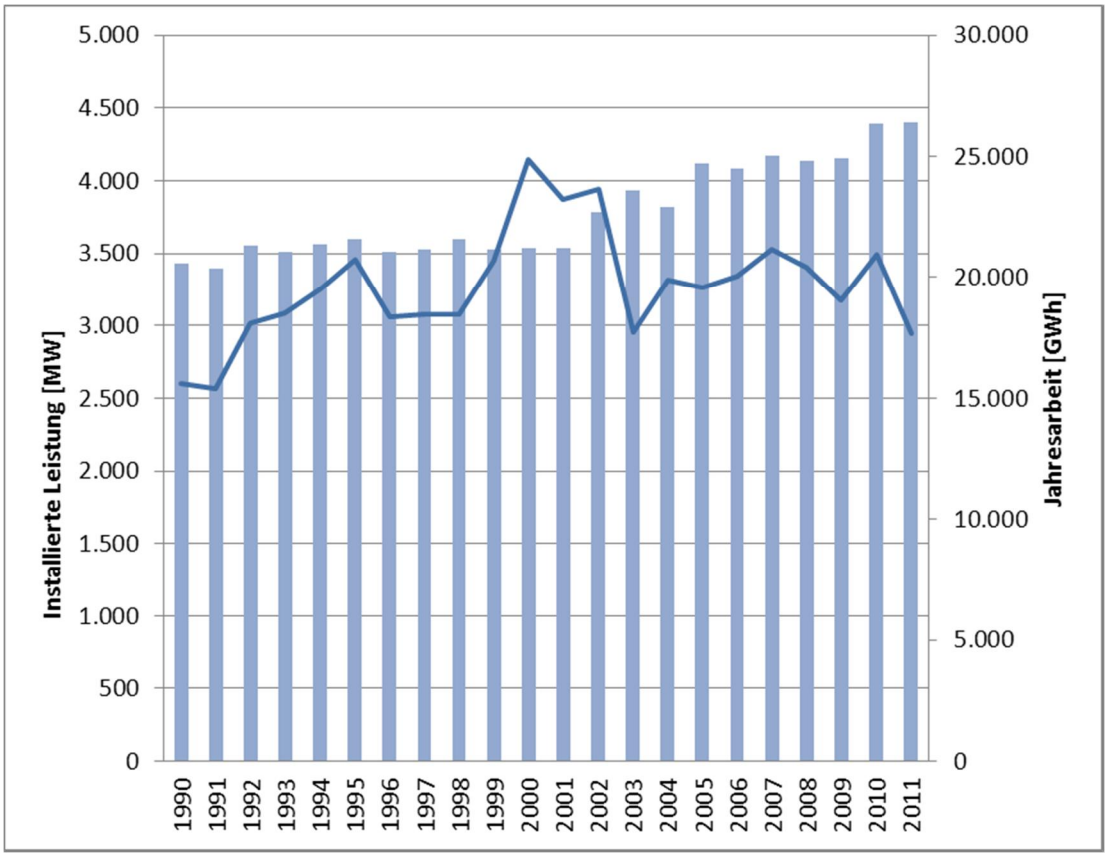


Abbildung 21: Jahresarbeit und installierte Leistung aller Wasserkraftanlagen. Die installierte Leistung ist als Säule dargestellt, die Jahresarbeit als Linie. [Quelle: AGEE-Stat]

In der Veröffentlichung "Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung“, die zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vorlag, wird die AGEE-Stat eine Aktualisierung der Zeitreihen der Stromerzeugung und Leistung vornehmen, bei der es nach gegenwärtiger Einschätzung zu geringfügigen Änderungen kommen wird.

Daten des statistischen Bundesamtes

Die Statistischen Ämter führen eine dezentrale Erhebung zur Elektrizitäts- und Wärmeversorgung von Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung durch. Die jeweiligen von den statistischen Ämtern der Länder erstellten Ergebnisse werden im Statistischen Bundesamt zum Bundesergebnis zusammengefasst. Daten werden monatlich bei höchstens 1000 Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität mit einer Engpassleistung (elektrisch brutto) ab 1 MW erhoben.

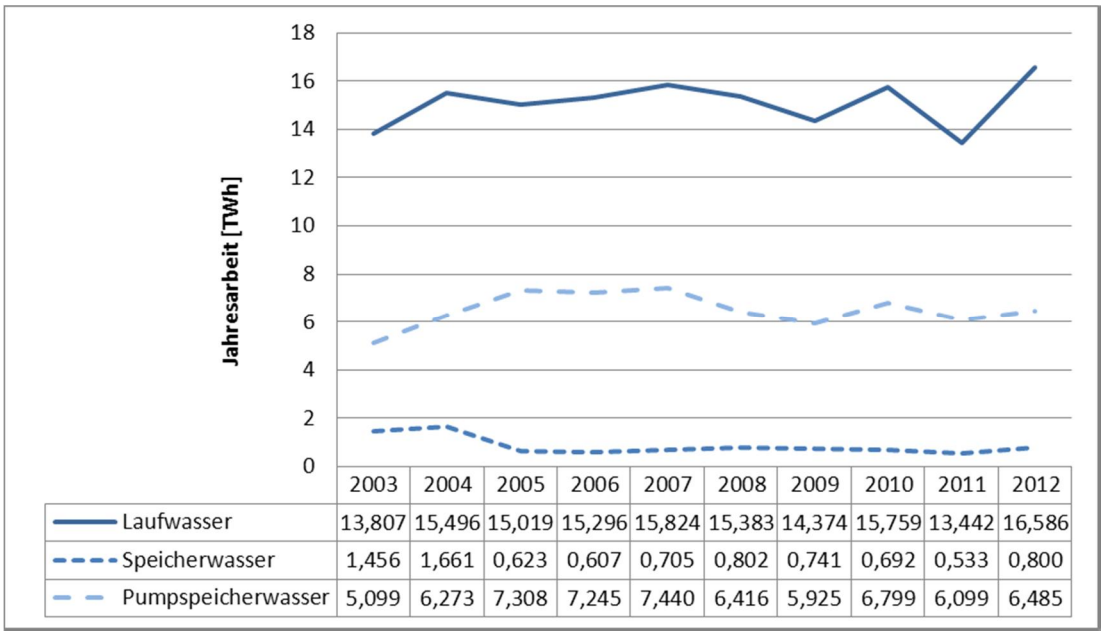
Die Anzahl der Betriebe und Erzeugungseinheiten aus der Erfassung vom Dezember 2012 ist in Tabelle 7 darstellt. Die endgültigen Ergebnisse aus den Monatsberichten 2013 lagen bei der Erstellung dieses Berichtes noch nicht vor.

Tabelle 7: Anzahl der Betriebe und Erzeugungseinheiten mit Wasserturbinen, Dezember 2012

	Anzahl Betriebe	Anzahl Erzeugungs-einheiten
Laufwasser-Anlagen	137	835
Speicher-Anlagen	27	65
Pumpspeicher-Anlagen	18	63
Pumpspeicher-Anlagen mit natürlichem Zufluss	5	12

[Quellenangabe für die Daten: Statistisches Bundesamt, Monatsbericht Dezember 2012; Angaben über Betriebe: telefonische Auskunft Statistisches Bundesamt.]

Das Statistische Bundesamt betrachtet bei der Stromerzeugung die Nettostromerzeugung. Sie ist die um den Eigenverbrauch verminderte Bruttostrom-erzeugung. Der Eigenverbrauch ist laut (DESTATIS 2012) die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage während des Betriebes der Anlage verbraucht wird. Abbildung 22 zeigt den Verlauf der Nettostromerzeugung von 2003 bis 2012 für verschiedene Anlagentypen.



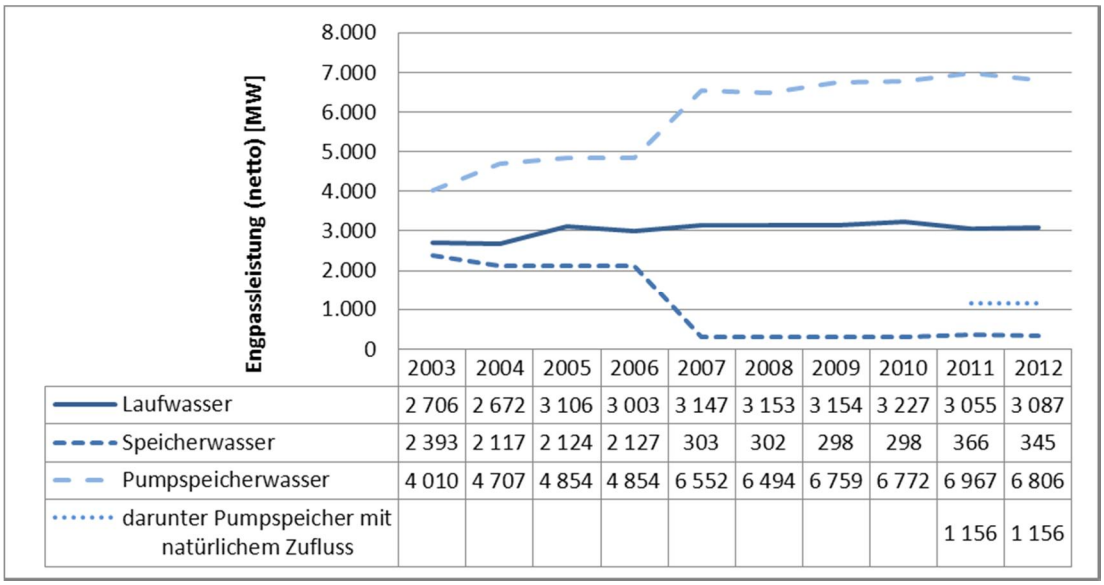
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Laufwasser	13,807	15,496	15,019	15,296	15,824	15,383	14,374	15,759	13,442	16,586
Speicherwasser	1,456	1,661	0,623	0,607	0,705	0,802	0,741	0,692	0,533	0,800
Pumpspeicherwasser	5,099	6,273	7,308	7,245	7,440	6,416	5,925	6,799	6,099	6,485

Abbildung 22: Nettostromerzeugung (Jahresarbeit) der Wasserkraftanlagen (p>1 MW)
[Quelle: Statistisches Bundesamt, 2012]

Die Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Jahresarbeit enthalten die vollständige Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken. Die Erzeugung aus Wasserkraftwerken < 1 MW wurde nicht berücksichtigt. Dies führt zu einer Differenz von ca. 3 TWh zwischen den Daten des Statistischen Bundesamtes und denen der AGEE-Stat.

Seit 2011 werden die Pumpspeicher-Anlagen mit natürlichem Zufluss in den Monatsberichten des Statistischen Bundesamtes separat erfasst. Die Elektrizitätserzeugung (netto) dieser Anlagen betrug im Jahr 2011 387 GWh und im Jahr 2012 544 GWh.

In Abbildung 23 ist die Entwicklung der Engpassleistung dargestellt. Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Leistung die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet (DESTATIS 2012). Die deutliche Zunahme der Pumpspeicher- bzw. Abnahme der Speicherkraftwerke im Jahr 2007 erklärt sich durch eine methodische Änderung der Zuordnung zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftanlagen.



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Laufwasser	2 706	2 672	3 106	3 003	3 147	3 153	3 154	3 227	3 055	3 087
Speicherwasser	2 393	2 117	2 124	2 127	303	302	298	298	366	345
Pumpspeicherwasser	4 010	4 707	4 854	4 854	6 552	6 494	6 759	6 772	6 967	6 806
darunter Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss									1 156	1 156

Abbildung 23: Engpassleitung (netto) aus Wasserkraft

[Quelle: Statistisches Bundesamt, 2012]

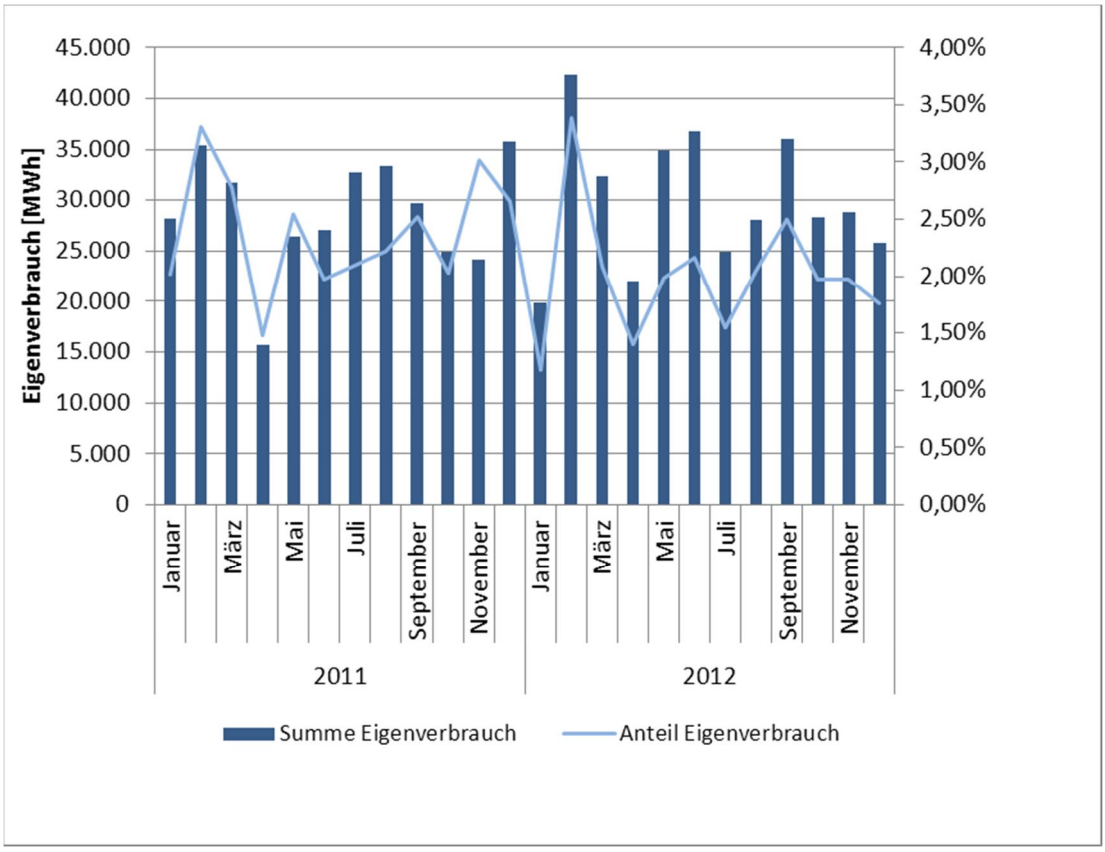


Abbildung 24: Eigenverbrauch aller Wasserkraftanlagen
[Quelle: Statistisches Bundesamt, 2012]

Der Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamtelektrizitätserzeugung des Energieträgers Wasser variiert zwischen 1,2 und 3,4 %, siehe Abbildung 23. Für Pumpspeicherkraftwerke wurde dabei nur der Anteil aus natürlichem Zufluss berücksichtigt.

Daten der Potenzialstudie des BMU

Nach einer Studie im Auftrag des BMU (ANDERER et al 2010a und 2010b) betrug die in 2010 in der Bundesrepublik Deutschland installierte Leistung aller Wasserkraftanlagen etwa 4.165 MW. Bayern hatte daran den größten Anteil gefolgt von Baden-Württemberg (Abbildung 25; Tabelle 8).

Zusammen erzeugten die Wasserkraftanlagen eine Jahresarbeit von etwa 20.000 GWh zuzüglich 638 GWh aus dem natürlichen Zufluss von Pumpspeicherkraftwerken. Für Wasserkraftanlagen der Leistung ≥ 1 MW wurde dabei der langjährige Mittelwert der Energieerzeugung (= Regelarbeitsvermögen, RAV) berücksichtigt.

In den Daten wurde zusätzlich das 2012 in Betrieb genommene Weserkraftwerk in Bremen (10 MW, 42 GWh/a) berücksichtigt. Die in Tabelle 8 aufgeführten Leistungsangaben beinhalten weder die installierte Leistung in Pumpspeicherkraftwerken noch einen Leistungsanteil für die aus den EEG-Daten 2009 ermittelte Strommenge, der direkt vermarktet wurde. Dieser Anteil war in 2009 mit 146 GWh jedoch relativ gering. Da

die Direktvermarktung damals vorwiegend von Betreibern größerer Anlagen praktiziert wurde, ist dieser Stromanteil bereits im Regelarbeitsvermögen der WKA der Leistung ≥ 1 MW berücksichtigt.

Tabelle 8: Installierte Leistung und Jahresarbeit der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Bundesländern, Stand März 2010: Summe aus EEG-Daten 2009 und Leistung bzw. Regelarbeitsvermögen der WKA der Leistung ≥ 1 MW, die keine EEG-Vergütung erhielten

	Wasserkraftanlagen in Betrieb (Stand März 2010)	
	Installierte Leistung [MW]	**Jahresarbeit [GWh/a]**
Baden-Württemberg	835	5.062
Bayern	2.514	12.595
Berlin	0	0
Brandenburg	5	14
Bremen	10	42
Hamburg	0,14	0,47
Hessen	101	357
Mecklenburg-Vorpommern	3	5
Niedersachsen	98	372
Nordrhein-Westfalen	193	465
Rheinland-Pfalz	245	1.031
Saarland	22	99
Sachsen	89	294
Sachsen-Anhalt	25	85
Schleswig-Holstein	6	8
Thüringen	30	224
Summe Deutschland	**4.176***	**20.652***

** bei Pumpspeicherkraftwerken wurde nur die Jahresarbeit aus natürlichem Zufluss berücksichtigt, die entsprechende anteilige Leistung blieb unberücksichtigt*

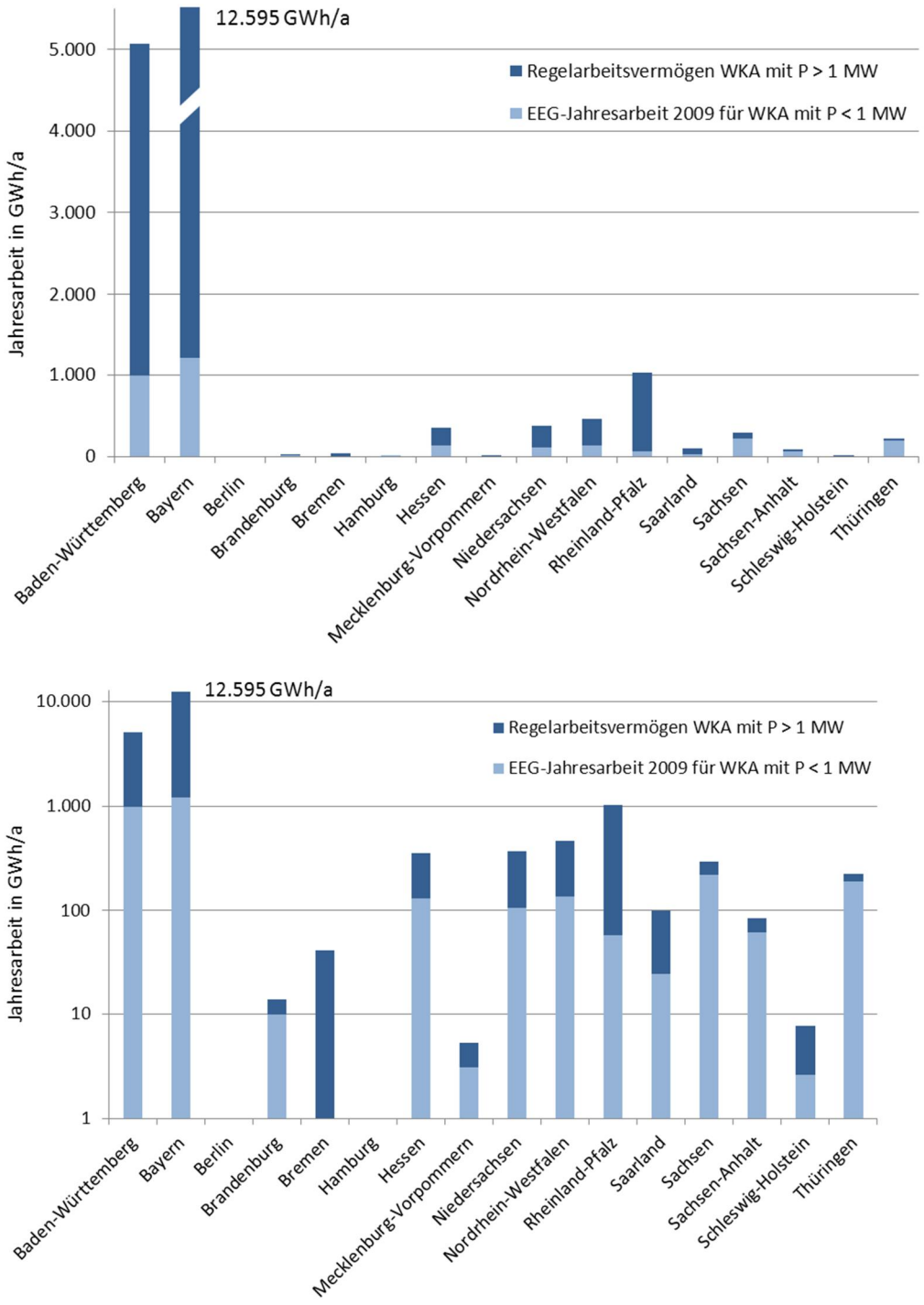


Abbildung 25: Jahreserzeugung (-arbeit) der Wasserkraftanlagen nach Bundesländern: Regelarbeitsvermögen für WKA der Leistung P > 1 MW und nach EEG vergütete Jahresarbeit der WKA mit P < 1 MW; logarithmische Skala in der unteren Abbildung; (Daten aus Tabelle 8).

3.1.2 Entwicklung von Anzahl und Leistung der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen

Angaben zu den Wasserkraftanlagen, die eine EEG Vergütung erhalten, werden in zwei getrennten Tabellen veröffentlicht. Die Stammdatentabelle enthält einen Anlagenschlüssel, Angaben zum Anlagenstandort (Adresse und Bundesland) und zur installierten Leistung, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Außerbetriebnahme, dem Energieträger, die Einspeisespannungsebene, sowie den Namen und die Betriebsnummer des Netzbetreibers. Die Bewegungsdaten beinhalten den Anlagenschlüssel, Angaben zur Vergütungskategorie, Jahresarbeit der EEG-Einspeisung und tatsächlich an den EEG-Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung, Name und Betriebsnummer des Netzbetreibers sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Stammdaten und die Bewegungsdaten einer Anlage werden über den Anlagenschlüssel verknüpft. Einem Stammdaten-Datensatz können mehrere Datensätze aus den Bewegungsdaten zugeordnet werden, die sich jeweils in der Vergütungs-kategorie unterscheiden.

Begriffsbestimmung

Grundsätzlich sollte jeder Wasserkraftanlage, die eine Vergütung nach EEG erhält, ein eindeutiger Anlagenschlüssel zugeordnet werden, so dass die Zahl der Wasserkraftanlagen der Zahl der Stammdatendatensätze entspricht. Eine detaillierte Analyse einiger Datensätze zeigte jedoch, dass in einigen Fällen Anlagenschlüssel bei Wechsel des Netzbetreibers verändert werden, da diese eine Kennung für den Netzbetreiber beinhalten. Darüber hinaus können größere Anlagen am gleichen Standort durch mehrere Anlagenschlüssel und Stammdaten, die jeweils eine entsprechend geringere Leistung enthalten, repräsentiert werden.

Auch wenn die beschriebenen Sachverhalte nur an einer Auswahl der Daten geprüft und identifiziert wurde, wird davon ausgegangen, dass nur in wenigen Fällen ein Stammdatensatz und der entsprechende Anlagenschlüssel nicht eindeutig einer Wasserkraftanlage zugewiesen werden kann. Daher wird im Folgenden die Zahl dieser Datensätze mit der Anzahl der Wasserkraftanlagen gleichgesetzt.

Seit dem Erfassungsjahr 2011 werden in den Stammdaten beim Wechsel des Netzbetreibers Daten zum Netzwechsel erfasst. Beim unterjährigen Wechsel des Netzbetreibers wird die Anlage mehrfach gemeldet, d.h. es gibt mehrere Stammdatensätze. In der folgenden Auswertung wurden die doppelten Daten nur einmal ausgewertet. Im Falle eines Netzbetreiberwechsels wurde der Datensatz mit dem letzten Netzzugangsdatum ausgewertet.

Auswertung

Fasst man die Daten der ÜNB zusammen, so ergeben sich für 2012 6963 Stammdaten- und 9781 Bewegungsdatensätze mit einer Vergütungskategorie. Des Weiteren gibt es

5408 Bewegungsdatensätze mit Angaben zu den vermiedenen Netznutzungsentgelten. Diese Angaben wurden im Rahmen des Erfahrungsberichts nicht weiter ausgewertet.

Bei der Verknüpfung von Stamm- und Bewegungsdaten konnten für das Jahr 2011 991 Stammdatensätzen keine Bewegungsdaten und somit keine Jahreserzeugung zugeordnet werden. Nur 192 dieser Anlagen haben ein Außerbetriebnahmedatum, davon sind nur 21 in 2011 und eine 2012 außer Betrieb gegangen, somit 170 Anlagen schon vor 2011. Da die entsprechenden Datensätze keine EEG-Vergütung vorweisen, wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen nicht in Betrieb und somit auch für die statistische Auswertung irrelevant sind. Laut Aussage der BNetzA ist die Qualität der Datenerfassung nicht einheitlich, woraus nicht plausible Dateneinträge resultieren. Netzbetreiber werten beispielsweise einen Netzabgang als Außerbetriebnahme. Hier wäre eine eindeutige Klassifizierung der Dateneinträge hilfreich. In einem Positionspapier des BDEW wird zur Qualitätssicherung ein Register zur zentralen Stammdatenhaltung im deutschen Stromerzeugungsmarkt gefordert (BDEW 2013). Durch die Vorgabe einheitlicher Vorschriften bei der Datenerfassung und bei Bezeichnungen könnten Probleme und Abweichungen bei der Datenauswertung und in den Ergebnissen vermieden werden. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten wurden bei der Datenauswertung 2011 und 2012 die Inbetriebnahme- und Außerbetriebnahmeattribute, sowie die Stammdatensätze, denen keine Bewegungsdaten zugeordnet werden konnten, nicht berücksichtigt.

Durch das Entfallen der EEG Datensätze ohne Jahreserzeugung ergibt die Auswertung der EEG Daten 2011 888 Anlagen weniger als im Statistikbericht 2010 (BNetzA 2010a) aufgeführt (siehe Tabelle 9). Die installierte Leistung in 2011 beträgt 1.340 MW und ist somit um 62 MW geringer als im Statistikbericht angegeben.

Tabelle 9: Anzahl und Leistung der Anlagen mit EEG Vergütung – (Auswertung IBFM und Hydrotec)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Anzahl	k.A.	k.A.	k.A.	k.A	6.594	6.645	6.925	7.065	6.177**	6.642***
Install. Leistung [MW]	1.049*	1.103*	1.156*	1.211*	1.260*	1.270*	1.316*	1.372*	1.340** (1.428*)	1.352***

*[Quellenangabe: EEG Daten Bundesnetzagentur; * EEG Statistikbericht 2011 (BNetzA 2011)*
*** EEG Daten BNetzA aus 2011; *** Daten ÜNB aus 2012*

Eine wie oben skizzierte Auswertung, bei der die Stammdatensätze, denen keine Bewegungsdaten zugeordnet werden konnten, nicht berücksichtigt wurden, erfolgte für die Jahre 2010 und 2011. Die Ergebnisse werden im Folgenden erläutert.

In Tabelle 10 sind die Anzahl und die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen mit einer EEG-Vergütung nach Leistungsklassen differenziert aufgeführt. Abbildung 26 und

Abbildung 27 zeigen die Werte grafisch. Während die weitaus größte Anzahl an Anlagen im Leistungsbereich ≤ 100 kW zu finden ist, ist die installierte Leistung bei den Anlagen zwischen 2 und 5 MW am größten. Alle Leistungsklassen weisen im Bereich < 10 MW einen leichten Anstieg der Anlagenzahl und der installierten Leistung vom Jahr 2011 nach 2012 auf.

Tabelle 10: Anzahl und Leistung der nach EEG-vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen (Auswertung IBFM und Hydrotec)

	2011		2012	
	Anzahl	Leistung [MW]	Anzahl	Leistung [MW]
≤ 100 kW	4.558	145	5.022	154
>100 - 200 kW	502	75	496	74
>200 - 500 kW	619	205	628	207
>0,5 - 1 MW	228	161	222	157
> 1 - 2 MW	126	179	129	183
> 2 - 5 MW	139	491	141	498
> 5 - 10 MW	3	22	2	16
> 10 - 20 MW	1	12	1	12
> 20 - 50 MW	1	50	1	50
> 50 MW	0	0	0	0
Summe	**6.177**	**1.340**	**6.642**	**1.352**

[Quellenangabe: 2011: EEG-Daten Bundesnetzagentur; 2012: Stammdaten und Bewegungsdaten ÜNB]

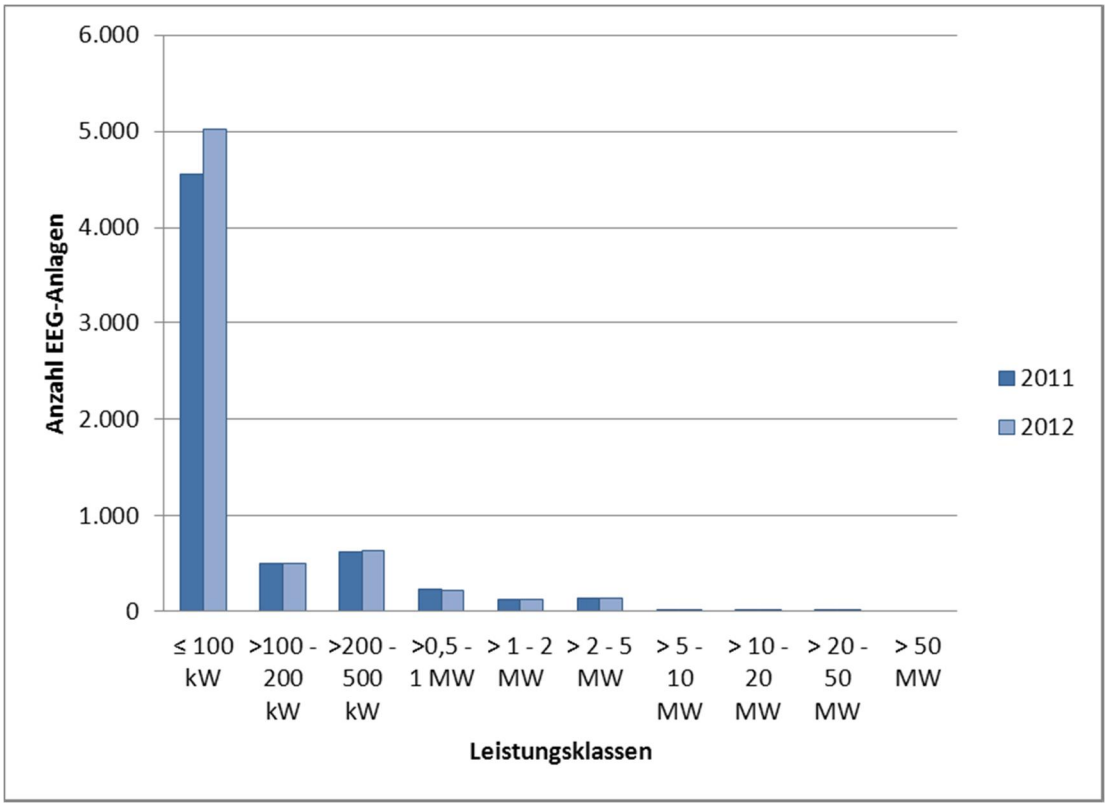


Abbildung 26: Anzahl der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen

[Quellenangabe: 2011: Bundesnetzagentur; 2012: Stammdaten und Bewegungsdaten ÜNB]

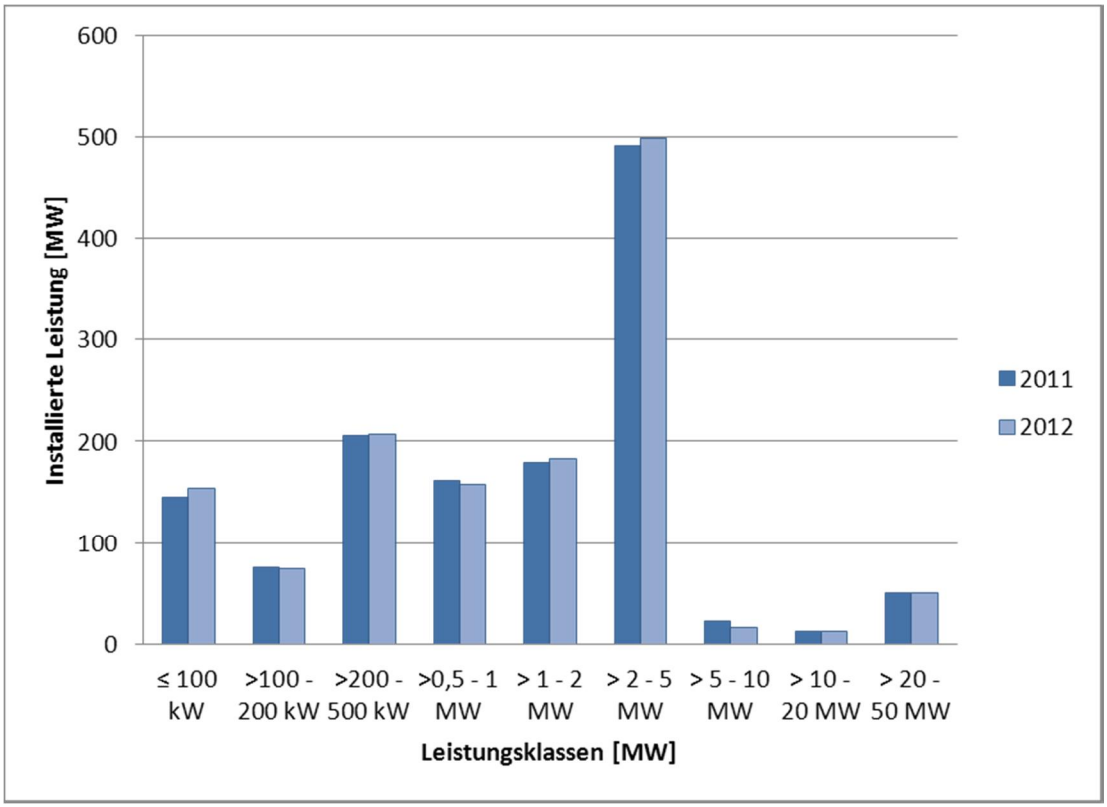


Abbildung 27: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2011 und 2012 nach Leistungsklassen

[Quellenangabe: 2011: Bundesnetzagentur; 2012: Stammdaten und Bewegungsdaten ÜNB]

Tabelle 11 und Abbildung 28 zeigen die installierte Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen für die einzelnen Bundesländer. Bayern und Baden-Württemberg haben den höchsten Anteil an der installierter Leistung und den größten Zuwachs in 2012 zum Vorjahr, gefolgt von Nordrhein-Westfalen und Sachsen. Hessen und Niedersachsen haben 2012 im Vergleich zum Vorjahr eine etwas geringere Anlagenkapazität.

Tabelle 11: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen nach Bundesländer (Auswertung Daten 2011 und 2012: IBFM und Hydrotec)

Bundesland	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Baden-Württemberg	266	268	315	369	320	314
Bayern	569	566	594	591	567	574
Berlin	0	0	0	0	0	0
Brandenburg	4	4	4	4	5	5
Bremen	0	0	0	0	10	10
Hamburg	0	0	0	0,28	0,11	0,11
Hessen	50	59	63	65	64	64
Mecklenburg-Vorpommern	3	3	3	3	3	3
Niedersachsen	56	60	56	65	62	56
Nordrhein-Westfalen	153	115	110	110	116	124
Rheinland-Pfalz	41	40	39	40	34	39
Saarland	11	11	11	10	11	11
Sachsen	82	85	86	97	88	93
Sachsen-Anhalt	21	23	24	25	25	24
Schleswig-Holstein	4	4	4	6	4	4
Thüringen	32	32	30	31	31	31
Summe	**1.294**	**1.270**	**1340**	**1.417**	**1.340**	**1.352**

[Quellenangabe: Statistikberichte Bundesnetzagentur; 2010, 2011: Stammdaten und Bewegungsdaten der BNetzA; 2012: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB]

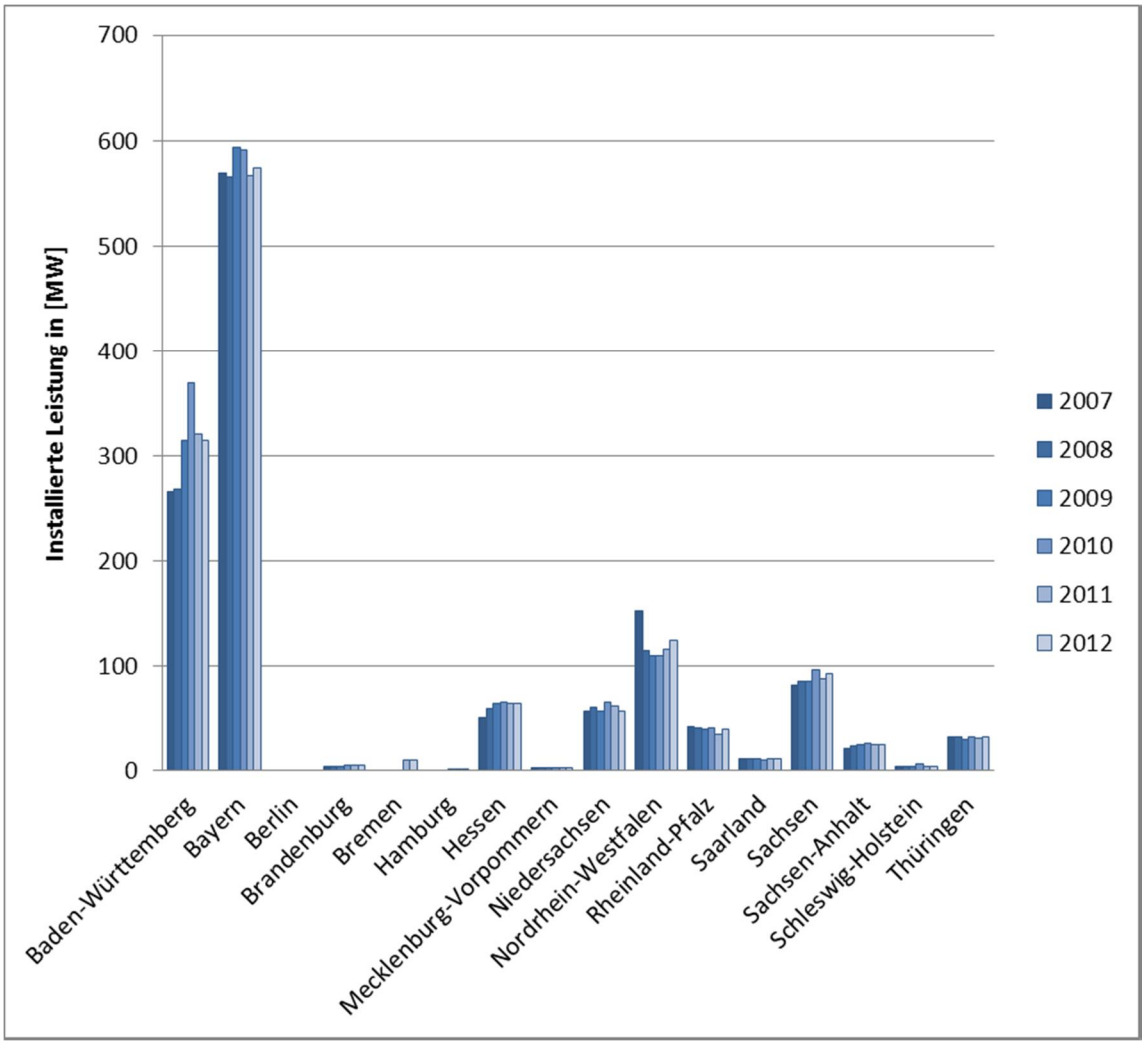


Abbildung 28: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen nach Bundesländern

3.2 Stromerzeugung und Vergütung

Neben der Anlagenkapazität, ausgedrückt durch die installierte Leistung, sind die Stromerzeugung und die Vergütung von Interesse.

Tabelle 12 zeigt sowohl die Erzeugung im Jahr 2012 als auch die Vergütung, differenziert nach Leistungsklassen und unterschiedlichen Vergütungssätzen, die sich aus den jeweiligen EEG-Fassungen ergeben. Die Anteile der Direktvermarktung sind in dieser Tabelle nicht enthalten. Tabelle 13 gibt die Anzahl der jeweiligen Datensätze, der im Jahr 2012 nach EEG vergüteten Anlagen wieder. Die Anzahl der Datensätze stimmt wie in Kapitel 3.1.2 erläutert, nicht genau mit der Anzahl der Anlagen überein.

Tabelle 12: Jahresarbeit und Vergütung der im Jahr 2012 nach EEG vergüteten Anlagen (IBFM und Hydrotec)

c	EEG 2000 [Mio. €]	EEG 2004 [Mio. €]	EEG 2009 [Mio. €]	EEG 2012 [Mio. €]	Gesamt-vergütung [Mio. €]	Gesamt-jahresarbeit [GWh/a]*
≤ 100 kW	18,4	5,8	22,1	1,7	47,9	503
>100 - 200 kW	5,2	2,1	18,1	1,3	26,7	267
>200 - 500 kW	11,6	6,8	46,3	4,7	69,3	741
>0,5 - 1 MW	6,9	5,9	32,2	3,9	48,9	607
> 1 - 2 MW	6,7	2,3	24,7	3,3	37	644
> 2 - 5 MW	13,1	3,2	20,4	2,6	39,4	2.162
> 5 - 10 MW	0	0	0,3	0	0,3	53
> 10 - 20 MW	0	0	0	0	0	91
> 20 - 50 MW	0	0	0	0	0	319
Summe	**61,9**	**26,1**	**164,1**	**17,5**	**269,5**	**5.387**

** incl. Direktvermarktung; [Quellenangabe: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB aus dem Berechnungsjahr 2012]*

Tabelle 13: Anzahl der Datensätze der im Jahr 2012 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung (IBFM und Hydrotec)

	Anzahl EEG 2000	Anzahl EEG 2004	Anzahl EEG 2009	Anzahl EEG 2012
≤ 100 kW	3344	534	1085	152
>100 - 200 kW	164	46	249	34
>200 - 500 kW	168	63	320	56
>0,5 - 1 MW	52	29	125	30
> 1 - 2 MW	43	11	76	16
> 2 - 5 MW	42	7	42	9
> 5 - 10 MW	0	0	2	0
> 10 - 20 MW	0	0	0	0
> 20 - 50 MW	0	0	0	0
Summe	**3813**	**690**	**1899**	**297**

[Quellenangabe: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB aus dem Berechnungsjahr 2012]

Der Anteil der Direktvermarktung beträgt gemäß Tabelle 13 ca. 50 %.

Tabelle 14: Anteil der Direktvermarktung an der Gesamtjahresarbeit 2012 (Auswertung IBFM und Hydrotec)

Jahresarbeit EEG vergüteter Wasserkraftanlagen [GWh]			
	2010	**2011**	**2012**
Anlagen mit fester EEG Vergütung	5.049	2.398	2.712
Anlagen in Direktvermarktung	0,616	2.446	2.675
Gesamtjahresarbeit	5.050	4.844	5.387
Anteil der Direktvermarktung an der gesamten EEG Jahresarbeit	12,2%	50,5%	49,7%

[Quellenangabe: 2009 - 2011: Statistikbericht Bundesnetzagentur 2011;2012: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB]

Die Auswertung der Bewegungsdaten zeigt eine Steigerung der gesamten EEG-Strommenge im Jahr 2012 um 543 GWh (Tabelle 14). Dies entspricht einer Zunahme von ca. 11%. Betrachtet man, nach welchen EEG-Fassungen die heute in Betrieb befindlichen Anlagen vergütet werden (Tabelle 12, Abbildung 29), wird deutlich, dass mehr als die Hälfte der Vergütung nach EEG 2009 erfolgt. Die Vergütung nach EEG 2004 entspricht nur einem Anteil von ca. 10 %, nach EEG 2012 nur etwa 7,5 %. Der restliche Anteil (ca. 20 %) wird noch nach EEG 2000 vergütet. Unter diese Vergütungssumme fallen nach Tabelle 13 ein Großteil der kleinen Anlagen, bei denen sich seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 bisher keine Änderung in Ausbau bzw. der ökologischen Anpassung ergaben.

Die gesamte Jahresarbeit der Anlagen mit fester EEG-Vergütung lag im Berechnungsjahr 2012 für alle Leistungsklassen bei 2.712 GWh (siehe Tabelle 14), die EEG-Vergütung für diese Stromerzeugung betrug ca. 270 Mio. €. Hieraus ergibt sich eine durchschnittliche EEG-Vergütung von 9,9 ct/kWh.

Abbildung 29 zeigt die Jahresarbeit und die in 2012 gezahlte Vergütung differenziert nach verschiedenen Leistungsklassen. Auch hier zeigt sich, dass der höchste Anteil der Vergütung nach EEG 2009 gezahlt wird. Die meiste Vergütung entfällt auf den Leistungsbereich 200 bis 500 kW, der größte Teil der Jahresarbeit wird von den Anlagen im Leistungsbereich 2 - 5 MW erwirtschaftet.

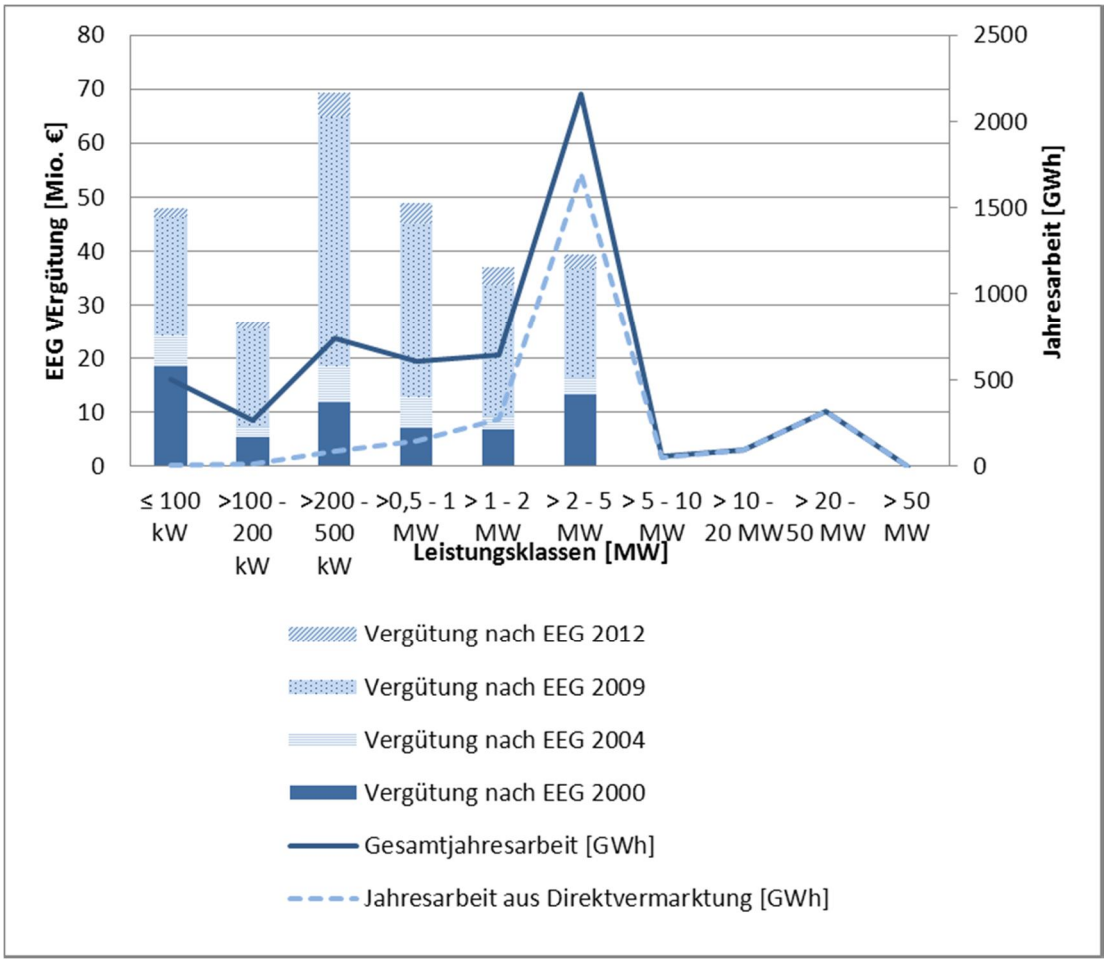


Abbildung 29: Gesamtjahresarbeit, Jahresarbeit aus Direktvermarktung und Vergütung der Wasserkraftanlagen im Jahr 2012 differenziert nach Leistungsklassen und EEG-Novellen

Aus Abbildung 30 lässt sich erkennen, dass die durchschnittliche EEG-Vergütung seit 2006 stetig ansteigt. Von 2006 bis 2011 ist sie gemittelt über alle erneuerbare Energieformen um ca. 45 % angestiegen, während die durchschnittliche EEG-Vergütung für Wasserkraft nur um 12 % angestiegen ist.

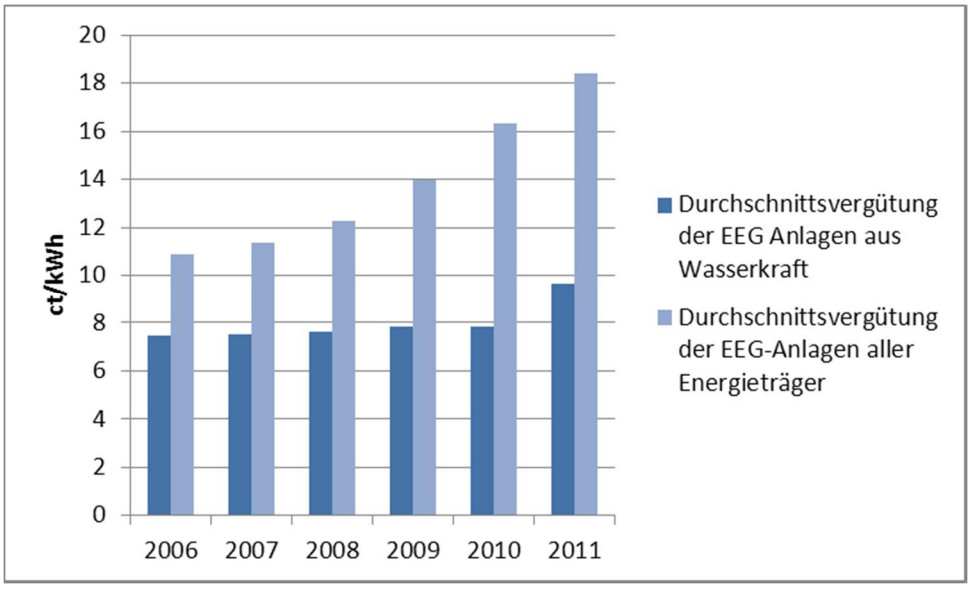


Abbildung 30: Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung nach EEG

[Quelle: 2006 – 2009: BDEW, Energie-Info; 2010 – 2011: BNetzA: Statistikbericht 2011]

3.3 Marktanalyse

3.3.1 Differenzierte Darstellung der aus dem Anlagenzubau resultierenden Entwicklung in Deutschland zur EEG vergüteten Wasserkraft

Die Auswertung der neu gebauten und modernisierten Anlagen erfolgte anhand der Daten der Übertragungsnetzbetreiber (siehe 3.1.2). Dabei wurde anhand der Vergütungskategorien unterschieden zwischen Neubau und Modernisierung nach § 23 EEG 2012 Festvergütung (Tabelle 15 und Tabelle 17) sowie nach den Übergangsbestimmungen § 66 EEG Abs. 5 (wasserrechtliche Genehmigung vor 01.01.2012 und Inbetriebnahme vor dem 01.01.2014) und § 66 EEG Abs. 14 (wasserrechtliche Genehmigung vor 01.08.2004 und Modernisierung vor dem 01.01.2014 abgeschlossen) (Tabelle 16 und Tabelle 18) gefiltert.

Neubau

Tabelle 15 und Tabelle 16 enthalten die Zahlen der Inbetriebnahmen von neu gebauten Wasserkraftanlagen im Jahr 2012 differenziert nach Leistungsklassen. Insgesamt wurden 73 Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 10 MW neu gebaut. Die Gesamtvergütung für diese neuen Anlagen betrug 2,65 Mio. €. Die grafische Darstellung in Abbildung 31 lässt erkennen, dass der Zubau an installierter Leistung bei Neuanlagen im Jahr 2012 vorwiegend im Leistungsbereich 200 kW – 500 kW zu finden ist. Die durchschnittliche Vergütung der Neuanlagen liegt fast konstant bei 12,70 ct/kWh. Die größte Zahl der Anlagen ist dagegen im Leistungsbereich < 100 kW zu finden (Abbildung

32). Der größte Teil der neu errichteten Wasserkraftanlagen nahm die Vergütung nach § 23 EEG 2012 in Anspruch.

Tabelle 15: Auswertung der im Jahr 2012 neu gebauten Anlagen mit Festvergütung nach § 23 EEG 2012 nach Leistungsklassen (IBFM und Hydrotec)

	Anzahl	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	34	1,441	2,748	0,349
>100 - 200 kW	13	1,811	2,947	0,374
>200 - 500 kW	15	4,526	9,390	1,193
>0,5 - 1 MW	2	1,222	4,011	0,509
Summe	**64**	**9,000**	**19,096**	**2,425**

[Quellenabgabe: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Berechnungsjahr 2012]

Tabelle 16: Auswertung der im Jahr 2012 neu gebauten Anlagen mit EEG Vergütung (§66 Abs. 5 EEG 2012) nach Leistungsklassen (IBFM und Hydrotec)

	Anzahl	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	5	0,08	0,347	0,044
>100 - 200 kW	2	0,275	0,825	0,105
>200 - 500 kW	1	0,320	0,605	0,077
>0,5 - 1 MW	1	0,564	0,005	0,0004
Summe	**9**	**1,239**	**1,782**	**0,226**

[Quellenabgabe: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB]

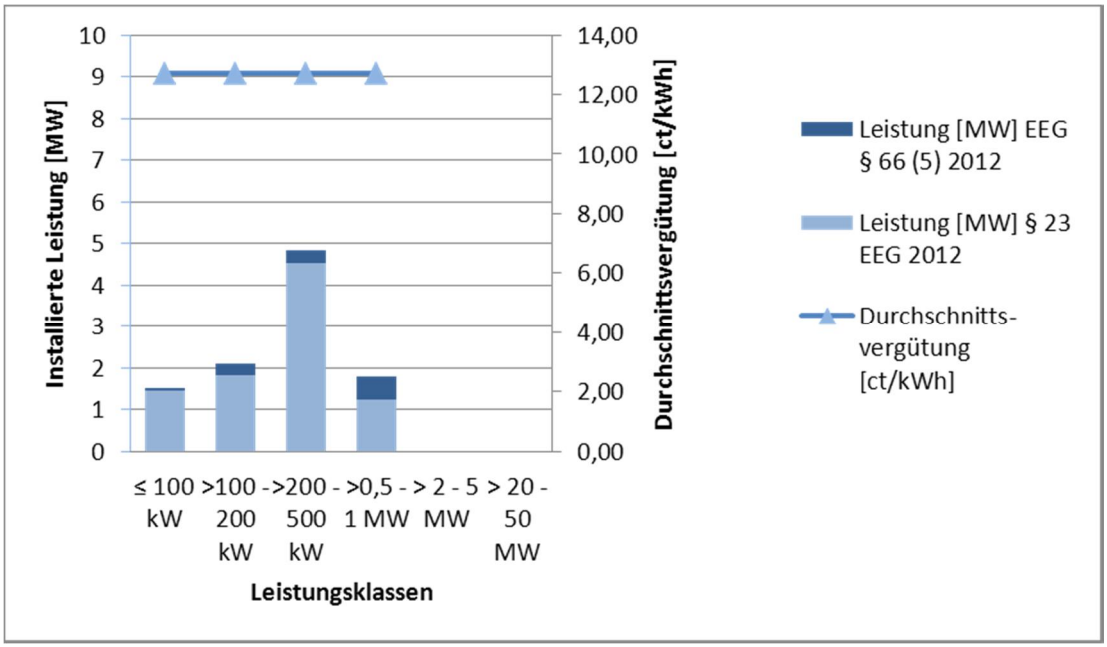


Abbildung 31: Installierte Leistung und Durchschnittsvergütung von Neuanlagen nach EEG 2012.

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Auswertung IBFM, Hydrotec]

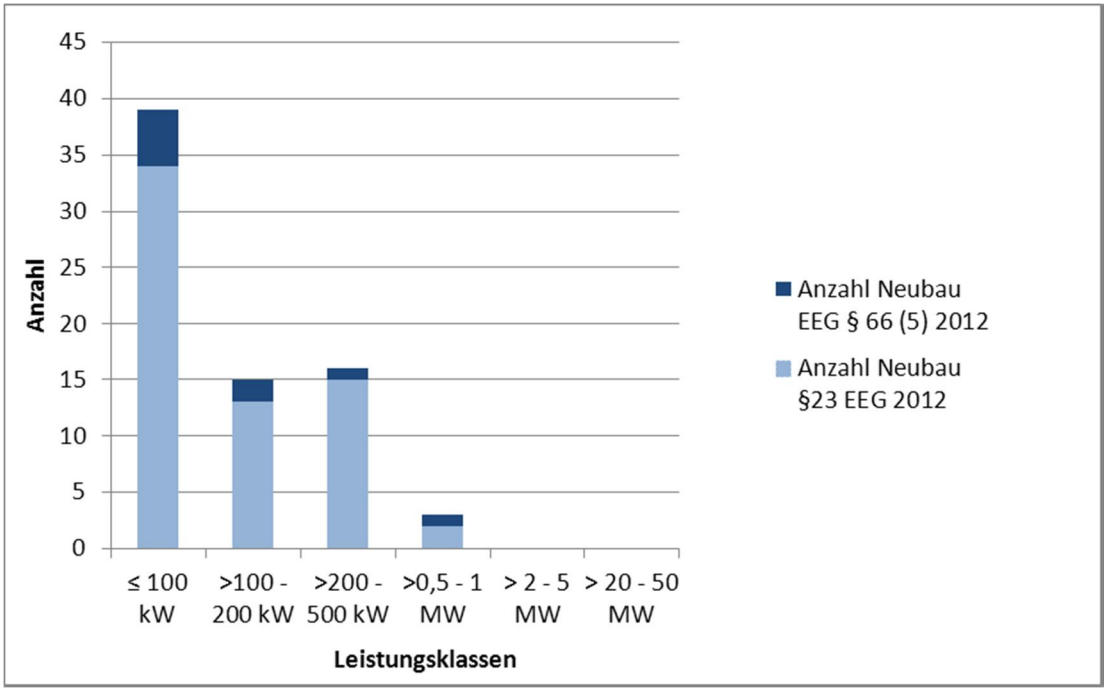


Abbildung 32: Zahl der Datensätze von Neuanlagen nach EEG 2012.

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB Berechnungsjahr 2012, Auswertung IBFM, Hydrotec]

Modernisierung

Die nachfolgenden Tabelle 17 und Tabelle 18 zeigen die Auswertung der modernisierten Anlagen, die in 2012 eine Vergütung nach EEG erhielten Ein Großteil der Modernisierungen erfolgte in den Leistungsbereichen > 200 bis 2 MW (Abbildung 33). Die installierte Leistung für diese Bereiche liegt nach der Modernisierung zwischen 13,5 und 20 MW. Die Summe der installierten Leistung der modernisierten Anlagen beträgt ca. 63 MW. Auffällig ist, dass die Anzahl von modernisierten Anlagen ≤ 100 kW mit einer Vergütung nach den Übergangsbestimmungen § 66 Absatz 14 EEG 2012 annähernd gleich ist zu der Anzahl von modernisierten Anlagen in diesem Leistungsbereich, die eine Vergütung nach § 23 EEG 2012 erhalten. In den anderen Leistungsbereichen ist der Anteil von Vergütungen nach § 23 EEG 2012 höher. Die Durchschnittsvergütung der modernisierten Anlagen liegt zwischen 11,08 und 12,62 Cent/kWh.

Aus Abbildung 33 und Abbildung 34 wird deutlich, dass der Großteil der Modernisierungen nach § 23 EEG 2012 erfolgte, sowohl in Bezug auf die erzielte Leistung als auch auf die Anzahl der Anlagen.

Tabelle 17: Auswertung der im Jahr 2012 modernisierten Anlagen mit Festvergütung nach § 23 EEG (IBFM und Hydrotec)

	Anzahl	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamt-vergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	58	3,3	6,2	0,8
>100 - 200 kW	16	2,5	5,7	0,7
>200 - 500 kW	34	11,0	22,9	2,9
>0,5 - 1 MW	18	12,4	27,0	3,3
> 1 - 2 MW	11	13,8	27,0	3,3
> 2 - 5 MW	3	8,0	13,7	1,5
Summe	**140**	**51,0**	**102,5**	**12,5**

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Berechnungsjahr 2012]

Tabelle 18: Auswertung der im Jahr 2012 modernisierten Anlagen mit EEG Vergütung (§66 Abs.14 EEG 2012) (IBFM und Hydrotec)

	Anzahl	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamt-vergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	55	2,5	4,1	0,5
>100 - 200 kW	3	0,6	0,5	0,1
>200 - 500 kW	6	1,6	4,2	0,5
>0,5 - 1 MW	2	1,2	0,6	0,1
> 1 - 2 MW	2	6,1	11,2	1,1
Summe	**68**	**12,0**	**20,6**	**2,3**

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Berechnungsjahr 2012]

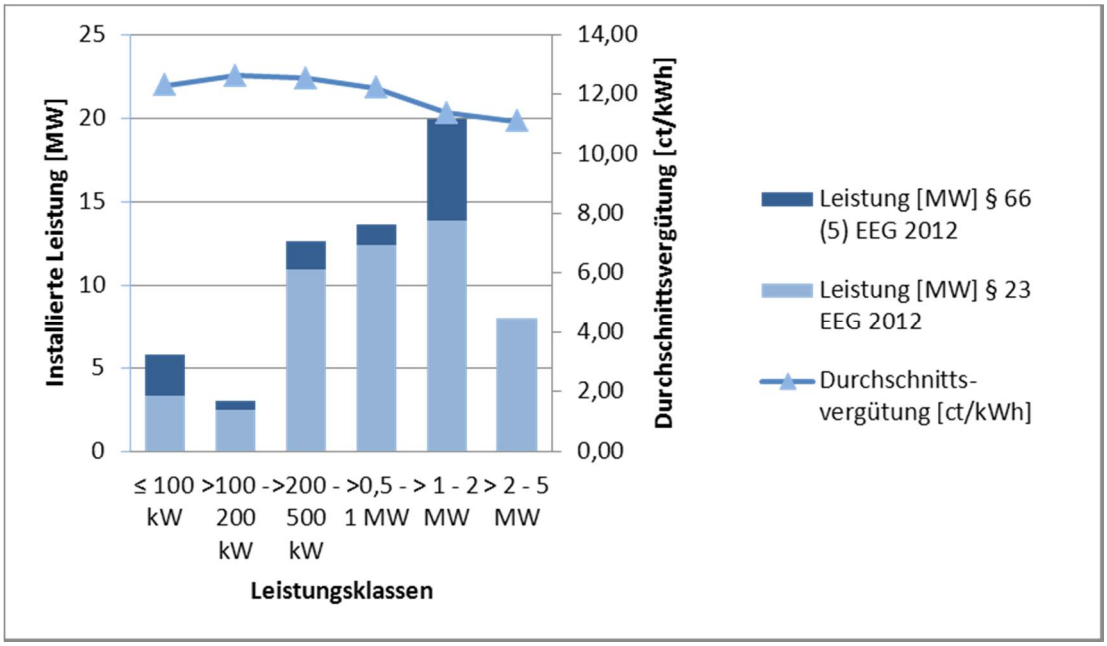


Abbildung 33: Installierte Leistung und Durchschnittsvergütung von modernisierten Anlagen nach EEG 2012.

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Berechnungsjahr 2012, Auswertung IBFM, Hydrotec]

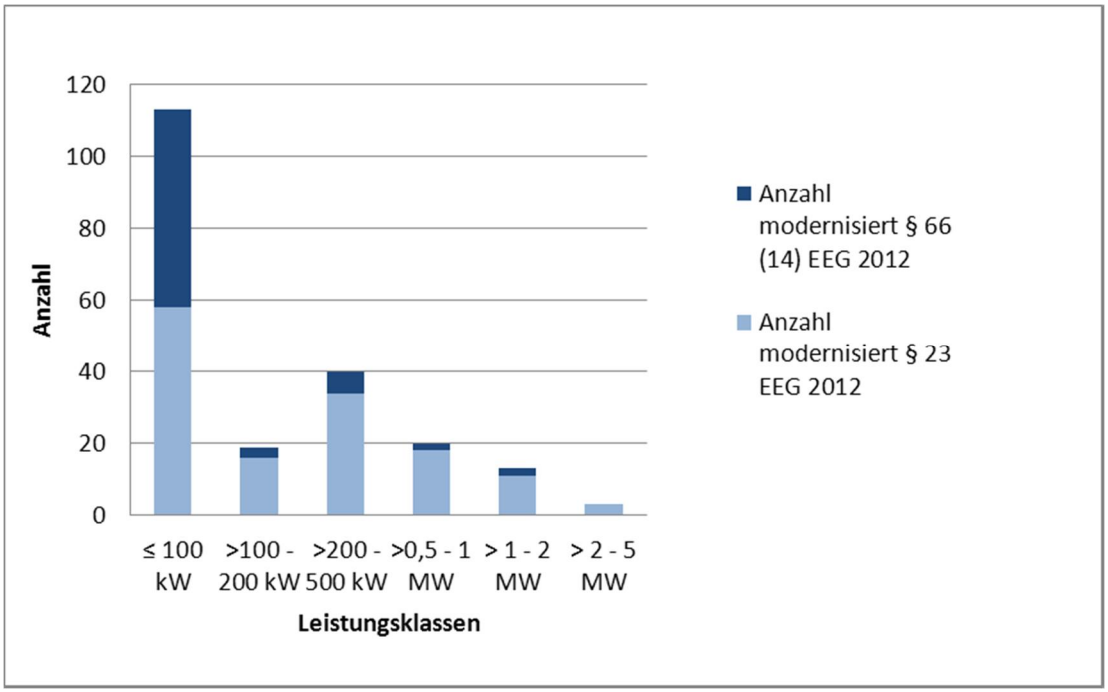


Abbildung 34: Zahl der Datensätze von modernisierten Anlagen nach EEG 2012.

[Quellenangabe für die Daten: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB, Berechnungsjahr 2012, Auswertung IBFM, Hydrotec]

3.3.2 Langjährige Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leistung

In Abbildung 35 sind die Entwicklung der Inbetriebnahmen von neuen und modernisierten Wasserkraftanlagen und ihre summierte Leistung für die Jahre 2001 bis 2012 dargestellt. Die Grundlage der Auswertung für die Jahre 2001 bis 2009 waren die veröffentlichten EEG-Anlagenstammdaten aus dem Jahr 2009 aus dem Attributfeld Inbetriebnahme (BMU 2011). Seit Inkrafttreten des EEG 2009 gilt als Definition für die Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Für die weiteren Jahre wurden die Vergütungskategorien ausgewertet.

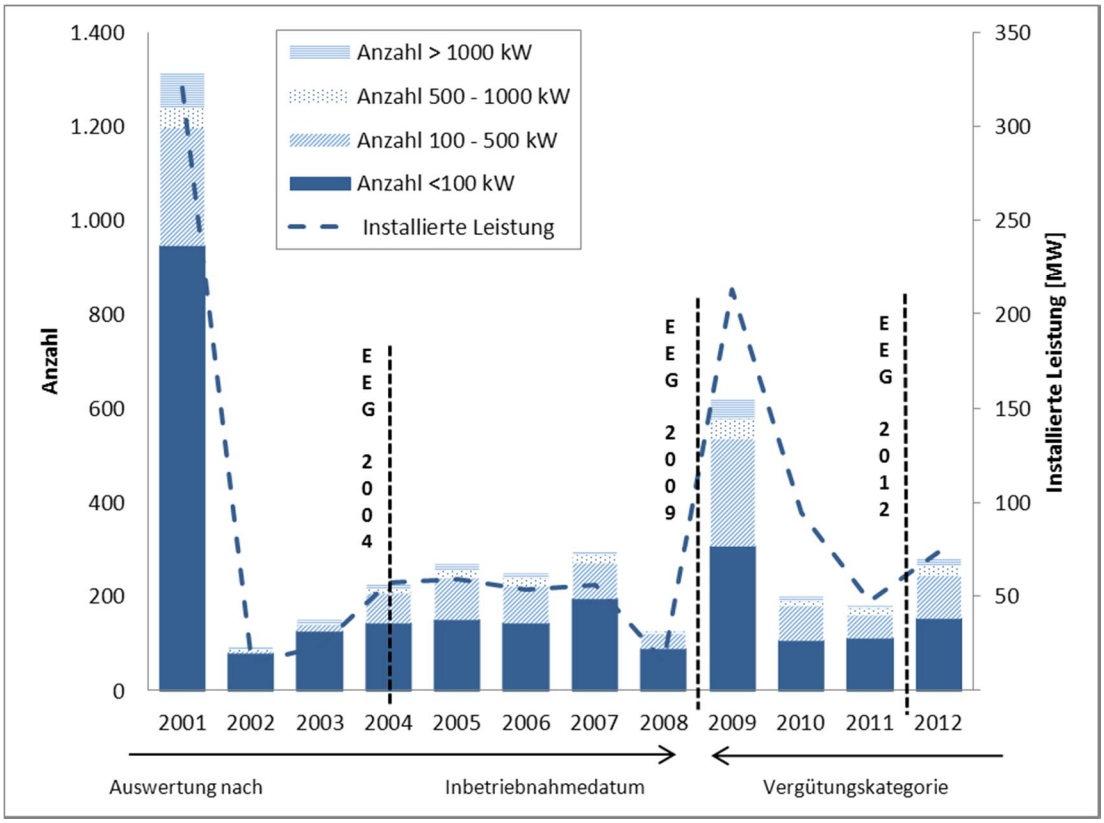


Abbildung 35: Wasserkraftanlagenentwicklung, Anlagenzahl differenziert nach installierter Leistung und Inbetriebnahmedatum bzw. Vergütungskategorie

[Quellenangabe 2001 – 2009: [BMU 2011]; 2010 – 2011: Stammdaten und Bewegungsdaten der BNetzA; 2012: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB;, Auswertung IBFM, Hydrotec]

Mit Einführung des EEG im Jahr 2000 konnten alle Wasserkraftanlagen bis 5 MW eine Vergütung nach EEG erhalten. Bei der großen Zahl der Inbetriebnahmen in 2001 handelt es sich also überwiegend um bereits bestehende Anlagen, die erstmals eine Vergütung nach EEG bekommen haben.

Weiterhin zeigen sich ein deutlicher Anstieg mit dem Inkrafttreten des EEG 2004, ein leichter Rückgang in 2006 und ein starker Abfall der Inbetriebnahmen in 2008, dem Jahr vor dem Inkrafttreten des EEG 2009. Im Jahr 2009 ist mit der höheren Vergütung des EEG 2009 eine deutliche Zunahme der Anlagenanzahl und der installierten Leistung verbunden. Ein leichter Anstieg ist wiederum erst mit dem Inkrafttreten des EEG 2012 zu verzeichnen. Es zeigt sich, dass jeweils nach der Einführung einer neuen EEG Novelle eine Zunahme bei der Inbetriebnahme festzustellen ist. Wenn man die Anfangsphase des EEG außer Acht lässt, erfolgte die größte Zunahme mit Einführung des EEG 2009.

3.3.3 Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland

Um die Wirkung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Unternehmen im Wasserkraftsektor und die Effektivität von Maßnahmen im Zusammenhang mit dem EEG

zu untersuchen, wurden in den Monaten Juli bis Oktober 2013 insgesamt neun Anlagenhersteller unterschiedlicher Größe in Deutschland angesprochen, die einen wesentlichen Teil des gesamten Marktes abdecken. Dabei wurden die Unternehmen gebeten, Informationen über ihren Umsatz in den letzten fünf Jahren einschließlich der Aufteilung nach in- und ausländischem Markt bereitzustellen. Darüber hinaus beinhaltete die Umfrage auch die Entwicklung der Mitarbeiterzahlen, um möglichst Beschäftigungseffekte nachvollziehen zu können.

Nach mehrmaligen Nachfragen war bedauerlicherweise nur ein Unternehmen, ein größerer Turbinenhersteller, bereit, die Anfrage zu beantworten, womit letztlich kein repräsentatives Ergebnis erzielt werden konnte.

Aufgrund von fehlenden Informationen ist somit keine Aussage über die Marktentwicklung deutscher Unternehmen in der Wasserkraftbranche in den Jahren 2008 bis 2012 und keine Analyse über die Effektivität des EEG in Bezug auf Beschäftigung und wirtschaftliche Entwicklung im Wasserkraftsektor möglich.

- Analyse häufig genutzter Vermarktungsmodelle

Die Daten aus Abschnitt zeigen, in welcher Größenordnung der Strom aus Wasserkraftanlagen in der Praxis nach unterschiedlichen Modellen vermarktet wird. Der Großteil der Anlagen ist über die EEG-Vergütung in die Märkte für elektrische Energie integriert. Neben der Festvergütung ist hier insbesondere die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell relevant. Im Folgenden wird diskutiert, welche Anreize sich aus den aktuell genutzten Vermarktungsformen für einen zusätzlichen Wasserkraftausbau ergeben.

Festvergütung nach EEG

Durch die Festvergütung werden einige marktorientierte Vergütungsmechanismen umgangen, so dass keine Anreize für marktkonforme Lösungen geschaffen werden, die zukünftig jedoch von wachsender Bedeutung sein werden.

- Bei der Vermarktung des Wasserkraftstroms über die Festpreisvergütung des EEG wird die eingespeiste Energie unabhängig von Marktpreis oder Tageszeit mit einer festen Vergütung entlohnt. Die Vergütung ist dabei unabhängig vom Spotmarktpreis. Somit werden keinerlei Anreize gestellt, eine marktorientierte Einspeisung der Anlagen zu forcieren.
- Darüber hinaus besteht das so genannte Doppelvermarktungsverbot, d. h., dass bei Festpreisvergütung keine zusätzlichen Vergütungen, bspw. über Spotmarktteilnahme, in Anspruch genommen werden dürfen (Bundestag 2012a).
- Ebenso muss die gesamte erzeugte elektrische Energie dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, der diese vorrangig

einspeist. Daher ist eine Steuerung und insbesondere Abregelung der Anlagen nicht zulässig.

- Durch die garantierte Einspeisevergütung liegen die Risiken der Prognoseabweichung der Einspeisung und die Kosten der Vermarktung nicht beim Anlagenbetreiber, so dass auch kein Anreiz in der Verbesserung von Einspeiseprognosen oder in effizienter, also marktpreisorientierter, Vermarktung besteht.

Direktvermarktung mit und ohne Förderung EEG

Als Direktvermarktung wird allgemein die Teilnahme regenerativer Erzeugungsanlagen an den Märkten für elektrische Energie bezeichnet. Nach § 33 EEG kann diese Vermarktungsform zusätzlich gefördert werden.

Die Vergütung der Anlagen mit Direktvermarktung entspricht damit dem Marktpreis und sichert eine vollständig marktorientierte Einspeisung. Diese Vermarktungsmöglichkeit ist auch für Anlagen, die bereits die maximale Förderdauer gemäß EEG erreicht haben, anwendbar. Für Anlagen, die in der Festpreisvergütung des EEG vergütet werden, besteht die kalendermonatliche Wechselmöglichkeit in die Direktvermarktung gemäß § 33d EEG (EEG 2012).

Folgende Aspekte sind bei der Direktvermarktung zu beachten:

- Bei der ungeförderten Direktvermarktung liegen das vollständige Prognoserisiko und die Kosten der Vermarktung beim Anlagenbetreiber, so dass hierdurch erhebliche Anreize zur Verbesserung der Prognosegüte gegeben werden.
- Aus ökonomischen Überlegungen kommt die Direktvermarktung vorwiegend für steuerbare Anlagen mit einer geringen potentiellen EEG-Förderung oder für Anlagen, deren EEG-Förderung ausgelaufen ist, in Frage.
- Darüber hinaus bietet diese Vermarktungsform den Vorteil, auch an weiteren Märkten elektrischer Energie teilnehmen zu dürfen. Dies wird mit zunehmender Laufzeit der regenerativen Anlagen zukünftig immer relevanter, so dass eine Betrachtung dieser Vermarktung sinnvoll ist.

Das Marktprämienmodell soll Anlagenbetreiber als Direktvermarkter an den Markt heranführen.

Der relativ hohe Aufwand bei der Direktvermarktung ist jedoch ein Grund dafür, dass Anlagenbetreiber die Direktvermarktung über einen Zwischenhändler organisieren. Dabei übernimmt der Händler den Großteil der Vorarbeiten und Pflichten (z.B. Prognose, Meldepflicht § 49 EEG) und zahlt i.d.R. einen festen, geringfügig über der EEG-Vergütung festgesetzten Vergütungssatz bei garantierter Stromabnahme. Betreiber erhalten vom Vermarkter eine Bankbürgschaft über einen Monatsertrag, so dass bei

einer Insolvenz des Vermarkters kein Ertragsausfall für den Betreiber entsteht und dieser in das EEG zurück wechseln kann.

Durch diese Vermarktungsform erhalten die Betreiber eine risikofreie Festvergütung wie im EEG. Sie werden nicht wie Betreiber an den Markt geführt, sondern es werden Stromhändler etabliert, die das Risiko tragen, am Markt einen Gewinn zu erzielen, der über der an die Betreiber ausgezahlten Zusatzvergütung liegt.

Weitere positive Effekte können bei der Direktvermarktung durch Nutzung des so genannten Grünstromprivilegs und damit verbunden einer Reduktion der EEG-Umlage auf Unternehmensebene erzielt werden (s.u.).

Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg bietet Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Möglichkeit, sich vollständig oder teilweise von der EEG-Umlage befreien zu lassen, wenn Sie nachweisen, eine Mindestmenge elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in ihr Portfolio integriert zu haben.

Auf diese Weise sind Anreize geschaffen, EEG-Strom nicht mehr im Rahmen der Festvergütung über den Übertragungsnetzbetreiber ins Stromnetz einzuspeisen, sondern stattdessen bilanziell in das Portfolio eines Versorgungsunternehmens zu integrieren. Die gezielte Vermarktung dieses „Grünstroms“ motiviert, Mindestenergiemengen von EEG-Anlagen in ein bestehendes konventionelles Portfolio zu integrieren. Eine besondere Fahrplantreue wird von der Einspeisung aus regenerativen Quellen jedoch nicht erwartet.

Marktprämienmodell

Das Marktprämienmodell kombiniert die Vorteile einer marktorientierten Einspeisung der Direktvermarktung mit der Risikoreduktion für den Anlagenbetreiber gemäß Festpreisvergütung, indem der Anlagenbetreiber die elektrische Energie direkt vermarktet, bspw. über den Day-Ahead-Markt elektrischer Energie, aber zusätzliche Prämien die Vermarktungsrisiken entlohnen und einen Wechsel aus der Festpreisvergütung anreizen. Es ergeben sich daher Gesamterlöse je Anlage, die mit dem jeweiligen tatsächlichen Marktpreis korrelieren.

Im Zuge der Novellierung des EEG Anfang 2012 ist in diesem Gesetz ein Marktprämienmodell verankert worden. Dies unterscheidet sich vom bisher vorgestellten Vergütungsmodell dadurch, dass eine Managementprämie (MP_k^{Man}) die Komponenten der Fahrplanerfüllung und der Handelsanbindung zusammen abdeckt. Die gleitende Marktprämie GMP_k^{Tech} ergibt sich aus der Differenz zwischen der Festpreisvergütung der Anlage (FP_k), welche ohne Direktvermarktung zur Anwendung gekommen wäre, und einem Referenzwert RW_k^{Tech}. Der Referenzwert ergibt sich aus dem Anteil der Einspeisung der jeweils betrachteten Erzeugungstechnologie an der gesamten Einspeisung. Nach Addition der Managementprämie MP_k^{Man} ergibt sich die Marktprämie MP_k^{EEG}.

$$MP_k^{EEG} = \underbrace{FP_k - RW_k^{Tech}}_{GMP_k^{Tech}} + MP_k^{Man}$$

Die ex-post Kalkulation der Prämie anhand der technologiespezifischen Einspeisung bietet eine hohe Sicherheit hinsichtlich der Erträge für Anlagen, die mindestens eine durchschnittliche Einspeisung aufweisen, und zeigt daher eine hohe Akzeptanz unter den Anlagenbetreibern.

Somit berechnet sich die Marktprämie als Aufschlag auf den Vermarktungserlös am börslichen Day-Ahead-Markt (Marktwert MW_k^{Tech}). Abbildung 36 veranschaulicht die Vergütung einer Anlage graphisch für den Fall einer Einspeisung über und unter dem Referenzwert.

Tabelle 19 beinhaltet die im EEG verankerten Managementprämien für die Jahre 2012 bis 2015.

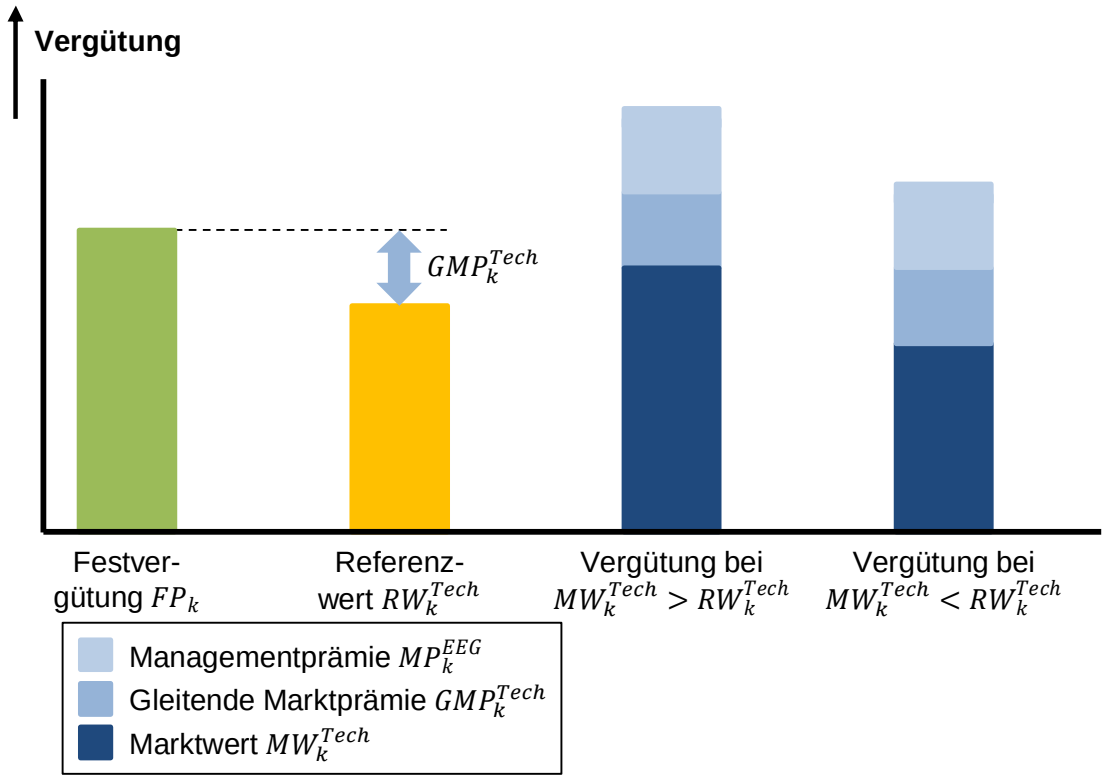


Abbildung 36: Exemplarische Darstellung der Vergütung im Marktprämienmodell

Tabelle 19: Managementprämien des Marktprämienmodells gemäß (EEG 2012)

Jahr	Managementprämie [€/MWh]	
	Wind und Photovoltaik	Weitere regenerative Erzeugungsanlagen
2012	12,00	3,00
2013	10,00	2,75
2014	8,50	2,50
2015	7,00	2,25

3.3.4 Vermarktungsstrategien

Für die Vermarktung des Stroms aus Wasserkraft stehen seit dem EEG 2012 mehrere Möglichkeiten zur Verfügung

- Festvergütung nach EEG
- Direktvermarktung über das Marktprämienmodell
- Direktvermarktung durch Stromhändler (Grünstromprivileg)
- Sonstige Direktvermarktung (nicht 1. oder 2)

Nach § 33a EEG wird die Vermarktung in Arealnetzen (Veräußerung an Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe, ohne Durchleitung über ein Netz) nicht als Direktvermarktung im Sinne des EEG bezeichnet.

Zusätzlich gibt es neben dem Eigenverbrauch die Vermarktung außerhalb des EEG als nicht förderte Direktvermarktung.

Im Folgenden werden die durch die Wasserkraft genutzten Vermarktungswege dargestellt. Ergänzend wird in Abschnitt 8 der Handel innerhalb des konventionellen Strommarkts erläutert und es werden Vermarktungsalternativen für die Wasserkraft diskutiert.

Während der Großteil der Wasserkraftanlagen in Deutschland (ca. 94 % aller Anlagen, Leistungsanteil 22,4 % in 2012) nach EEG fest vergütet wird, sind insbesondere für große Anlagen Vermarktungsformen außerhalb des EEG wirtschaftlich interessant (Tabelle 20 und Abbildung 37). So vermarkten Anlagen, die etwa 63 % der in Deutschland installierten Leistung repräsentieren, ihren Strom außerhalb des EEG. Darüber hinaus werden ca. 10 % der Leistung über das Marktprämienmodell, 3 % über das Grünstromprivileg und 2 % über die sonstige Direktvermarktung vermarktet. Somit wurden etwa 15 % der Leistung über die Direktvermarktung nach §33 EEG 2012 vermarktet.

Die entsprechende Aufteilung der Jahresarbeit ist in Tabelle 21 dargestellt. Danach vervierfachte sich die Jahresarbeit in der Direktvermarktung von 2010 bis 2011, während ihr Anteil an der nach EEG vergüteten Strommenge in 2012 etwa gleich blieb. Die Jahresarbeit der Anlagen mit fester EEG Vergütung ging entsprechend zurück.

Tabelle 20: Vermarktungsanteile für das Jahr 2012 innerhalb und außerhalb des EEG

Vermarktungsform	Inst. Leistung [MW]	Anteil an Gesamtleistung [%]
Vermarktung durch ÜNB - Anlagen mit fester EEG Vergütung	906	22
Marktprämie	403	10
Grünstromprivileg	119	3
Sonstige Direktvermarktung	61	2
Vermarktung außerhalb EEG	2550	63
Gesamt	4040	100

[Quelle: ISI]

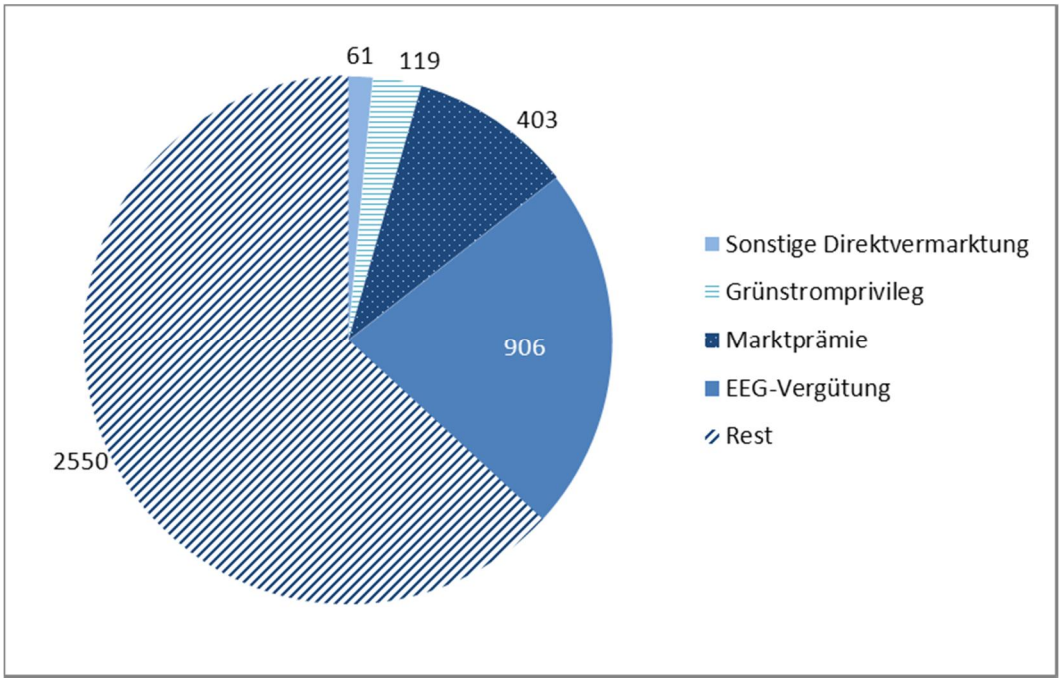


Abbildung 37: Vermarktungsanteile in install. Leistung [MW], 2012

Tabelle 21: Anteil der Direktvermarktung an der Gesamtjahresarbeit 2012 (Auswertung IBFM und Hydrotec)

Jahresarbeit EEG vergüteter Wasserkraftanlagen [GWh]			
	2010	**2011**	**2012**
Anlagen mit fester EEG Vergütung	5.049	2.398	2.712
Anlagen in Direktvermarktung	616	2.446	2.675
Gesamtjahresarbeit	5.050	4.844	5.387
Anteil der Direktvermarktung an der gesamten EEG Jahresarbeit	12,2%	50,5%	49,7%

[Quellenangabe: 2009 - 2011: Statistikbericht Bundesnetzagentur 2011;2012: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB]

Die Angaben zur Direktvermarktung aus Tabelle 21 betreffen für die Jahre 2010 und 2011 im Wesentlichen die Vermarktungsform Grünstromprivileg. Dies zeigen die Angaben aus dem Statistikbericht (BNetzA 2011), der für die Vermarktung nach dem Grünstromprivileg folgende Jahresarbeiten aufführt:

- 2010 524 GWh
- 2011 2.397 GWh.

Tabelle 22 zeigt, dass der Anteil des nach Grünstromprivileg vermarkteten Stromes im Jahr 2012 wieder stark zurückgegangen ist (ca. 551 GWh). Die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell hat entsprechend zugelegt.

Aus Abbildung 38 wird deutlich, dass die Anlagengröße mit der höchsten Stromeinspeisung (2 bis 5 MW) innerhalb des EEG 2012 bevorzugt die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell nutzt.

Tabelle 22: Jahresarbeit in 2012 der Anlagen mit Direktvermarktung differenziert nach Leistungsklassen und Vermarktungsmodell; GSP: Grünstromprivileg, DV: Direktvermarktung (Auswertung IBFM und Hydrotec)

	Marktprämie [GWh]	GSP [GWh]	Sonstige DV [GWh]	Summe DV [GWh]
≤ 100 kW	1,3	0,0	1,0	2,3
>100 - 200 kW	8,2	3,9	1,2	13
>200 - 500 kW	68	7,1	14	89
>0,5 - 1 MW	96	39	11	145
> 1 - 2 MW	207	57	6,7	271
> 2 - 5 MW	1.338	323	35	1.696
> 5 - 10 MW	0,0	27	22	49
> 10 - 20 MW	91	0,0	0,0	91
> 20 - 50 MW	71	94	154,12	319
> 50 MW	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**1.880**	**551**	**244**	**2.675**

[Quellenangabe: Stammdaten und Bewegungsdaten der ÜNB aus dem Berechnungsjahr 2012]

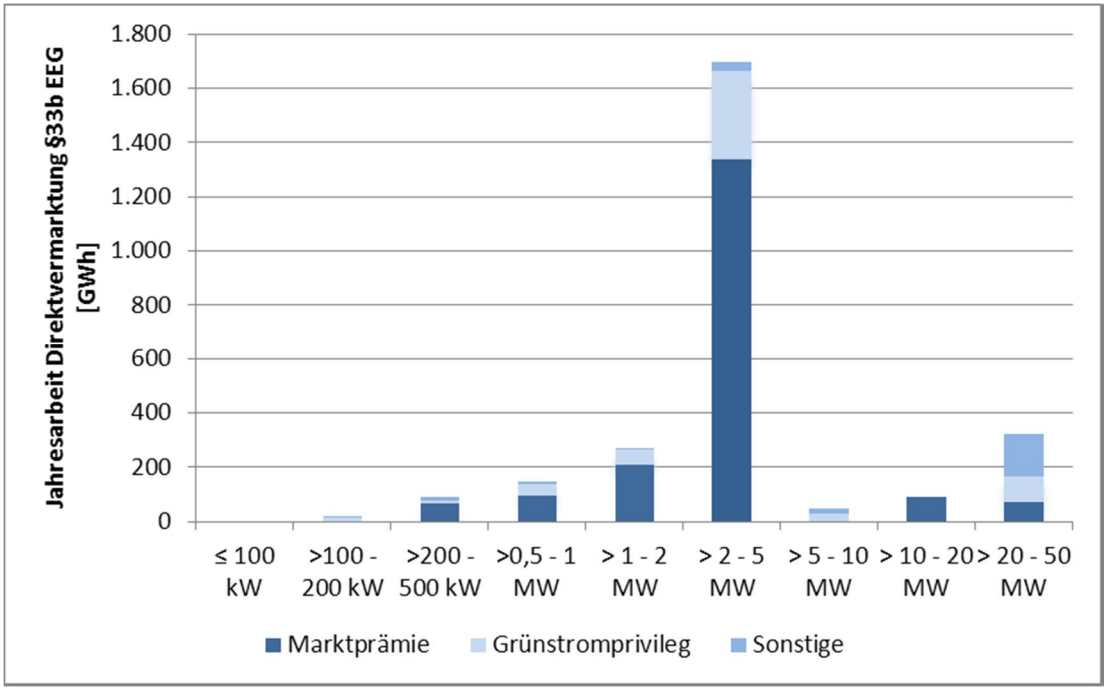


Abbildung 38: Jahresarbeit in 2012 der Anlagen mit Direktvermarktung differenziert nach Leistungsklassen

Die verschiedenen Vermarktungsanteile in der Direktvermarktung nach § 33b EEG sind in Tabelle 23 für das Jahr 2012 monatsweise dargestellt. Es zeigen sich im Verlauf des

Jahres bei der Leistungsaufteilung auf die Direktvermarktung eher geringfügige Veränderungen außer in den Monaten Juni zum Juli, wo Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 50 MW aus der sonstigen Direktvermarktung etwa in gleichem Umfang zum Marktprämienmodell und zur Vermarktung über das Grünstromprivileg wechselten. Im Dezember erfolgte ein Wechsel für 20 MW aus dem Marktprämienmodell zur sonstigen Direktvermarktung.

Tabelle 23: Entwicklung der verschiedenen Formen der Direktvermarktung im Jahr 2012 nach Leistung

	Marktprämie [MW]	Grünstromprivileg [MW]	Sonstige Direktvermarktung [MW]
Januar 2012	353	103	82
Februar 2012.	341	103	95
März 2012	388	100	88
April 2012	385	108	84
Mai 2012	386	101	83
Juni 2012	392	109	83
Juli 2012	419	130	33
August 2012	426	128	33
September 2012	450	128	33
Oktober 2012	463	129	33
November 2012	445	148	33
Dezember 2012	392	143	53
Mittelwert 2012	403	119	61

[Quelle: ISI]

Umfrageergebnisse für WKA mit EEG-Vergütung

Aus der Befragung von WKA-Betreibern, die in 2011 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten konnten 284 Rückmeldungen (d.h. ca. 20 %) ausgewertet werden. Unter den Rückmeldungen befanden sich neben 220 Anlagen, die eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten auch 12 Anlagen mit einer Vergütung nach EEG 2012 (Tabelle 24). In 88 % der

Fälle wurde angegeben, dass eine Modernisierung durchgeführt wurde, bei 28 Anlagen oder 12 % handelte es sich um einen Neubau.

Eine Direktvermarktung über Stromhändler oder mit Inanspruchnahme der Marktprämie wurde bei 23 Anlagen angegeben. Der Anteil an der Erzeugung, der direkt vermarktet wurde, lag für diese Anlagen bei 93 %.

158 Anlagen wurden zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt. Angaben zur prozentualen Verwendung des erzeugten Stroms wurden dabei für 23 Anlagen gemacht; der Eigenverbrauch lag zwischen 0,01 % und 95 % mit einem Median bei 5 %.

20 Anlagen lieferten Strom direkt an Endverbraucher (Eigenvermarktung), 5 Anlagen stellten Systemdienstleistungen (SDL, Regelreserve) bereit. Von diesen besaß eine Anlage eine installierte Leistung < 100 kW, drei Anlagen verfügten über Leistungen zwischen 100 und 499 kW und eine Anlage lag im Leistungsbereich 1 bis 2 MW.

Tabelle 24: Vermarktung des Wasserkraftstroms in 2011; WKA mit EEG-Vergütung

Vermarktung	Anzahl WKA	Im Vermarktungssegment vermarkter Anteil an der Jahresarbeit
EEG 2009	220	
EEG 2012	12	
Direktvermarktung Marktprämienmodell / Händler	23	93 %
Deckung Eigenbedarf	Ja: 158 Nein: 102 Keine Angabe: 27	5 % (Median) - -
Eigenvermarktung	20	17 %
Systemdienstleistung	5	

[aus Umfrage 2012/2013 bei WKA, die in 2011 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten]

Die Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg e.V. weist in einer persönlichen Mitteilung darauf hin, dass das Marktprämienmodell für die kleine Wasserkraft insbesondere mit Leistungen unter 100 kW nicht attraktiv ist, da damit ein zu großes wirtschaftliches Risiko verbunden ist. Begründet wird dies mit Aktivitäten, die für eine Direktvermarktung über das Marktprämienmodell erforderlich sind. Diese haben einen zeitlichen und finanziellen Aufwand zur Folge, der insbesondere bei Anlagen mit geringer Leistung nicht ausreichend durch die Managementprämie finanzierbar ist. Als Beispiele werden u.a. genannt:

- Erstellen einer Erzeugungsprognose und ggf. Aufwendungen für Ausgleichsenergie bei Fehlprognosen
- Meldungen an den Stromhändler bei Störungen
- Rechtsbeistand, Beratung zu den Vorschriften des EEG
- Erhöhter Aufwand bei Verwaltung und Abrechnung.

Darüber hinaus müssen die Anlagen nach § 33c mit einer technischen Einrichtung gemäß § 6 (1) Satz 1 und 2 ausgestattet sein und die gesamte Einspeisung in viertelstündlicher Auslösung gemessen und bilanziert werden (§ 6 (1) Satz 3).

Die Arbeitsgemeinschaft empfiehlt grundsätzlich, die Direktvermarktung in der bestehenden Form abzuschaffen und stattdessen das Grünstrommodell zu modifizieren: Verzicht auf festgeschriebenen Anteil von Strom fluktuierender Quellen nach § 39 (1) und Befreiung von der EEG-Umlage.

Ansonsten sollte die Managementprämie für verschiedene Leistungsklassen beginnend mit 50 kW, 200 kW, 500 kW etc. gestaffelt werden.

Darüber hinaus sollte die Vermarktung von Strom in räumlicher Nähe zur Anlage vereinfacht und dabei der Letztverbrauer oder die Letztverbraucherin nicht nach § 37 (3) einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichgestellt werden. Eine Vereinfachung bestünde z.B. durch Vergrößerung der Meldeintervalle (z.B. jährlich), durch Befreiung von der EEG-Umlage und in einem vereinfachten Abrechnungsverfahren.

Umfrageergebnisse WKA > 1 MW

Innerhalb der 48 Antwortbögen, die im Zuge der Umfrage zurück gesendet wurden, wurden zu 41 WKA Informationen zur Vermarktungsform angegeben. Die Ergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt. Für wenige WKA gab es Doppelnennungen (z.B. Vergütung nach EEG und Direktvermarktung). Die Datenauswertung ergibt, dass für diese Anlagen der größte Teil der Jahresarbeit direkt vermarktet wird, das Marktprämienmodell überwiegt.

Tabelle 25: Vermarktung des Wasserkraftstroms von Wasserkraftanlagen mit einer install. Leistung > 1 MW in 2012 (48 Rücksendungen insgesamt)

Vermarktung	Anzahl WKA	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh]
EEG 2000	3	5,8	19,4
EEG 2004	4	10,1	30,1
EEG 2009	8	13,7	69,0
EEG 2012	2	11,1	4,7
Direktvermarktung Marktprämien-modell	25	75,7	284,8
Direktvermarktung Stromhändler	6	26,3	110,3
Eigenvermarktung	2	25,6	44,1
Summe	**50**	**168,3**	**562,4**

[aus Umfrage 2012/2013 bei WKA > 1 MW]

3.3.5 Internationale Märkte

Im Jahr 2012 wurden über 16 % der weltweit erzeugten Elektrizität aus Wasserkraft gewonnen (IEA 2012). Dabei ist die Situation weltweit sehr unterschiedlich.

So sind die Wasserkraftkapazitäten in den meisten OECD-Ländern bereits sehr weit ausgebaut, so dass hier nur noch ein begrenzter Zu- und Ausbau zwischen 1990 und 2010 jährlich um durchschnittlich 0,6 % (ohne Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke) zu verzeichnen war. An der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nahm die Wasserkraft in der OECD im Jahr 2010 einen Anteil von rund 71 % ein; 1990 betrug dieser Anteil noch über 89 % [IEA 2012]. Weltweit wurden die größten Strommengen aus Wasserkraft im Jahr 2012 in China, Kanada, Brasilien, den USA und Norwegen produziert. Zu den weiteren großen Wasserkraft-Produzenten zählen Japan, Schweden, Russland und Frankreich (H&D 2012).

In Nicht-OECD-Ländern, wie beispielsweise in der Ukraine, Europas größtem Flächenstaat, in Äthiopien, in der Demokratischen Republik Kongo und in Russland, bestehen nach wie vor attraktive Bedingungen für die Neuerrichtung, Erweiterung oder auch Instandsetzung von Wasserkraftanlagen, und es ist zu erwarten, dass die dort bestehenden Potenziale weiter erschlossen werden. So sind in den Ländern Ukraine, Äthiopien und Russland zusammen genommen Anlagen mit einer Leistung von ca.

16 GW im Bau und das Ende des zu nutzenden Potenzials ist in diesen Regionen noch nicht erreicht (H&D 2012).

Vor allem in Asien, Afrika und Südamerika ist in den letzten Jahren bis heute ein bedeutender Ausbau der natürlicherseits vorhandenen Ressource Wasserkraft zu verzeichnen (s. Tabelle 26), um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen weiter zu verringern bzw. dem steigenden Strombedarf entgegen zu steuern. Alleine in Brasilien befinden sich derzeit Wasserkraftanlagen im Bau, die einen Zuwachs an installierter Leistung von ca. 24 GW generieren werden. Die Demokratische Republik Kongo verfolgt aktuell ein Wasserkraftprojekt, das mit seiner Umsetzung und Inbetriebnahme das größte Wasserkraftwerk der Welt werden würde und mit der geplanten installierten Leistung von 40 GW weite Teile des afrikanischen Kontinents versorgen könnte. Die Volksrepublik China ist aufgrund des anhaltenden Wirtschaftswachstums und dem gestiegenen Bewusstsein für Klimaschutz und erneuerbare Energien auf weitere Stromquellen angewiesen. So sind zurzeit ca. 50 GW an weiterer installierter Leistung im Bau. Ein weiteres Land, dessen installierte Leistung der Kraftwerke mit dem Wirtschaftswachstum Schritt halten muss, ist die Türkei. Ca. 10,5 GW befinden sich dort im Bau und weitere Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 20 GW sind derzeit in Planung (H&D 2012). Hier zahlen sich für deutsche Planungsbüros und Anlagenhersteller die seit Jahrzehnten guten wirtschaftlichen Beziehungen zur Türkei aus.

Tabelle 26: Hochgerechnetes weltweites Wasserkraftpotenzial und installierte Leistung 2012

	Wasserkraftpotential				Leistung		
	Theoretisch nutzbar [TWh/a]	Techn. nutzbar [TWh/a]	derzeit genutztes [TWh/a]	Nutzung des techn. Potentials [%]	derzeit installiert [GW]	derzeit im Bau [GW]	Anteil Neubau an derzeit installierter Leistung [%]
Afrika	4.391	1.511	112	7,4	25	14	56
Asien mit Türkei und Russ. Föderation	19.717	8.007	1.391	17,4	444	111	25
Europa	3.129	1.199	531	46,8	181	10	5,5
Nordamerika mit Zentralamerika	7.600	1.919	681		140	9	6,4
Südamerika	7.893	2.807	712	25,4	140	33	23,6
Ozeanien	658	185	39	21,1	13	0,1	0,8
Welt	43.388	15.628	3.467	22,2	945	177	18,7

[aktualisiert nach Giesecke et al 2009]

Entwicklung in Europa

Aufgrund des vorhandenen hohen Ausbaugrades der Flüsse und im Zuge der Umsetzung der Ziele der EG-Wasserrahmenrichtlinie liegt der Schwerpunkt in Europa auf

der Rehabilitation und Erweiterung von bestehenden Anlagen. Daneben stellt der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten derzeit einen weiteren Schwerpunkt in vielen Ländern dar. In den Nicht-EU-Ländern wird dagegen v. a. weitere Lauf- und Speicherwasserkraft hinzugebaut werden.

Nur gut 5 % der gesamten im Bau befindlichen installierten Leistung weltweit entfallen auf Europa (H&D 2012). Trotzdem befinden sich noch große erschließbare Potenziale in Ländern wie z. B. Ukraine, Rumänien, Albanien, Norwegen oder Portugal. In den Alpen ist v. a. das Potenzial für eine Erweiterung bestehender Pumpspeicherkraftwerke groß. Jedoch behindert die unklare Marktsituation einen weiteren Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke. Daher werden die Umsetzungen von Planungen im Bereich Pumpspeicherkraft eher zurückhaltend weitergeführt.

Entwicklung weltweit

Der Schwerpunkt der Wasserkraftnutzung liegt im Ausland vor allem auf dem Neubau von Anlagen. Dabei wird soweit möglich eine kostengünstige, modulare Planung verfolgt, die entsprechend den jeweiligen örtlichen Ansprüchen modifiziert wird. Auf diese Weise werden vielfach robuste Wasserkraftanlagen gebaut. Im Gegensatz zur mitteleuropäischen Situation, in der die Ressourcen weitestgehend ausgenutzt werden, wird das Potenzial bei der modularen Bauweise nicht in diesem hohen Maße ausgeschöpft.

Auch bei den Anlagenkomponenten wird vor allem bei Anlagen an kleineren Gewässern mit einer Maschinenleistung von bis zu 10 MW auf sehr weit standardisierte Einzelkomponenten zurückgegriffen. Diese werden in einer höheren Stückzahl in einfacheren Bauweisen vorwiegend von Herstellern aus asiatischen Ländern, wie z. B. China oder zunehmend auch Indien, zu verhältnismäßig niedrigen Preisen auf dem Markt angeboten, so dass europäische und darunter speziell deutsche Anbieter in diesem Marktsegment zunehmend eher unterdurchschnittlich vertreten sind.

Im Bereich der Wasserkraftanlagen an größeren Gewässern mit Maschinenleistungen ab 20 MW sind die europäischen und darunter deutschen Anlagenhersteller nach wie vor stark vertreten. Bei diesen Anlagen werden in der Regel hohe technische Anforderungen gestellt, die ein umfassendes Fachwissen sowohl bei der Auslegung als auch Fertigung und dem Einbau erfordern, über das derzeit noch nicht alle Lieferanten verfügen.

Ausblick

Im internationalen Markt ist in vielen Bereichen von einem intensiven Ausbau der regenerativen Ressource Wasserkraft auszugehen, um dem stetig steigenden Bedarf nach elektrischem Strom zu befriedigen. Hier haben deutsche Anlagenhersteller und Planer stets dann eine gute Chance, wenn vom jeweiligen Bauherrn qualitativ hochwertige Anlagen gefordert werden und dabei nicht nur alleine auf kurzfristige Renditen abgezielt wird.

3.4 Ausbauziele und realisierter Ausbau im Vergleich

Die erneuerbaren Energien sollen in Zukunft den Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Dazu hat die Bundesregierung für den Stromsektor folgende Ausbauziele rechtlich verankert:

- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch auf mindestens 35 Prozent bis zum Jahr 2020.
- Bis spätestens zum Jahr 2050 soll dieser Anteil auf 80 Prozent erhöht werden.

Die im Auftrag der BMU erstellte Leitstudie (NIETSCH et al 2012) zeigt auf, dass es sowohl im Bereich Energieeinsparung und Energieeffizienz als auch bei der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien enormer Anstrengungen bedarf, um diese Ziele zu erreichen.

Folgende Daten veröffentlichte das statistischen Bundesamtes für das Jahr 2012 (https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/, Aufruf 19.4.2013):

- Bruttostromerzeugung: 617 TWh
- Anteil der Stromerzeugung aus Wasserkraft: 20,5 TWh oder 3,3 %
- Gesamter Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen: 135 TWh oder 21,9 %

Bei einem Stromexport von ca. 67 TWh und einem Import von 42 TWh betrug in 2012 der Bruttostromverbrauch etwa 597 TWh.

Ausgehend von einem langjährigen Mittelwert der Stromerzeugung durch Wasserkraft von 20,9 TWh/a, ist aus heutiger Sicht mit einem zusätzlichen Ausbaupotenzial von maximal 3 bis 4 TWh (ANDERER et al 2010a) zu rechnen. Daraus wird deutlich, dass der Ausbau der Wasserkraft nur einen kleinen Beitrag zum erforderlichen Energiepotenzial der Energiewende beitragen kann.

3.5 Zustand des Wasserkraftanlagenbestands

Um Aussagen über den Zustand des Kraftwerkparks und damit über den Modernisierungsbedarf bestehender Wasserkraftanlagen zu erhalten, wurden die Betreiber und Betreiberinnen in einer Umfrage nach Baujahr und Modernisierungsjahr ihrer Anlage befragt.

Die an der Umfrage beteiligten Wasserkraftanlagen (Anzahl: 267), die im Jahr 2011 nach dem EEG 2009 eine Vergütung erhielten, wurden zwischen den Jahren 1415 und 2011 errichtet. Der Zubau erfolgte zwischen 1850 und 2010 und ist relativ gleichmäßig. In den 1960er Jahren und ab 2008 wurden etwas mehr Anlagen gebaut als in der übrigen Zeit.

Technische Modernisierungen dieser Anlagen wurden ab dem Jahr 1960 durchgeführt, wobei eine Häufung ab dem Jahr 2004 zu verzeichnen ist (Abbildung 39), was mit der Höhe der EEG-Vergütung korreliert.

Die Betreiber und Betreiberinnen gaben als Zeitraum für die Generalüberholung 1 bis 30 Jahre an, der Durchschnitt lag bei 8 Jahren. Eine Korrelation mit der Anlagengröße war nicht gegeben.

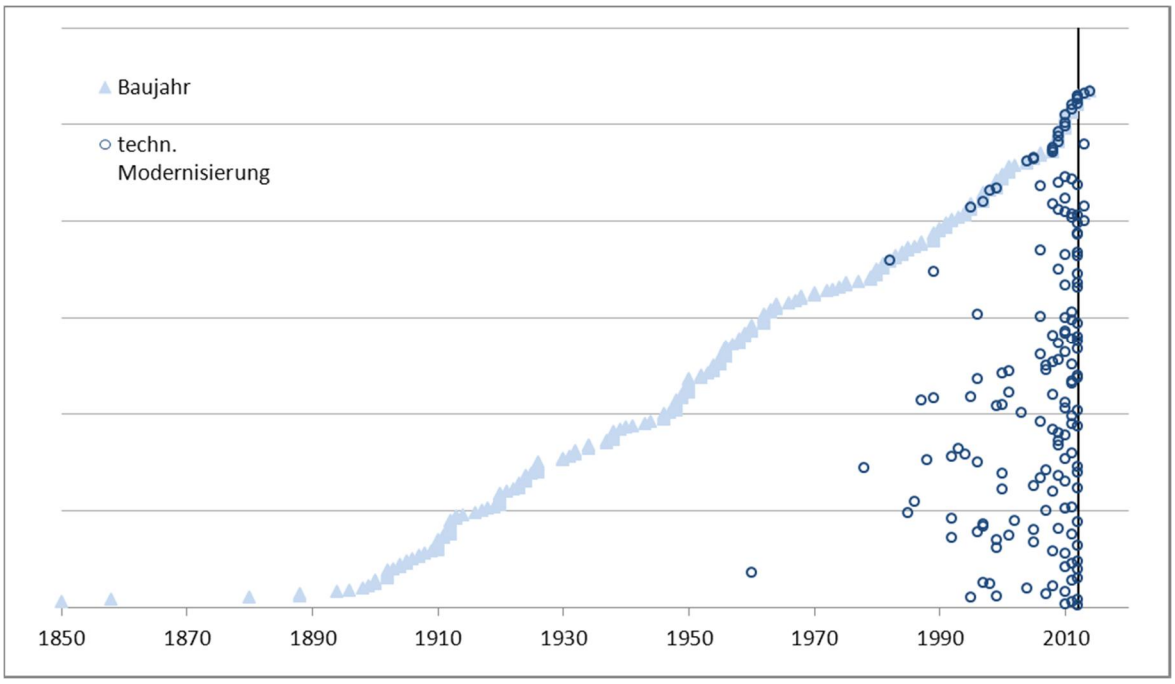


Abbildung 39: Baujahr und Jahr der technischen Modernisierung der Wasserkraftanlagen, die im Jahr 2011 eine Vergütung nach EEG 2009 erhielten

[Quelle: Umfrage bei den Anlagenbetreiberinnen und Betreibern]

Da nur die Anlagenbetreiber und Betreiberinnen befragt wurden, die eine Vergütung nach EEG 2009 erhalten und damit ihre Anlage ab 2009 modernisiert haben, ist der Zustand aller Wasserkraftanlagen nur schwer abzulesen. Es ist aber zu erkennen, dass fast die Hälfte der Anlagen aus der Befragung älter als 60 Jahre ist und somit die in der Literatur (GIESECKE 2009) angegebene durchschnittliche Nutzungsdauer bereits überschritten hat.

Betrachtet man die Vergütungskategorien in Kapitel 3.2, Tabelle 13, so zeigt sich, dass noch im Jahr 2012 mehr als die Hälfte der Anlagen eine Vergütung nach EEG 2000 erhalten hat. Die Anlagen in dieser Vergütungskategorie sind in der Mehrzahl wahrscheinlich nicht technisch modernisiert worden. Es handelt sich vor allem um Anlagen mit einer installierten Leistung < 100 kW.

Auch die Betreiber der Wasserkraftanlagen mit einer Leistung P ≥ 1 MW wurden bezüglich des Baujahrs ihrer Anlage, der letzten Revision und dem Ende der wasserrechtlichen Zulassung befragt.

Die beteiligten 48 Wasserkraftanlagen wurden in den Jahren 1900 bis 2012 errichtet, wobei eine Häufung in den 1920er, den 1960er Jahren und ab 2000 zu erkennen ist (Abbildung 40). Revisionen fanden zwischen 1970 und 2012 statt. Bei zwei Anlagen steht in 2013 eine Revision an.

Die Umfrage ergab, dass in den nächsten Jahren an insgesamt 14 der beteiligten 48 Wasserkraftanlagen Revisionen bzw. Modernisierungen geplant sind. Dabei werden als betroffene technische Komponenten meist die Steuerung und (Turbinen-)Regelung aufgeführt. Nur einmal wurde jeweils die Revision von Turbine, Generator und Leittechnik, der Bau einer Fischaufstiegsanlage, der Bau einer zweiten Fischaufstiegsanlage, der Einbau einer Restwasserturbine oder eines Rechens genannt. 14 der 48 Anlagenbetreiber und Betreiberinnen gaben an, dass ihrer Meinung nach kein Modernisierungsstau vorliege. In sechs Fällen wurde ein Modernisierungsstau angeführt. Weitere Anmerkungen wiesen darauf hin, dass die Entscheidung für eine Modernisierung allein aus technischen Gründen gefällt wird.

Zwanzig Anlagen verfügen über eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung, bei neun Anlagen beträgt die Befristung über 100 Jahre. Genehmigungen, die nach dem Jahr 2000 erteilt wurden, reichen über 25 bis 50 Jahre.

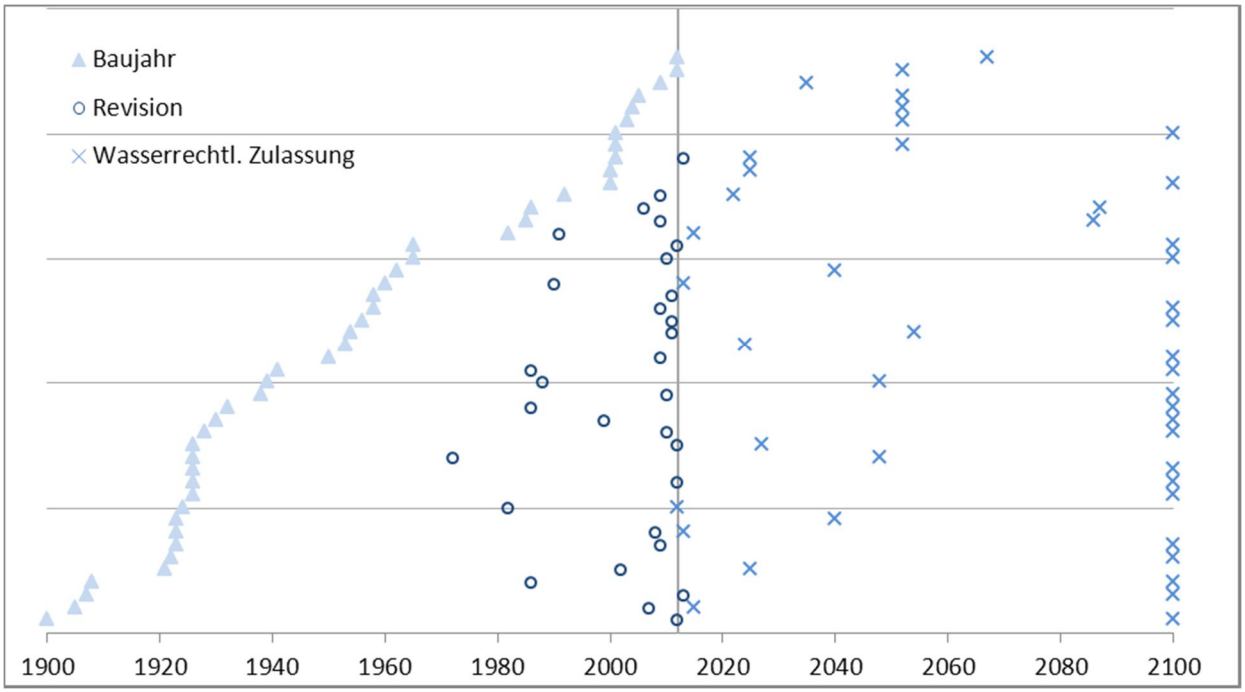


Abbildung 40: Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung von Wasserkraftanlagen > 1 MW; 2100 = keine Befristung der wasserrechtlichen Zulassung

[Quelle: Umfrage bei den Anlagenbetreibern]

Auch bei den Anlagen aus der Umfrage mit einer installierten Leistung > 1 MW ist die Hälfte der Anlagen über 60 Jahre alt. Aus den Daten ist aber nicht abzulesen, ob die Anlagen im Laufe dieser Zeit umfänglich modernisiert worden sind oder nicht.

Insgesamt ist aus den Ergebnissen der Umfrage zu entnehmen, dass die Mehrzahl der Anlagen die durchschnittliche Nutzungsdauer bereits überschritten hat, dass Revisionen und technische Modernisierungen in mehr oder weniger großen Abständen stattfinden und dass die Mehrzahl der Anlagen eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung hat, die bei Neubauten nicht mehr gewährt wird.

3.6 Aktuelle Großwasserkraft-Projekte

In der Berichtsperiode seit dem letzten Erfahrungsbericht sind in der Größenordnung von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 1 MW die bereits seit langem geplanten Kraftwerke Hemelingen/Weser, Kotheim/Main und Rheinfelden/Hochrhein in Betrieb gegangen sowie die 5. Maschine am Rheinkraftwerk Iffezheim fertiggestellt worden.

Derzeit sind in Deutschland neben den in Kapitel 9.3 dargelegten Pumpspeicherkraftwerksprojekten keine Wasserkraftanlagenprojekte mit einer installierten Leistung von über 1 MW in der tatsächlichen Planung oder gar im Bau, da die gesellschaftspolitischen

Randbedingungen an den wenigen theoretisch möglichen Standorten derzeit keine Nutzung zulassen.

Lediglich im Größenbereich bis zu ca. 1 MW existieren konkrete Planungen für neue Wasserkraftwerke, wie z. B. an der Iller bei Sulzberg südlich von Kempten mit einer installierten Leistung von voraussichtlich 900 kW. Weitere Projekte sind in unterschiedlichen Phasen, die derzeit keine Aussage über deren tatsächliche Realisierung zulassen.

In dieser Größenordnung liegen auch i.d.R. die Neubauprojekte von Dotierwasserkraftwerken bzw. der Einbau von Dotierturbinen an bestehenden Stauanlagen, die in Verbindung mit den durch die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes angestoßenen Maßnahmen zur Herstellung der Durchgängigkeit an Stauanlagen der Bundeswasserstraßen gemäß § 34 (3) WHG 2010 stehen. Diese Maßnahmen erfolgen in Zusammenarbeit mit den Betreibern der bestehenden Wasserkraftanlagen und führen dazu, dass mit den Dotierturbinen eine nominal höhere Leistung an den Standorten installiert wird. Ob die Jahresarbeit durch den Einsatz von Dotierturbinen steigen wird, hängt vom Ausbaugrad der Wasserkraftanlage, den ökologischen Abflüssen für die Fischauf- und -abstiegsanlage sowie den örtlichen Gegebenheiten ab.

In ähnlicher Weise werden auch an anderen Wasserkraftanlagen an größeren Gewässern verschiedenartige Maßnahmen zur Umsetzung der §§ 33 bis 35 WHG 2010 im Zusammenhang mit Erneuerungsmaßnahmen sowie wasserrechtlichen Neugestattungen erfolgen. In vielen Fällen werden diese Maßnahmen zu einer geringeren Energieerzeugung am jeweiligen Standort führen, da die ökologischen Maßnahmen erhebliche Abflussanteile in Anspruch nehmen, die für die Stromerzeugung künftig nicht mehr zur Verfügung stehen.

4 Ökonomische Aspekte

4.1 Kosten

Grundlagen für die Ermittlung der Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen sind:

- Investitionen für die Energieerzeugungsanlage
- Investitionen für die Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands bzw. zur Erfüllung der Anforderungen nach §§ 33 – 35 WHG,
- die Betriebskosten sowie
- die Kapitalkosten.

In der vorliegenden Untersuchung wurden die Anschaffungskosten und die Betriebskosten durch Recherchen ermittelt. Die Annuität ergab sich mit Ansatz typischer

Kapitalverzinsungen und des Betrachtungszeitraums von 20 Jahren. Unter Berücksichtigung der Inflationsrate wurden die mittleren jährlichen Kosten für den Betrachtungszeitraum bestimmt und durch Bezug auf die jährliche Energieerzeugung wurden die Stromgestehungskosten abgeleitet.

Zusätzlich erfolgte eine Differenzierung nach Neubau und Modernisierung. Bei der Modernisierung wurde zwischen Anlagen größer und kleiner 5 MW unterschieden, da bei Anlagen kleiner 5 MW der gesamte Stromanteil und bei Anlagen größer 5 MW nur der Anteil der zusätzlichen Strommenge vergütet wird. Der Berechnung sind jeweils Daten exemplarischer Anlagen verschiedener Leistungsklassen zu Grunde gelegt. Die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen sind in sehr starkem Maße standortabhängig, weshalb eine Definition repräsentativer Modellfälle wie bei den anderen Vorhaben nicht möglich war.

4.1.1 Anschaffungskosten

Die Kosten realisierter Wasserkraftanlagen wurden bei Betreibern, Planern und Herstellern recherchiert und mit eigenen und veröffentlichten Daten verifiziert. Insgesamt konnten 309 Datenbögen mit Kostenangaben, aktuelle Projekte von Planern sowie Daten von neuen großen Wasserkraftwerken (u.a. Rheinfelden) ausgewertet werden. Kostenangaben aus früheren Jahren wurden mit Hilfe von Erzeugerpreisindizes (Statistisches Bundesamt 2013) umgerechnet. Etwa 25 % der Befragten erhalten eine Vergütung nach EEG 2012 und müssen somit die ökologischen Anforderungen nach WHG erfüllen, die i.A. höhere Kosten verursachen als die Anforderungen nach EEG 2009.

Neubaukosten

Es wurde angenommen, dass bei Neubauten bereits ein hoher ökologischer Standard erfüllt wird, so dass die Anschaffungskosten direkt in die Berechnung der Stromgestehungskosten eingeflossen sind. Kosten für Maßnahmen an der Stauanlage wie Sanierung oder Umbau sind nicht enthalten. Diese können erheblich sein, siehe Kapitel.4.1.2.

In Tabelle 27 sind die Gesamtkosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen sortiert dargestellt. Für die Leistungsklassen mit einer installierten Leistung > 1 MW lagen wegen der geringen Zahl von Projekten nur wenige Kostenangaben vor, so dass diese Werte keine statistisch gesicherten Aussagen liefern. Für einige Leistungsklassen konnten keine Angaben aus den Erhebungen ermittelt werden.

Tabelle 27: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen

		Gesamtkosten Neubau
≤ 100 kW	**Anzahl WKA**	17
	Kostenspanne in €/kW	2.632 - 13.333
	mittlere Kosten in €/kW	7.169
>100 - 200 kW	**Anzahl WKA**	9
	Kostenspanne in €/kW	4.167 – 10.000
	mittlere Kosten in €/kW	6.961
>200 - 500 kW	**Anzahl WKA**	2
	Kostenspanne in €/kW	5.143 - 6.250
	mittlere Kosten in €/kW	5.696
>0,5 - 1 MW	**Anzahl WKA**	2
	Kostenspanne in €/kW	5.000 – 9.467
	mittlere Kosten in €/kW	7.233
> 1 - 2 MW	**Anzahl WKA**	
	Kostenspanne in €/kW	
	mittlere Kosten in €/kW	
> 2 - 5 MW	**Anzahl WKA**	
	Kostenspanne in €/kW	
	mittlere Kosten in €/kW	
> 5 - 10 MW	**Anzahl WKA**	1
	Kostenspanne in €/kW	
	mittlere Kosten in €/kW	5.650
> 50 - 100 MW	**Anzahl WKA**	1
	Kostenspanne in €/kW	
	mittlere Kosten in €/kW	3.500
Summe	**Gesamtanzahl WKA**	32
	Kostenspanne in €/kW	4.167 – 13.333
	mittlere Kosten in €/kW	6.860

Abbildung 41 zeigt die Bandbreite der Kostenangaben für den Neubau von Wasserkraftanlagen. Neben den Einzelwerten ist eine Trendlinie dargestellt. Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße abnehmen. Des Weiteren ist die große Streuung der spezifischen Kosten, insbesondere bei den Anlagen mit $P_{Inst} \leq 100$ kW abzulesen.

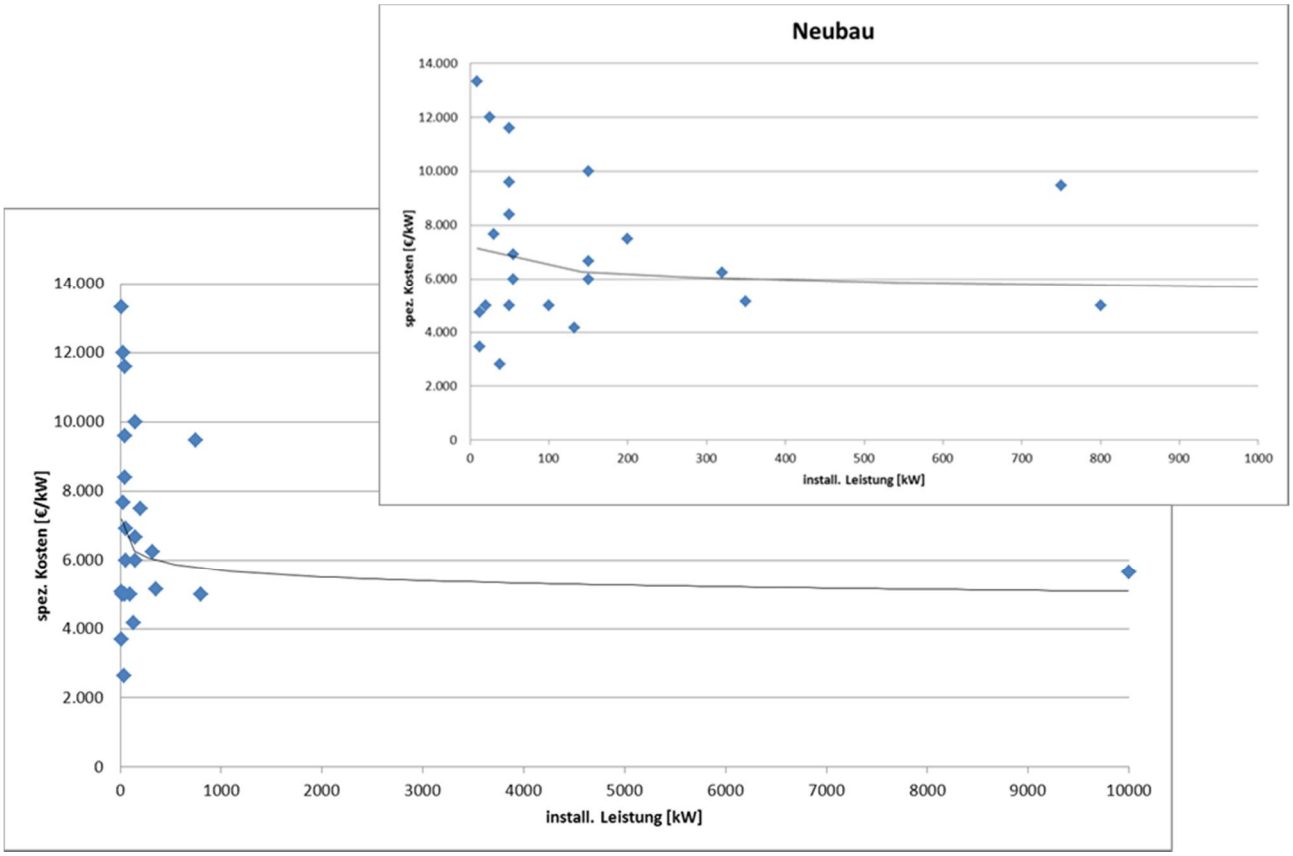


Abbildung 41: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{Inst}

In den Kosten für den Neubau sind die Gesamtkosten für die Herstellung der Energieerzeugungsanlage ohne eventuelle Kosten für den Bau eines Wehres, aber inklusive der Kosten für ökologische Maßnahmen, Maschinentechnik etc. enthalten. Sind Wehrumbauten oder –sanierungen erforderlich, fallen zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 800 €/kW an.

Die spezifischen Investitionen der beiden Anlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW liegen nach den vorliegenden Angaben zwischen 3.500 und 5.600 €/kW. Es ist bekannt, dass sehr große Anlagen niedrigere Kosten aufweisen. So betragen beispielsweise die spezifischen Investitionen von Rheinfelden mit 100 MW installierter Leistung 3.500 €/kW.

Die Höhe der aus der Datenerhebung ermittelten Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen hat sich im Vergleich zu den Angaben im Erfahrungsbericht 2011 (BMU 2011) für Anlagen < 500 kW kaum verändert. Für alle anderen Anlagengrößen sind

sie gestiegen. Eine Ursache dafür kann rein statistisch die niedrige Anlagenanzahl sein. Es kann aber auch an der Umsetzung ökologischer Maßnahmen an den Anlagen liegen, die zu höheren Kosten geführt haben.

Modernisierungskosten für Anlagen ≤ 5 MW

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurden die spezifischen Investitionen für die Modernisierung mit Hilfe von Umfragen bei Betreibern ermittelt. Es wurde nach technischen Maßnahmen (vgl. Kapitel 5.1) und ökologischen Maßnahmen (vgl. Kapitel 5.2.3) unterschieden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden die Kosten für die einzelnen Komponenten (technische Modernisierung, Fischaufstieg, Fischabstieg) und in Summe als Grundlage verwendet. In den Kosten für sind allgemeine Baukosten, Kosten für Maschinen- und Elektrotechnik sowie ökologische Maßnahmen enthalten. Kosten für Wehrumbauten sind wie bei den Neubaukosten nicht berücksichtigt, siehe Kapitel 4.1.2.

In Abbildung 42 sind die Modernisierungskosten einzelner Wasserkraftanlagen angegeben. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Kosten für die Modernisierung von Anlagen mit einer installierten Leistung < 200 kW im Durchschnitt wesentlich höher sind als für größere Anlagen. Grundsätzlich gilt, dass kleine Fallhöhen an den Wasserkraftanlagen hohe Kosten, während große Fallhöhen niedrigere Kosten verursachen.

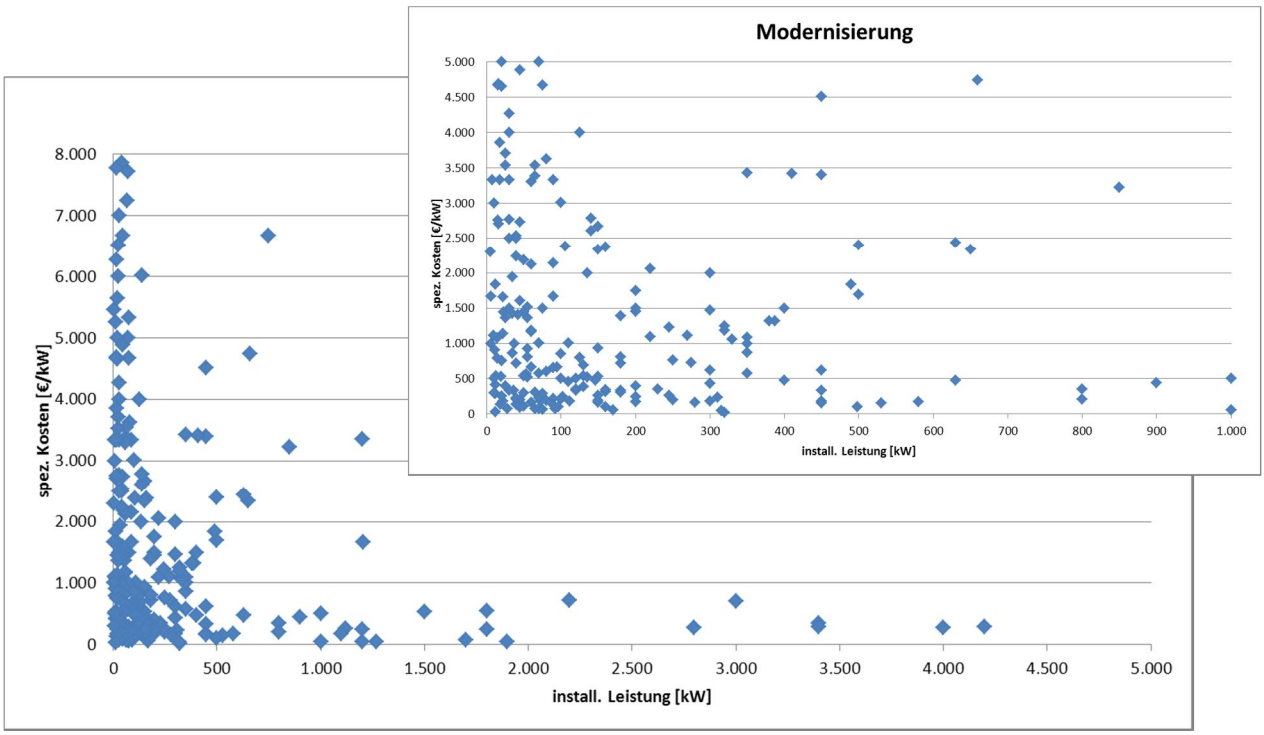


Abbildung 42: Spezifische Investitionen für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst}

Bei einem Vergleich mit den Angaben im Erfahrungsbericht 2011 (BMU 2011) muss berücksichtigt werden, dass dort die Kosten der Modernisierung nur die Kosten der ökologischen Maßnahmen enthalten. Technische Anforderungen (Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens etc.) werden erst mit Inkrafttreten des EEG 2012 gefordert.

In Tabelle 28 sind die Kosten für die einzelnen Modernisierungsmaßnahmen von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen sortiert dargestellt. Für die Leistungsklassen mit einer installierten Leistung > 1 MW lagen wegen der geringen Zahl von Projekten nur wenige Kostenangaben vor, so dass diese Werte keine statistisch gesicherten Aussagen liefern. Für einige Leistungsklassen konnten keine Angaben aus den Erhebungen ermittelt werden.

Tabelle 28: Spezifische Investitionen für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW

mittlere Kosten in €/kW	Installierte Leistung					
	≤ 100 kW	> 100 - 200 kW	> 200 - 500 kW	> 0,5 - 1 MW	> 1 - 2 MW	> 2 - 5 MW
Anzahl Anlagen	148	47	48	14	16	7
Technik	1.927	1.026	1.216	1.751	661	456
Fischaufstieg	1.007	413	453	120	369	268
Mindest-abfluss	125	152	25	27	48	234
Rechen	266	169	76	52	126	68
Bypass	166	497	419		84	152
Sonstiges	637	210	246	134	36	190
Summe	4.129	2.466	2.405	2.083	1.324	1.369

Modernisierungskosten für Anlagen > 5 MW

Die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 5 MW stellt einen vielschichtigen Sachverhalt dar, in dem die technischen und die ökologischen Anforderungen Berücksichtigung finden müssen. Insbesondere die Erfüllung der Anforderungen der §§ 33 bis 35 WHG stößt bei dieser Anlagengröße auf verschiedenen Hindernisse:

- Die aufwärts gerichtete Passierbarkeit wird an den Bundeswasserstraßen durch die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung hergestellt. Der Einfluss der Betreiber ist gering.
- Der Begriff „Schutz der Populationen“ in § 35 WHG ist nicht eindeutig definiert.
- Es fehlen technische Lösungen für den Fischschutz an großen Anlagen.
- Es fehlt ein Investitionsanreiz, da lediglich der Anteil der Leistungserhöhung vergütet wird. Die Erzeugung wird aber durch ökologische Maßnahmen reduziert.

Aus den o.g. und in Kapitel 5.2.1 näher erläuterten Gründen sind an den Anlagen dieses Leistungssegments bisher kaum Maßnahmen durchgeführt worden, so dass die Anschaffungskosten geschätzt wurden und nicht durch Kosten an real durchgeführten Projekten verifiziert werden konnten. Grundlage für die Kostenschätzung waren Kostenangaben zu kleineren Anlagen und Schätzungen aus noch nicht realisierten Projekten.

Es ist zu erwarten, dass die Wasserkraftanlagen in den nächsten Jahren mit Fischaufstiegsanlagen ausgerüstet werden. Auch wenn die Finanzierung von Fischaufstiegsanlagen an den Bundeswasserstraßen zunächst beim Bund liegt, wird dieser die Anlagenbetreiber vermutlich in geeigneter Weise beteiligen. Für die Herstellung der abwärts gerichteten Durchgängigkeit ist nicht zu damit zu rechnen, dass in absehbarer Zeit ein vollständiger Fischschutz (10 mm-Rechen) umsetzbar sein wird. Aus heutiger Sicht scheint der Bau von Bypässen, die den Fischen einen Abstiegsweg bieten, möglich. Die Bypässe können mit Dotierturbinen ausgerüstet werden, um die Auffindbarkeit der Fischaufstiegsanlagen zu verbessern. Des Weiteren ist die Umrüstung älterer Turbinen in fischfreundlichere Turbinen denkbar.

Tabelle 29 zeigt die Investitionen für Maßnahmen zur Erfüllung der ökologischen Anforderungen.

Tabelle 29: Spezifische Investitionen für die ökologische Anpassung von Wasserkraftanlagen

mittlere Kosten in €/kW	Installierte Leistung				
	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	100 MW
Fischaufstieg	1.000	500	280	140	100
Bypässe und Dotierturbine	400	400	320	280	250
Fischfreundlichere Turbine	500	450	450	400	340

Technische Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens werden bei Anlagen an größeren Gewässern i.d.R. im Rahmen von sowieso erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt. Neben der bereits erwähnten Ausrüstung mit Dotierturbinen, kommen insbesondere Maßnahmen zur Optimierung der Turbinen- und der Generatorentechnik sowie zur Anlagensteuerung zur Ausführung.

Die Höhe der Investitionen für den Bau von Dotierturbinen liegt im Bereich des Neubaus von Wasserkraftanlagen, siehe Tabelle 27. Bezugsgröße für die spezifischen Kosten ist dabei die installierte Leistung der Dotierturbine. Diese entspricht gleichzeitig der Leistungserhöhung der bestehenden Wasserkraftanlage.

Kosten für die Umrüstung der Steuerung oder die Revision von Turbinen, Generatoren oder Getrieben unterliegen hingegen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung der Wasserkraftanlage. Werden diese Kosten nur auf die Leistungserhöhung, die je Maßnahme bei ca. 1 bis 3 % liegt, umgelegt, ergeben sich deutlich höhere spezifische Anschaffungskosten.

Zu erwartende Kostensteigerung

Die ermittelten Kosten beziehen sich vor allem auf Investitionen, die in der Vergangenheit zur Erreichung einer Vergütung nach EEG 2009 getätigt wurden. Nur etwa ein Viertel der Kostenangaben bezieht sich auf das EEG 2012. In den meisten Fällen (vgl. Kapitel 5.2.3) wurden Fischaufstiegsanlagen errichtet. Auch die Auswertung der Daten aus der Studie „Wasserkraft als erneuerbare Energie“ (UBA 2011) zeigt, dass der Bau von Fischaufstiegsanlagen die häufigste Maßnahme zur Verbesserung des ökologischen Zustands ist. Wie in Kapitel 1.3 erläutert, werden sich die Kosten für den Bau von Fischaufstiegsanlagen durch das neue DWA-Merkblatt, das im Januar 2014 erscheinen soll, deutlich erhöhen.

Weiterhin werden die Anforderungen im EEG 2012 nach Erfüllung des § 35 WHG sowie die geänderte Nachweispflicht und Überprüfung durch die Behörden zu erhöhten Maßnahmenkosten führen.

4.1.2 Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen

Bis auf wenige Ausnahmen wird für den Betrieb einer Wasserkraftanlage eine Stauanlage benötigt. Diese dient zur Hebung des Wasserstands und meist auch zur Regelung des Abflusses. Man unterscheidet feste und bewegliche Wehre. Die beweglichen Wehre haben wiederum verschiedene Verschlussarten wie Schütze, Klappen, Segmente, Walzen, Schlauch etc.

Nach EEG vergütete Wasserkraftanlagen können entweder an einer bestehenden Stauanlage neu gebaut oder eine bestehende Wasserkraftanlage kann modernisiert worden sein. In beiden Fällen muss die Stauanlage bereits bestehen. Die Mehrzahl der

Wasserkraftanlagen und damit auch der Stauanlagen wurde in den 1920er und 1960er Jahren gebaut (vgl. Kapitel 3.5). Das bedeutet, dass in den kommenden Jahren sehr viele Stauanlagen saniert werden müssen.

Die Kosten für diese Instandhaltungsarbeiten sind sehr unterschiedlich. Sie hängen u.a. von der Bauform, den geometrischen Maßen, dem Material, der erforderlichen Wasserhaltung, der Zugänglichkeit und dem Grad der Schädigung ab.

Auch die Eigentumsverhältnisse sind sehr unterschiedlich. An einigen Stauanlagen sind mehrere Wasserkraftanlagen in Betrieb, so dass es mehrere Eigentümer gibt. Oft sind die Stauanlagen in öffentlicher Hand, wie z.B. bei den Bundeswasserstraßen, und von den Wasserkraftbetreibern gepachtet. Auch gemeinsamer Besitz von Wasserkraftanlagen-betreiber und öffentlicher Hand ist häufig.

Die spezifischen Kosten reichen daher von 0 bis weit über 4.000 €/kW. Eine Verallgemeinerung ist nicht möglich.

4.1.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten von Wasserkraftanlagen setzen sich zusammen aus Kosten für Instandhaltung, Versicherungen, Verwaltung und Pacht sowie Personalkosten.

Nach GIESECKE (2009) betragen die jährlichen Aufwendungen für Betrieb und Unterhaltung ohne Personalkosten bei Wasserkraftanlagen 3,5 bis 5 % der Investitionen. In diesem Ansatz sind die Kapitalkosten enthalten. Alternativ können nach Aussage des gleichen Verfassers die Betriebs- und Unterhaltungskosten ohne Personalaufwand zu 15 – 20 % der jährlichen Erträge angesetzt werden.

Die durchgeführte Recherche bei Planern ergab Betriebskosten in Höhe von ca. 4 % der Investitionssumme bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 50 und 750 kW. Diese Angaben enthalten keine Kapitalkosten. Auch Anlagenbetreiber (2 bis 7 MW) gaben im Durchschnitt 4 % ohne Kapitalkosten an.

Die Betriebskosten für Modernisierungsmaßnahmen sind wegen des hohen Anteils baulicher Maßnahmen niedriger und wurden in der Summe zu 1,5 bis 2,5 % der Investitionssumme für die Modernisierung gewählt.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden die Betriebskosten auf die typischen Anschaffungskosten entsprechend Abbildung 41 bezogen und in Tabelle 30 in Abhängigkeit verschiedener Leistungsklassen zusammengefasst.

Tabelle 30: Betriebskosten für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung als prozentualer Anteil zu den Anschaffungskosten

	Installierte Leistung								
	100 kW	**200 kW**	**500 kW**	**1 MW**	**2 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**20 MW**	**50 MW**
Instandhaltungskosten Neubau [%]	1,8	1,8	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	0,5
Versicherungen [%]	0,20	0,19	0,18	0,12	0,10	0,08	0,07	0,06	0,04
Verwaltung [%]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,12	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	0,25	0,25
Unvorhergesehenes [%]	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Personalkosten									
Anzahl Mitarbeiter [MA]	0,10	0,15	0,25	0,60	1,20	2,50	4,00	5,00	8,00
spezifischer Personalaufwand [T€/MA]	50	50	50	75	75	75	75	75	75
jährlicher Personalaufwand [T€/a]	5	7,5	13	45	90	188	300	375	600
Betriebskosten Modernisierung [%]	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,7	1,5

4.1.4 Kapitalkosten und Abschreibung

Durch Recherche bei verschiedenen Investoren (Wasserkraftverbände, Betreiber) und Banken wurden das typische Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital bei Wasserkraftanlagen sowie die Zinssätze für die Berechnung der Kapitalkosten ermittelt. Das Ergebnis ist in Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31: Zinstabelle für Wasserkraftanlagen

		Anteil in %	**Zinssatz in %**
Privatinvestor	Fremdkapital	65 - 75	4 - 6
	Eigenkapital	25 - 35	3 - 7
Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70 - 80	4 - 7
	Eigenkapital	20 - 30	10 - 12

Privatinvestoren finden sich vor allem im Leistungsbereich bis 500 kW, während die gewerblichen Investoren eher bei größeren Anlagen tätig sind. Der Eigenkapitalanteil sinkt mit der Größe der Anlage. Daraus ergeben sich für die einzelnen Anlagengrößen die in Tabelle 32 angegebenen Mischzinssätze.

Tabelle 32: Mischzinssätze für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung

	Installierte Leistung									
	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	100 MW
Mischzinssatz nominal [%]	4,7	4,8	5,0	5,2	6,4	6,4	6,5	6,7	6,7	6,8
Inflationsrate [%]	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Bei Wasserkraftanlagen ist der Betrachtungszeitraum für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen (hier: 20 Jahre) bzw. die Abschreibungsdauer in der Regel wesentlich geringer als die tatsächliche technische Lebens- und Nutzungsdauer. Für die baulichen Anlagen eines Wasserkraftwerks, deren Anteil an den Investitionen ca. 70 % beträgt, wird in GIESECKE (2009) eine durchschnittliche Nutzungsdauer von ca. 60 Jahren angegeben. Die übrigen Investitionen entfallen auf die maschinelle und elektrische Ausrüstung, deren Lebensdauer ca. 30 Jahre beträgt.

Bei Modernisierungsmaßnahmen wurde zur Berücksichtigung des hohen Anteils baulicher Maßnahmen eine mittlere Lebensdauer von 40 Jahren gewählt.

4.1.5 Projektrealisierungszeiten

Die Realisierungszeiten für den Bau einer Wasserkraftanlage sind relativ lang. Von Beginn der Planung bis zur Fertigstellung der Anlage vergehen fünf Jahre und mehr (siehe Abbildung 43). Vor der Planung muss ggf. ein Raumordnungsverfahren mit entsprechenden Fristen erfolgen. Bei Modernisierungen können sich die Zeiträume etwas verkürzen, bei größeren Anlagen aber auch deutlich verlängern.

Die Verwirklichung des Weserkraftwerks Hemelingen (10 MW) dauerte beispielsweise etwa zehn Jahre. Das 1. Konzept wurde 2001 erstellt. Die fünfjährige Genehmigungsphase führte Anfang 2007 zum Planfeststellungsbeschluss. Mit dem Bau wurde 2008 begonnen. Die Anlage nahm schließlich nach dreijähriger Bauzeit im März 2012 den regulären Betrieb auf.

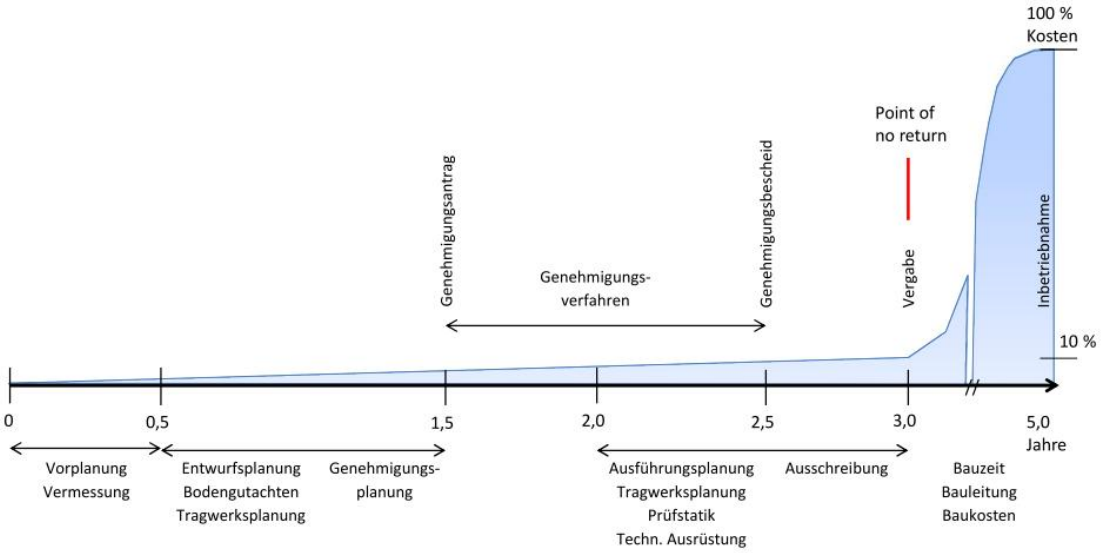


Abbildung 43: Verfahrensdauer und anteilige Kosten für den Neubau einer Wasserkraftanlage mit einer Gesamtinvestition von ca. 11,5 Mio.€ (10 Mio. € Bau + Planung) ohne Grunderwerbskosten

Die Darstellung in Abbildung 43 zeigt, dass bereits vor Erteilung des Genehmigungsbescheids mit der Ausführungsplanung begonnen wurde. Das birgt die Gefahr von Umplanungen und somit höheren Kosten, die sich durch Anforderungen des Genehmigungsbescheids ergeben können. Trotzdem ist dieses Vorgehen aus Gründen der Zeitersparnis eine häufig angewandte Praxis.

4.2 Berechnung der Stromerzeugungskosten

4.2.1 Grundlage für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Stromerzeugungskosten wurden für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen auf Grundlage typischer Kosten und betriebswirtschaftlicher Hauptparameter mittels eines für alle spartenspezifischen Vorhaben einheitlichen Analyserasters ermittelt.

Dabei wurden folgende Kosten berechnet bzw. angesetzt:

- Anschaffungsausgaben (vgl. Kapitel 4.1.1)
- Betriebskosten für Instandhaltung, Versicherungen, Verwaltung, Pacht und Unvorhergesehenes (vgl. Kapitel 4.1.2)
- Personalkosten
- Annuität für typische Kapitalverzinsungen und Lebensdauern (vgl. Kapitel 4.1.4).

Je nach Abflussverhalten des Gewässers und Ausbaugrad der Anlage ergeben sich unterschiedliche Volllaststunden. Die Volllaststunden wurden so gewählt, dass die

typischen Jahreserzeugungen der verschiedenen Leistungsklassen widergespiegelt werden. Unterschiedliche Volllaststunden werden in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. Die Einzelwerte finden sich in Tabelle 33 und Tabelle 34Tabelle 34.

Für die Anschaffungsausgaben wurden differenzierte Werte angesetzt. Für den Neubau von Wasserkraftanlagen wurden die spezifischen Investitionen gemäß Abbildung 41 und Tabelle 27 verwendet. Kosten für Wehrsanierungen oder Umbau sind nicht berücksichtigt, da diese je nach Standort sehr stark variieren und keine generelle Aussage getroffen werden kann.

Für die Modernisierung von Anlagen ≤ 5 MW wurde unterschieden nach Anlagen, die noch keine technischen oder ökologischen Anforderungen erfüllen (EEG 2000) und nach Anlagen, die bereits eine Vergütung nach EEG 2004 oder 2009 erhalten und somit bereits Maßnahmen für eine wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands durchgeführt haben.

Für die erste Gruppe (EEG 2000) wurden die Kosten für die einzelnen Maßnahmen ermittelt (vgl. Tabelle 33) und aufsummiert, da nach EEG 2012 alle Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG erfüllt werden müssen. Aufgrund der zu erwartenden Kostensteigerung beim Bau von Fischaufstiegsanlagen (siehe Kapitel 1.3.2) wurden diese Kosten mit dem Faktor 1,5 multipliziert.

Es wurde angenommen dass an Anlagen, die eine Vergütung nach EEG 2009 erhalten, wie oben erläutert, eine Fischaufstiegsanlage bereits vorhanden ist. Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden daher nur Kosten für technische Maßnahmen und für den Fischschutz und Abstieg angesetzt.

Tabelle 33: Spezifische Anschaffungskosten für Wasserkraftanlagen nach Klassen der install. Leistung (vgl. Abbildung 41 und Abbildung 42)

	Installierte Leistung								
	100 kW	**200 kW**	**500 kW**	**1 MW**	**2 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**20 MW**	**50 MW**
Volllaststunden pro Jahr [h/a]	3.800	3.800	4.200	4.500	4.800	5.000	5.300	5.500	5.500
Invest Neubau [€/kW]	8.000	7.000	6.500	6.000	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2000) [€/kW]	4.500	3.000	2.400	2.000	1.500	1.000			
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2009) [€/kW]	2.000	1.500	1.200	1.000	750	400			

Während Strom aus Wasserkraftanlagen bis einschließlich einer Leistung von 5 MW grundsätzlich und in Gänze nach EEG vergütet werden kann, besteht ein Vergütungsanspruch nach EEG für Anlagen größer 5 MW nur für die Stromerzeugung, die zusätzlich an einem Standort gewonnen wird. Damit hat der Neubau z.B. einer 10 MW-Anlage an einem noch ungenutzten Standort für die gesamte Strommenge Anspruch auf EEG-Vergütung. Eine Anlage, deren Leistung durch Modernisierung z. B. von 8 MW auf 10 MW gesteigert wird, hat dagegen nur für den zusätzlichen Stromanteil (2 MW) Anspruch auf Vergütung. Stark vereinfacht bedeutet dies, dass im vorgenannten Beispiel lediglich etwa 20 % des erzeugten Stroms aus der modernisierten 10 MW-Anlage über das EEG vergütet werden. Der Rest des Stroms ist weiterhin anderweitig zu vermarkten.

Als Anschaffungskosten wurden nur Kosten von Maßnahmen für eine Erhöhung der Leistung der Anlage, also technische Maßnahmen berücksichtigt. Die Kosten für die Umrüstung der Steuerung bezogen auf die Leistungssteigerung und die Kosten für den Bau einer Dotierturbine sind sehr ähnlich. Sie wurden als Grundlage für die Darstellung der Stromgestehungskosten verwendet, obschon die übrigen Kosten, insbesondere die Kosten für Maßnahmen zur Umsetzung von § 35 WHG, erheblich sein können.

Tabelle 34: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW (Basisjahr 2015)

	Höhe der Leistungssteigerung			
	100 kW	**500 kW**	**1 MW**	**2 MW**
Kalkulat. Betrachtungszeitraum [a]	20	20	20	20
Lebensdauer (Durchschnitt) [a]	30	30	30	30
Mischzinssatz nominal [%]	6,7	6,7	6,7	6,7
Inflationsrate [%]	2,0	2,0	2,0	2,0
Betriebskosten Modernisierung [%]	2,0	2,0	2,0	2,0
Volllaststunden [h/a]	5.500	5.500	5.500	5.500
Investitionen [€/kW]	8.000	6.500	6.000	5.000

4.2.2 Stromerzeugungskosten bei Neubau von Laufwasserkraftanlagen

Unter Berücksichtigung der o.g. Kosten ergeben sich die Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraftanlagen an bestehenden Stauanlagen (d.h. ohne Wehrneubau), vgl. Tabelle 35. In der Sensitivitätsanalyse wurde eine Variation der Eingangsparameter vorgenommen. Insbesondere die Volllaststunden, die je nach Abflussverhalten des Gewässers und Ausbaugrad der Anlage unterschiedlich sind, und der Kalkulationszinssatz beeinflussen die Höhe der Stromgestehungskosten merklich. Die Eingangsparameter und die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Anhang A.4 ausführlich dargestellt.

Die Vergütung wird mit Hilfe einer fiktiven Bemessungs-Leistung P_{EEG}, die zur Klassifizierung der Vergütungszahlung innerhalb des EEG genutzt wird, ermittelt. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit (Leistung * Volllaststunden) und 8.760 h

$$P_{EEG} = E_a / 8.760\ h/a.$$

Tabelle 35: Stromerzeugungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen

Installierte Leistung P_{Inst}	Stromerzeugungskosten ct/kWh	Durchschnittliche EEG-Vergütung* ct/kWh
100 kW	16,20 – 19,80	12,32
200 kW	14,14 – 17,29	12,32
500 kW	11,53 – 14,09	12,32
1 MW	11,06 – 13,52	12,21
2 MW	9,56 – 11,68	10,00
5 MW	9,17 – 11,21	8,22
10 MW	6,63 – 8,10	6,97
20 MW	5,41 – 6,61	6,09
50 MW	4,95 – 6,05	5,13

* Bei Inbetriebnahme in 2015

Bei den angegebenen Stromerzeugungskosten ist zu beachten, dass die Anlagen nach der Betrachtungszeit von 20 Jahren noch einen Restwert haben. Der Barwert des Restwerts, also der auf heute bezogene Restwert, liegt bei den betrachteten Anlagen zwischen 16 % und 23 % der Investitionen. Dabei weisen die kleinen Anlagen den höheren relativen Restwert auf.

Die Eingangsparameter und die Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugungskosten sowie der Sensitivitätsanalyse sind in Anhang 4 dargestellt.

4.2.3 Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen bis 5 MW

Nach der gleichen Methode wie für den Neubau wurden auch die Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen berechnet. Es wurde unterschieden nach Anlagen, die heute eine Vergütung nach EEG 2000 erhalten und nach Anlagen, die eine Vergütung nach EEG 2009 erhalten.

Die Mehrzahl der 6.642 EEG-Anlagen im Jahr 2012 hat eine Vergütung nach dem EEG 2000 erhalten. Gerade diese Anlagen, die bisher noch keine Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands ergriffen haben, kommen für Modernisierungsmaßnahmen in Frage. Für die Berechnung der Stromerzeugungskosten für modernisierte Anlagen bis 5 MW wurden als Anschaffungskosten die Summe der Einzelmaßnahmen (technische und ökologische Verbesserungen, siehe Kapitel 4.1.1) angesetzt. Die Kosten der Modernisierungsmaßnahmen wurden je erzeugter Kilowattstunde ermittelt und der durchschnittlichen Mehrvergütung gegenübergestellt, die

sich aus dem EEG 2012 verglichen mit der zuvor für den Strom aus der jeweiligen Altanlage erhaltenen Vergütung gemäß EEG 2000 ergibt, siehe Tabelle 36.

Anlagen, die heute eine Vergütung nach EEG 2009 erhalten, haben bereits Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands ergriffen. In der Regel war dies der Bau einer Fischaufstiegsanlage. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten dieser Anlagengruppe wurden als Anschaffungskosten nur die Kosten für die technische Modernisierung und für Maßnahmen zum Fischschutz und –abstieg angesetzt. In Tabelle 36 sind die Stromgestehungskosten der durchschnittlichen Mehrvergütung gegenübergestellt, die sich aus der Vergütung gemäß EEG 2012 verglichen mit der Vergütung gemäß EEG 2009 ergibt.

Die detaillierte Berechnung der Stromgestehungskosten einschließlich der Sensitivitätsanalyse ist Anhang A.4 ausführlich dargestellt.

Tabelle 36: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW bezogen auf die Stromerzeugung für Klassen der installierten Leistung P_{Inst}

Installierte Leistung P_{Inst}	Stromerzeugungs-kosten nach EEG 2000 ct/kWh	Durchschnittliche Mehrvergütung* nach EEG 2000 ct/kWh	Stromerzeugungs-kosten nach EEG 2009 ct/kWh	Durchschnittliche Mehrvergütung** nach EEG 2009 ct/kWh
100 kW	10,08 – 12,32	4,65	4,48 – 5,47	0,65
200 kW	6,69 – 8,18	4,65	3,35 – 4,09	0,65
500 kW	4,87 – 5,95	4,65	2,43 – 2,97	0,65
1 MW	3,80 – 4,65	4,57	1,90 – 2,32	0,62
2 MW	2,92 – 3,57	2,89	1,46 – 1,78	-0,03
5 MW	1,85 – 2,26	1,39	0,74 – 0,90	-0,93

* Bei Inbetriebnahme in 2015 und heutiger Vergütung nach EEG 2000
* Bei Inbetriebnahme in 2015 und heutiger Vergütung nach EEG 2009

Zu den kompletten Gestehungskosten sind neben den Kosten für die Modernisierung auch die Kosten für die bereits vorhandene Wasserkraftanlage zu zählen. Diese Kosten sind bei den einzelnen Anlagen sehr unterschiedlich. Sie hängen u.a. von folgenden Faktoren ab:

- Hydrologische Verhältnisse
- Alter der Anlage
- Maschinelle Ausstattung und Bauausstattung
- Wartungszustand.

Die Grundgestehungskosten vor Ergreifen von Maßnahmen sind methodisch kaum sauber ableitbar. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass die älteren Anlagen heute mit 7,67 ct/kWh weiter betrieben werden können, wenn keine technischen oder ökologischen Maßnahmen erforderlich wären. An dieser Vergütung orientiert sich auch der Marktwert. In

Tabelle 37: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW inklusive Grundgestehungskosten

Installierte Leistung P_{Inst}	Stromerzeugungskosten ct/kWh	Durchschnittliche EEG-Vergütung* ct/kWh
100 kW	17,75 – 19,99	12,32
200 kW	14,36 – 15,85	12,32
500 kW	12,54 – 13,62	12,32
1 MW	11,44 – 12,29	12,21
2 MW	10,04 – 10,69	10,00
5 MW	8,49 – 8,86	8,22

4.2.4 Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen ab 5 MW

In Tabelle 38 sind die Stromgestehungskosten von einer Maßnahme für eine Erhöhung der Leistung der Wasserkraftanlage, nämlich die Umrüstung der Steuerung oder der Bau einer Dotierturbine dargestellt. Andere Maßnahmen wie z.B. die Revision von Turbinen, Generatoren oder Getriebe sind erheblich aufwändiger. Auch die Maßnahmen zur Umsetzung der §§ 33 bis 35 WHG sind hier nicht berücksichtigt. Anlagengröße, Zubaupotenzial, Anlagenalter und Kosten für notwendige ökologische Maßnahmen streuen sehr stark. Daher musste darauf verzichtet werden, die Kosten für ökologische Maßnahmen in die Berechnung der Stromgestehungskosten einzubeziehen.

Die Kosten für diese Maßnahmen sind auch deshalb hier nicht einbezogen, weil sie sich nicht allein über den Vergütungsanreiz der hinzugewonnen Strommenge refinanzieren müssen, sondern über eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Wasserkraftanlage. Die Vergütung nach EEG kann für Anlagen ab 5 MW trotzdem als Anreiz für die Modernisierung und Erweiterung wirken, da sie zumindest für einen Teil der Investitionen fest kalkulierbare Einnahmen garantiert.

Tabelle 38: Stromerzeugungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung gestaffelt nach der erzielten Leistungssteigerung

Installierte Leistung P_{Inst}	Stromerzeugungskosten ct/kWh	Durchschnittliche Vergütung* ct/kWh
100 kW	14,16 – 17,31	12,32
500 kW	11,50 – 14,06	12,32
1 MW	10,62 – 12,98	11,45
2 MW	8,86 – 10,83	9,75

* Bei Inbetriebnahme in 2015

4.2.5 Kostenentwicklung bei Wasserkraftanlagen

Die Technik der Wasserkraftnutzung ist eine Jahrhunderte alte Technologie, deren Entwicklungsstand auf einem hohen Niveau ist. Mit wesentlichen Preissenkungen durch Lerneffekte ist daher nicht zu rechnen. Bei allen Baumaßnahmen handelt es sich um individuelle Lösungen, so dass kaum standardisierte und somit preisgünstigere Komponenten eingesetzt werden können. Durch erhöhte Anforderungen an ökologische Anpassungsmaßnahmen, durch Inflation und durch steigende Rohstoffkosten ist eine Steigerung der Investitionen zu erwarten.

Die steigenden Kosten lassen sich auf der Basis der Erzeugerpreisindices nachvollziehen. Der Baupreisindex für Bauarbeiten im Tiefbau erhöhte sich von 2010 bis 2012 um 5,8 %. Der Erzeugerpreisindex für Turbinen stieg im gleichen Zeitraum um 3,4 % (Statistisches Bundesamt 2013).

Hinzu kommt, dass in den nächsten Jahren sehr viele Stauanlagen saniert werden müssen, siehe Kapitel 4.1.2, was zu zusätzlichen Kosten führt.

4.3 Analyse der EEG-Vergütungsstruktur und/oder –höhe, sowie der Degressionssätze

4.3.1 Vergütungshöhe bei Neubau

Für eine Bewertung der Vergütungshöhe für Wasserkraftanlagen werden die Stromerzeugungskosten mit der Vergütung verglichen. Die Stromerzeugungskosten wurden in 4.2.2 dieses Berichts analysiert und berechnet.

Abbildung 44 zeigt die ermittelten Stromerzeugungskosten sowie die heutige Vergütung für Wasserkraftanlagen unterschiedlicher Leistung P_{Inst}. Berücksichtigt ist die Degression der Vergütungssätze bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2015. Der obere und der untere

Grenzfall stellen jeweils die Stromerzeugungskosten bei 110 % bzw. 90 % der gewählten Anzahl an Volllaststunden dar.

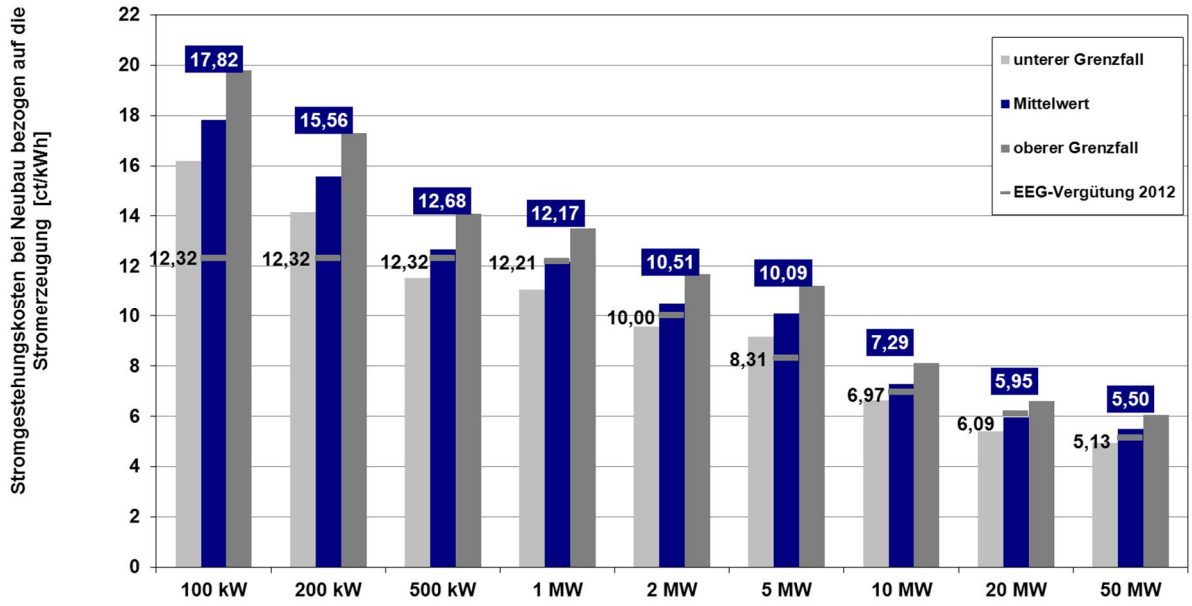


Abbildung 44: Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütung beim Neubau von Wasserkraftanlagen bezogen auf die Leistung P_{Inst}, Inbetriebnahme 2015

Leistungsbereich P_{Inst} < 500 kW

Im Leistungsbereich < 500 kW werden beim Neubau von Anlagen in der Regel Stromerzeugungskosten erreicht, die über den EEG-Vergütungssätzen liegen. Für sehr kleine Anlagen (< 100 – 200 kW) ist die EEG-Vergütung bei weitem nicht auskömmlich. Der interne Zinsfuß liegt bei 1,5 – 2,75 %.

Dennoch nahm die Zahl der Anlagen < 100 kW im Zeitraum von 2009 bis 2012 um 698 zu. Die mittlere installierte Leistung der zugebauten Anlagen betrug 33 kW, in der Summe wurden 23 MW zugebaut. Im Leistungsbereich zwischen 100 kW und 500 kW nahm die Anzahl um 63, die Leistung ebenfalls um 23 MW zu. In Kapitel 3.3.1 sind die aktuellen Daten für das Jahr 2012 dargestellt.

Bei den Betreiberinnen und Betreibern handelt es sich typischer Weise um engagierte Unternehmer oder Privatpersonen oder lokale Energieversorgungsunternehmen, die auch folgende Kriterien bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigen:

- Längere Nutzungsdauer
- Geringere Kapitalzinsen (bzw. geringere Ansprüche auf die Eigenkapital-Verzinsung, Reduzierung der Fremdkapital-Zinsen durch erhöhte Eigenkapital-Anteile verbunden geringeren Ansprüchen auf die Eigenkapital-Verzinsung)
- Fördergelder

- Reduzierung der Betriebskosten durch Eigenarbeit
- Steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten
- Krisensichere Kapitalanlage
- Ideelle Werte
- Eigenverbrauch bzw. direkte Vermarktung an unmittelbar Dritte
- Hobby.

Leistungsbereich 500 kW ≤ P_{Inst} ≤ 2 MW

Die Auswertung zeigt, dass die Höhe der Stromerzeugungskosten beim Neubau von Anlagen in etwa in Höhe der Vergütung liegt. Die Investitionen in diesem Leistungsbereich werden unter günstigen Bedingungen durch die Vergütung nach EEG gedeckt. Bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist die Grenze der Wirtschaftlichkeit stark abhängig von den Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Volllaststunden.

Sofern die Voraussetzungen sowohl baulich als auch finanziell günstig sind, ist in diesem Leistungsbereich mit Investitionen zu rechnen. Im Jahr 2011 nahm die Zahl der Anlagen um 23 die installierte Leistung um 21,2 MW zu, im Jahr 2012 nur um drei Anlagen mit 2 MW.

Leistungsbereich 2 MW < P_{Inst} ≤ 5 MW

Während die Stromerzeugungskosten von neuen Anlagen im Leistungsbereich zwischen 2 und 5 MW bei einer Vergütung nach EEG 2009 im Schnitt um bis zu 3,5 ct/kWh niedriger waren als die durchschnittliche EEG-Vergütung (BMU 2011), liegen sie jetzt durch Änderung der Vergütungssätze im EEG 2012 etwas über der durchschnittlichen EEG-Vergütung.

Im Leistungsbereich zwischen 1 und 5 MW konnte in den Jahren 2009, 2010 und 2011, bei einer Vergütung nach EEG 2009 ein Zuwachs von insgesamt 19 Anlagen verzeichnet werden. Die installierte Leistung stieg um 34 MW. Im Jahr 2012 wurden in diesem Leistungssegment keine neuen Anlagen zugebaut.

Ob das EEG 2012 eine dämpfende Wirkung auf den Ausbau in diesem Leistungsbereich hat, wird sich wahrscheinlich erst in einigen Jahren zeigen, weil lange Planungs- und Genehmigungszeiten dazu führen, dass Reaktionen erst einige Jahre später zu vermerken sind.

Leistungsbereich P_{Inst} > 5 MW

Im Leistungsbereich ab 10 MW und mehr liegt der Vergütungssatz etwa innerhalb der Bandbreite der Stromerzeugungskosten. Allerdings ist die Zahl der ausbaufähigen Standorte in diesem Leistungsbereich sehr begrenzt, so dass im Jahr 2011 nur drei

Anlagen mit einer Leistung zwischen 5 und 10 MW neu gebaut wurden, im Jahr 2012 keine.

Vielfach wird der erzeugte Strom aus Wasserkraftanlagen dieses Leistungsbereichs direkt vermarktet. Die Wirtschaftlichkeit ist dann nicht abhängig vom EEG. Die garantierte Vergütung nach EEG liefert aber nach Aussage der Betreiber einen wichtigen Anreiz für die Investitionsentscheidung.

4.3.2 Vergütungshöhe bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW

In Abbildung 45 sind die gesamten Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung ≤ 5 MW, also Kosten für die bestehende Wasserkraftanlage (7,67 ct/kWh) und Kosten für die technische und ökologische Ausrüstung und die Vergütung nach EEG dargestellt. Grundlage waren die aus der Datenerhebung ermittelten mittleren Investitionen für einzelne Maßnahmen, also die Modernisierungskosten, sowie die Grundgestehungskosten, die mit 7,67 ct/kWh angesetzt wurden, siehe Kapitel 4.2.3.

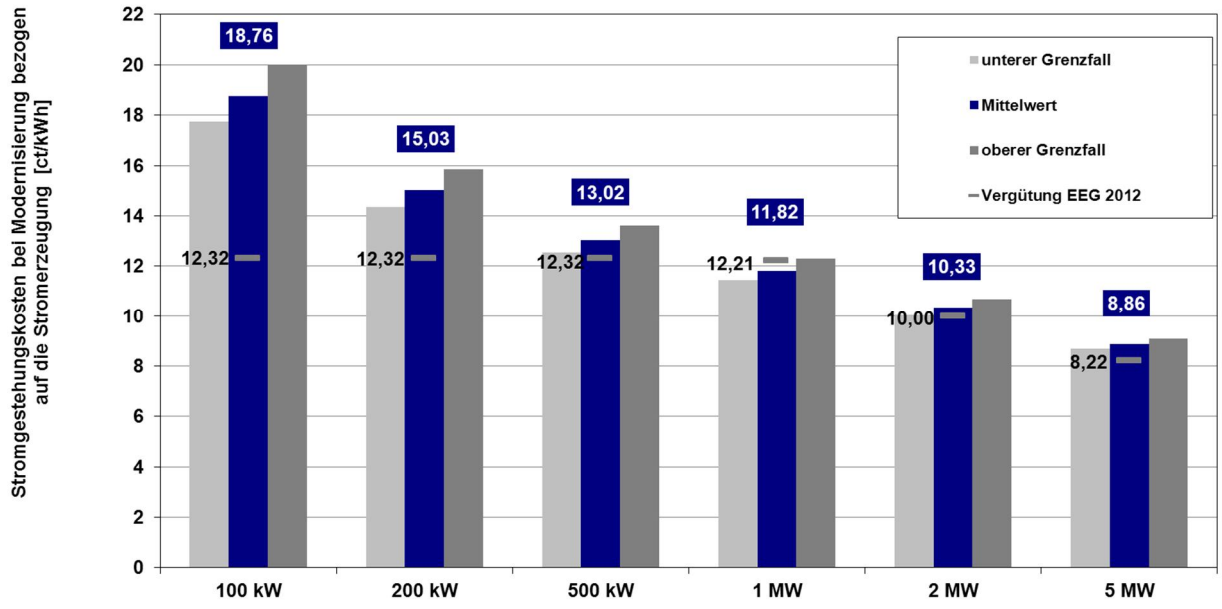


Abbildung 45: Stromgestehungskosten bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis einschl. 5 MW bezogen auf die Leistung P_{Inst} und Vergütung nach EEG 2012, Inbetriebnahme 2015

Es zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Stromgestehungskosten für den Neubau. Im Leistungsbereich < 500 kW werden in der Regel Stromerzeugungskosten erreicht, die über den EEG-Vergütungssätzen liegen. Für sehr kleine Anlagen (< 100 – 200 kW) ist die EEG-Vergütung bei weitem nicht auskömmlich. Die Modernisierungsrate in diesem Leistungssegment betrug im Jahr 2012 knapp 3 % während in den Klassen 0,5 – 2 MW ca. 10 % der Anlagen modernisiert wurden.

Für Anlagen, die bereits eine Vergütung nach EEG 2004 oder 2009 erhalten, ist die Mehrvergütung, also die Differenz zwischen der Vergütung nach EEG 2012 und einer älteren Gesetzesfassung, geringer. So liegt die Mehrvergütung für Anlagen bis 500 kW hier bei 2,65 ct/kWh (EEG 2004) bzw. 0,65 ct/kWh (EEG 2009). Aus Tabelle 36 wird deutlich, dass die Mehrvergütung nicht ausreicht, um die Anforderungen gemäß EEG 2012 zu erfüllen.

4.3.3 Vergütungshöhe bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW

Die Analyse der Vergütungshöhe bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW erfolgt analog zu Kapitel 4.3.1. Die Berechnungsgrundlagen werden in Kapitel 4.2.4 erläutert.

Während bei der Modernisierung der Strom aus Wasserkraftanlagen bis einschließlich einer Leistung von 5 MW in Gänze nach EEG vergütet werden kann, wird bei Anlagen über 5 MW gemäß § 23 Absatz 3 nur der Anteil der Stromerzeugung vergütet, der der Leistungserhöhung nach § 23 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG zuzurechnen ist.

Abbildung 46 zeigt die ermittelten Maßnahmekosten (nur Kosten für Steuerung oder Dotierturbine) sowie die heutige Vergütung für Wasserkraftanlagen für eine Leistungserhöhung um 1-3 Prozent. Bei einer 50 MW-Anlage bedeutet z. B. eine Leistungssteigerung um 2 % eine zusätzliche Leistung von 1 MW. Berücksichtigt ist die Degression der Vergütungssätze bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2015. Der obere und der untere Grenzfall stellen jeweils die Stromerzeugungskosten bei 110 % bzw. 90 % der gewählten Anzahl an Volllaststunden dar.

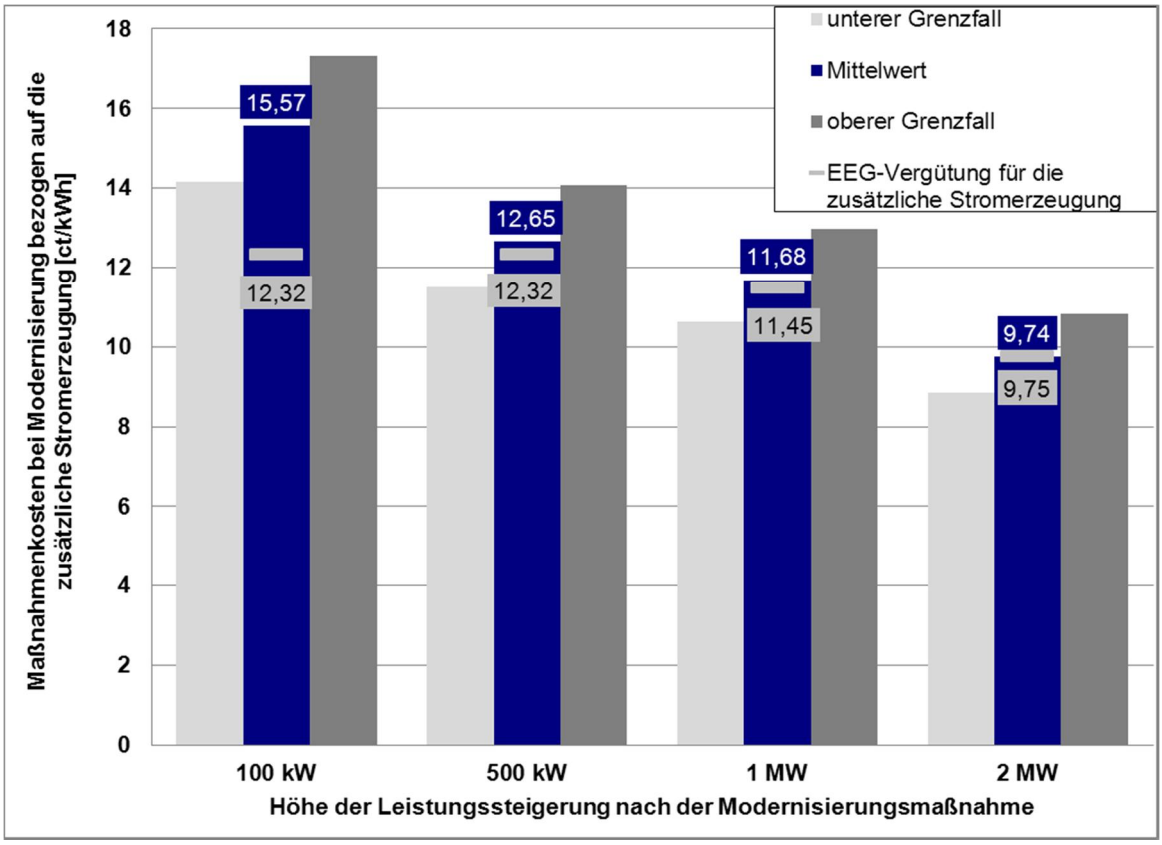


Abbildung 46: Maßnahmekosten (nur Kosten für Steuerung oder Dotierturbine) bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ab 5 MW bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung und EEG-Vergütung

Die Kosten für eine umfassende Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung > 5 MW sind erheblich höher als hier dargestellt, da eine Leistungssteigerung über diese Größenordnung hinaus in der Regel weitaus umfassendere Maßnahmen erfordert. So können größere Zuwächse in der installierten Leistung in der Regel nur über neue Turbinen, neue Generatoren und umfassende wasserbauliche Maßnahmen erschlossen werden. Auch die Umsetzung der §§ 33 bis 35 WHG führen zu erheblich zusätzlichen Kosten. Zudem wird von den Betreibern angemerkt, dass die Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands zu Leistungseinbußen führen, so dass eine zusätzliche Erzeugung kaum möglich sei, siehe BDEW, Anhang A.2.

4.3.4 Vergütung von Speicherkraftwerken

In Deutschland existieren nahezu keine reinen Speicherkraftwerke. Die Wasserkraftanlagen an großen Stauanlagen, d.h. Talsperren, Hochwasserrückhaltebecken oder großen Staustufen, werden vielmehr im Wesentlichen als Laufwasserkraftwerke ohne nennenswerte Zwischenspeicherung des nutzbaren Wassers betrieben. Hinzu kommt, dass diese Wasserkraftanlagen an den als Mehrzweckanlagen

betriebenen großen Stauanlagen überwiegend von nachgeordneter Bedeutung sind und sich damit deren Betrieb anderen Nutzungen (Hochwasserschutz, Trinkwasser- oder Brauchwasserbereitstellung etc.) unterordnen müssen (Heimerl 2013).

Hieraus ergibt sich, dass diese Wasserkraftwerksstandorte analog zu Laufwasserkraftwerken betrachtet werden müssen, zumal auch in diesem Fall stets die gemäß WHG erforderlichen Maßnahmen u. a. im Hinblick auf die Umwelt im Rahmen des wasserrechtlichen Gestattungsverfahrens festgelegt und anschließend umgesetzt werden müssen.

In gleicher Weise ist der Analogieschluss zulässig, dass bei den bisher noch nicht oder nur unzureichend genutzten Wasserkraftanlagenstandorten an großen Stauanlagen davon auszugehen ist, dass deren Nutzung ohne unterstützende Maßnahmen, wie beispielsweise das EEG, nicht wirtschaftlich möglich ist, zumal deren Kostenstruktur für Bau und Betrieb prinzipiell derjenigen von Laufwasserkraftwerken mit ähnlich gelagerten Erweiterungs- bzw. Modernisierungsmaßnahmen entspricht. Für derartige Anlagen können daher die für Laufwasserkraftwerke getroffenen Ansätze für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie die daraus ermittelten Ergebnisse in gleicher Weise übernommen werden.

Die derzeitige diesbezügliche Fassung des EEG 2012 in § 23 Abs. 6 in einer der Laufwasserkraft entsprechenden Form ist daher nur konsequent und sollte mit der Einbeziehung von Speicherkraftwerken bestehen bleiben.

4.3.5 Vergütungsdauer und Degression

Die Vergütungsdauer beträgt für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftanlagen einheitlich 20 Jahre. Obwohl die Lebensdauer der Anlagen deutlich über diesem Wert liegt, zeigen die Auswertungen, dass die Vergütungsdauer ausreichend ist und keinen Einfluss auf den Ausbau der Wasserkraft hat.

Mit dem EEG 2012 wurde für alle Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, einheitlich eine Degression eingeführt. Für Wasserkraftanlagen beträgt die Degression 1 % pro Jahr. Bis zu diesem Zeitpunkt unterlagen Wasserkraftanlagen bis 5 MW keiner Degression, für Anlagen über 5 MW betrug die Degression ebenfalls 1 % pro Jahr.

Wie in Kapitel 4.2.5 erläutert, ist bei den Wasserkraftanlagen mit einer Steigerung der Kosten zu rechnen. Diese betrifft auch die größeren Anlagen über 5 MW. Die Degression kann daher keinen Investitionsanreiz setzen. Im Gegenteil sind hierdurch und nicht zuletzt durch die langen Planungszeiträume und aufgrund der Durchsetzung von Anforderungen des Gewässer- und Fischschutzes eher negative Effekte zu erwarten, d.h. weitere Anlagen werden aufgrund der degressiv sinkenden Vergütung zum Zeitpunkt der

Inbetriebnahme nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und daher nicht gebaut werden.

Im Moment ist zu beobachten, dass die Betreiber versuchen, zeitnah Maßnahmen umzusetzen, um von der Degression nicht zu stark betroffen zu werden. Die gesamte Branche steht unter Druck. Das kann aber dazu führen, dass eher kurzfristige Maßnahmen umgesetzt werden, anstatt nach nachhaltigen Lösungen zu suchen.

4.3.6 Anreizwirkung - Datenauswertung

Die Auswertung der Daten der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Wasserkraftzubaus zeigen, dass die Anzahl der Inbetriebnahmen gegenüber den Vorjahren leicht zugenommen hat. Im Jahr 2012 wurden 73 Anlagen neu gebaut und 208 modernisiert, im Jahr 2011 waren es 72 bzw. 108. Der größte Zuwachs ist in der Leistungsklasse 100 – 500 kW zu verzeichnen. Bei den Anlagen über 5 MW sind keine Zuwächse zu verzeichnen. Vergleiche hierzu auch Kapitel 2.2.

Eine gewisse Anreizwirkung des EEG ist zu erkennen. Es wurden mehr Anlagen modernisiert als neu gebaut. In der Klasse der Anlagen < 100 kW, in denen die Vergütung nicht ausreichend ist, sind die wenigsten Maßnahmen durchgeführt worden. Auch in der Klasse 2 -5 MW, in der die Vergütung gesenkt wurde, sind keine Neubauten zu verzeichnen. Ursache dafür können aber auch die Anforderungen des § 35 WHG sein, die zurzeit für größere Anlagen nicht umsetzbar sind, siehe Kapitel 5.2.1. Das würde auch erklären, warum an den Anlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW keine Maßnahmen durchgeführt worden sind.

4.3.7 Anreizwirkung - Betreiberumfrage

In der Umfrage bei den Betreiberinnen und Betreibern mit Anlagen > 1 MW wurde nach der Anreizwirkung des EEG gefragt.

30 von 48 Anlagenbetreiberinnen und Betreibern äußerten, dass das EEG 2012 keinen bzw. keinen ausreichenden Anreiz zum Potenzialausbau gäbe. Als Grund wurden mehrfach die zu erfüllenden, kostenintensiven Forderungen zur Einhaltung der § 33 bis 35 WHG genannt. Außerdem würden die ökologisch verursachten Mindererträge einen möglichen Mehrertrag kompensieren.

Bei einer Anlage wurde erklärt, dass die Vergütungserhöhung für eine ökologische Verbesserung einen wirksamen Investitionsanreiz bietet und so erhalten bleiben sollte.

Der BDEW merkt für seine Mitglieder an, dass durch die derzeitige Vergütungsstruktur keine Anreize zur ökologischen Sanierung geschaffen werden. Als Hintergrund wird genannt,

- dass bei Anlagen der Leistung > 5 MW nur der Anteil des Stroms vergütet wird, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist und

- dass Modernisierungen und ökologische Verbesserungsmaßnahmen mit einem erheblichen Kapitalaufwand und mit zusätzlichen Erzeugungsverlusten verbunden sind.

Der BDEW bedauert, dass Wasserkraftanlagen an neu zu errichtenden Wehren per se nicht erlaubt werden, obwohl diese mit modernsten ökologischen Maßnahmen ausgestattet werden könnten.

In der Umfrage bei den Anlagenbetreibern, die eine EEG-Vergütung erhalten, wurde nach den Hemmnissen für den Ausbau gefragt. Da die Umfrage zeitnah zur Einführung des Wasserentnahmeentgelts in Sachsen durchgeführt wurde, wurde dieses von einem Teil der Betreiber als Hemmnis angegeben. Darüber hinaus bezog sich etwa ein Drittel der Antworten auf wirtschaftliche Aspekte wie mangelnde Finanzierbarkeit bzw. Rentabilität. Ein weiteres Drittel der Antworten beinhaltete Schwierigkeiten mit den Behörden und ein letztes Drittel benannte die Anforderungen des Gewässer- und Naturschutzes als Hemmnis.

4.4 Diskussion der Vergütung von Anlagen > 5 MW

Es steht fest, dass im Bereich der großen Wasserkraft die größten Potenziale nach heutigem Ermessen mit verhältnismäßig geringen Stromgestehungskosten insbesondere durch Modernisierung gehoben werden können. Dass die im Vergleich zum EEG 2009 höhere Vergütung nach EEG 2012 bisher noch keine Wirkung gezeigt hat, kann mehrere Ursachen haben:

- Umsetzung des § 35 WHG problematisch (siehe Kapitel 5.2)
- Lange Genehmigungszeiträume lassen eine Reaktion erst nach Jahren erkennen (siehe Kapitel 4.1.5)
- Anreiz nicht ausreichend.

4.4.1 Umsetzung des § 35 WHG

Die Diskussionen im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts und des „Forums Fischschutz“ lassen vermuten, dass vor allem die Umsetzung des § 35 WHG ein Hemmnis für die Ausführung von Maßnahmen darstellt und dargestellt hat. Diese Diskussionen haben aber auch dazu beigetragen, dass heute Klarheit darüber besteht, dass derzeit an Anlagen an größeren Fließgewässern keine geeignete Möglichkeit besteht, den Forderungen des § 35 WHG nachzukommen.

Wie bereits in Kapitel 5.2.1 aufgeführt, ist es trotzdem zielführend, Maßnahmen zu ergreifen, die nach heutigem Ermessen unter den jeweiligen Randbedingungen geeignet sein sollten, den Schutz der Fischpopulationen gewährleisten zu können. Gleichzeitig muss weiter geforscht werden und an Pilotstandorten müssen Kenntnisse sowohl über

mechanische Barrieren als auch über alternative Lösungsmöglichkeiten erlangt werden. Erst damit wird es mittelfristig möglich, wirkungsvolle Techniken zur Umsetzung des § 35 WHG zu konkretisieren.

Ein Verzicht auf den Verweis auf die §§ 33 bis 35 WHG im EEG könnte als Signal gedeutet werden, auch Maßnahmen zu ergreifen, deren Schutzwirkung auf die Fischpopulationen noch nicht nachgewiesen sind, und den Ausbau des Potenzials voran zu treiben, obwohl die Anforderungen durch das WHG weiterhin bestehen.

4.4.2 Auswirkungen einer Komplettvergütung von Anlagen > 5 MW

Um einen Anreiz für die Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW zu schaffen, die Anforderungen des WHG frühzeitig umzusetzen und das noch vorhandene Potenzial zu nutzen, wäre es ggf. hilfreich, auch diese Anlagen komplett nach dem EEG zu vergüten. Es müsste sichergestellt werden, dass der Anspruch auf eine Vergütung nur dann vorhanden ist, wenn das Potenzial am Standort weitgehend genutzt wird und die Anforderungen des WHG so weit möglich, erfüllt werden.

Um die Auswirkungen auf die EEG-Umlage abzuschätzen, wird vereinfachend angenommen, dass alle 160 Anlagen > 5 MW nach einer Vorlaufzeit von zwei Jahren nach Einführung des EEG 2015 bis zum Jahr 2033 (Verlängerung des Zeitraums für die Umsetzung der EG-WRRL um weitere sechs Jahre) Maßnahmen ergriffen haben werden, um die Anforderungen des WHG zu erfüllen und das vorhandene Potenzial am Standort zu nutzen, d.h. innerhalb von 17 Jahren. Weiterhin wird angenommen, dass sich die Umsetzung der Maßnahmen linear auf die Jahre verteilt. Damit würden jedes Jahr durchschnittlich neun bis zehn Anlagen modernisiert und neu nach dem EEG vergütet werden.

Im ersten Ansatz wird die Degression nicht berücksichtigt. Demnach sind in jedem Jahr folgende Anlagentypen neu zu vergüten:

Tabelle 39: Jährliche Neuvergütung von Anlagen > 5 MW bei Annahme einer Komplettvergütung nach EEG 2012

Anlagentyp	Anzahl Anlagen	mittlere Leistung je Anlage	mittlere Erzeugung je Anlage	Vergütung je Anlage in €/a
5 bis 10 MW	4	7,2 MW	35,2 GWh	2.760.720
10 bis 20 MW	3	14,4 MW	70,7 GWh	4.782.020
20 bis 50 MW	2	31,3 MW	167,8 GWh	9.962.120
> 50 MW	0,5	73,1 MW	194,9 GWh	19.581.720
Summe	**9,5**	**171,2 MW**	**786 GWh**	**55.104.040**

Ohne Berücksichtigung der Direktvermarktung und der vermiedenen Netzentgelte hätte eine Komplettvergütung der Anlagen > 5 MW eine jährliche Steigerung der EEG-Kernumlage (EEG-Umlage ohne Kontoausgleich und Liquiditätsreserve) von ca. 0,006 ct/kWh in den ersten Jahren, ab 2020 von ca. 0,005 ct/kWh, zur Folge.

4.4.3 Auswirkungen einer Grundvergütung von Anlagen > 5 MW

Eventuell ist es nicht erforderlich, die gesamte Erzeugung voll zu vergüten, sondern nur mit einem Grundsockel, der etwas höher ist als der an der Börse erzielbare Preis, um einen gewissen Anreiz zu setzen. Diese Vergütung wäre je nach Standort nicht ausreichend, um alle Kosten zu decken, würde aber Investitionssicherheit schaffen und könnte als Rückfalloption durch die Betreiber genutzt werden, falls ein Vertriebsweg entfallen sollte.

Nach dem gleichen Verfahren wie in Kapitel 4.4.2 beschrieben wurden die Auswirkungen auf die EEG-Umlage ermittelt. Ohne Berücksichtigung der Direktvermarktung und der vermiedenen Netzentgelte hätte eine Grundvergütung der Anlagen > 5 MW in Höhe von 5,0 ct/kWh eine jährliche Steigerung der EEG- Kernumlage (EEG-Umlage ohne Kontoausgleich und Liquiditätsreserve) von ca. 0,001 ct/kWh zur Folge.

4.5 Wirtschaftliche Angemessenheit

Die Erfahrung zeigt, dass Wasserkraftanlagen in der Regel nur dann neu gebaut oder modernisiert werden, wenn die ergriffenen Maßnahmen für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich sind.

Um zu erwirken, dass Maßnahmen insbesondere zur Modernisierung von Wasserkraftanlagen durchgeführt werden, muss gewährleistet sein, dass eine wirtschaftliche Angemessenheit vorliegt. Diese verhindert sowohl, dass von den Behörden unerfüllbare Forderungen gestellt werden, als auch, dass geringfügige Maßnahmen zu einer Vergütung führen.

Dabei ist die durch das WHG geänderte Zuständigkeit bei den Bundeswasserstraßen zu beachten. Es sollte ausgeschlossen werden, dass die Betreiber von Wasserkraftanlagen eine erhöhte Vergütung nach EEG bekommen ohne an den Kosten von Maßnahmen angemessen beteiligt zu sein.

Schon heute berücksichtigt die Rechtssprechung beim WHG und indirekt auch beim EEG den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, der bei Maßnahmen geprüft werden sollte. Die Verhältnismäßigkeit beinhaltet auch die wirtschaftliche Angemessenheit, aber nur im Hinblick auf eine Obergrenze, damit von den Behörden keine zu hohen Anforderungen gestellt werden.

4.5.1 Empfehlung zur wirtschaftlichen Angemessenheit

Aus den dargelegten Gründen wird empfohlen, die wirtschaftliche Angemessenheit in den § 23 (5) EEG als Vergütungsvoraussetzung aufzunehmen.

Eine Erläuterung zum Begriff der „wirtschaftlichen Angemessenheit“ sollte außerhalb des EEG erfolgen und beinhalten, dass damit sowohl eine finanzielle Über- als auch eine Unterforderung der Anlagenbetreiber verhindert werden soll.

Die wirtschaftliche Angemessenheit sollte dem Betreiber einen gewissen Gewinnanteil zubilligen.

4.6 Handlungsempfehlungen

4.6.1 Empfehlungen zu den Vergütungssätzen

Die Wasserkraft ist eine vergleichsweise kostengünstige erneuerbare Energie. Die noch nicht erschlossenen Potenziale sollten möglichst genutzt werden. Es wäre daher sinnvoll dass das EEG weiterhin einen Anreiz zum Bau und insbesondere zur Modernisierung bestehender Anlagen setzt. Eine kostendeckende Vergütungshöhe für einen garantierten Zeitraum ist dabei von zentraler Bedeutung als Anreiz für Investitionen in die Wasserkraft.

Es wird empfohlen, die Vergütungshöhe grundsätzlich an den Stromerzeugungskosten zu orientieren. Diese enthalten auch einen gewissen Aufwand zur Verbesserung der gewässerökologischen Verträglichkeit der Wasserkraft. Beim Bau aber auch beim laufenden Betrieb von Wasserkraftanlagen sind die Anforderungen an die Einhaltung gewässerökologischer Mindeststandards in den vergangenen Jahren teilweise deutlich gestiegen und wurden stetig konkretisiert. Dabei sind Maßnahmen umzusetzen, die zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten bei der Wasserkraftnutzung führen.

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten für den Neubau und die Modernisierung von Anlagen < 5 MW zeigt, dass diese außer bei den Anlagen < 500 kW weitgehend im Bereich der Vergütungshöhe liegen. Eine Anpassung scheint nicht notwendig. Für Anlagen < 500 kW sind die Gestehungskosten deutlich höher als die Vergütung. Wenn der Ausbau von Anlagen in diesem Leistungsbereich gewünscht ist, darf der Tarif nicht weiter sinken, was durch die Degression de facto aber geschieht.

Für Anlagen > 5 MW reicht die aktuelle Vergütung aus, um die ermittelten Kosten für die Umrüstung der Steuerung oder den Bau einer zusätzlichen Dotierturbine zu decken. Weitere Maßnahmen, insbesondere zur Umsetzung von §§ 33 bis 35 WHG, werden durch die Vergütung nicht ausgeglichen. Anlagen dieser Leistungsklasse vermarkten den erzeugten Strom in der Regel direkt. Der langjährige Betrieb der Anlagen lässt den Schluss zu, dass der Börsenpreis für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichend ist. Ob

Überschüsse erwirtschaftet werden, die z.B. für die Erfüllung der ökologischen Anforderungen genutzt werden könnten, kann nicht beantwortet werden.

Unter Berücksichtigung der Debatte um die Strompreise und der Ursachen für die fehlende Wirkung der aktuellen Vergütung wird empfohlen, die Höhe der Vergütung für die Modernisierung von Anlagen > 5 MW beizubehalten. Zusätzlich könnte ein Verzicht auf den Verweis auf das WHG ein Signal sein, um den Ausbau der Anlagen an großen Gewässern anzuregen. Der Verzicht auf den Verweis im EEG würde die Gültigkeit des WHG nicht in Frage stellen.

4.6.2 Empfehlungen zur Vergütungsdauer und zur Degression

Es wird empfohlen, die Vergütungsdauer einheitlich bei 20 Jahren zu belassen.

Die Degression für die Wasserkraft sollte aufgehoben werden, da weder Lerneffekte noch andere Kosten senkende Effekte zu erwarten sind. Im Gegenteil sind durch erhöhte Anforderungen des Gewässer- und Fischschutzes und ein steigendes Preisniveau bei den Baukosten und Rohstoffen in Zukunft höhere Kosten zu erwarten. Auch ist in Zukunft mit erhöhten Kosten durch erforderlich werdende Sanierungen der Stauanlagen zu rechnen.

4.7 Vergütung der Wasserkraft in der Schweiz

In der Schweiz können auch Trinkwasserkraftwerke gemäß kostendeckender Einspeisevergütung (KEV) gefördert werden. Im Folgenden wird das Modell der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“ (KEV) der Schweiz vorgestellt, da dieses häufig als vorbildliches Verfahren genannt wird.

Seit Anfang 2009 wird in der Schweiz Strom aus erneuerbaren Quellen durch die kostendeckende Einspeisevergütung gefördert. Für Wasserkraftanlagen gilt eine Beschränkung für die KEV auf den Leistungsbereich unter 10 MW.

Bereits kurz nach Inkrafttreten des Energiegesetzes bzw. der entsprechenden Verordnung waren so viele Anmeldungen für die KEV eingegangen, dass der Gesamtkostendeckel erreicht war. Alle weiteren Anmeldungen wurden auf eine Warteliste gesetzt. Von den etwa 20.000 eingereichten Anträgen waren in 2012 ca. 4.300 bewilligt (ASCHWANDEN 2012).

Zur Finanzierung der KEV und weiterer Maßnahmen des Energiegesetzes wird von den Stromverbrauchern auf den Strompreis ein sogenannter Netzzuschlag erhoben. Um mehr Anlagen über die KEV fördern zu können, könnte der maximal zulässige Zuschlag auf den Strompreis, der in 2012 0,35 Rappen/kWh betrug, ab 2013 bedarfsgerecht auf 0,9 Rappen/kWh erhöht werden.

Zusätzlich wird seit 2012 auf den Strompreis ein Zuschlag von 0,1 Rappen/kWh für Maßnahmen zum Gewässerschutz erhoben. (Darüber hinaus wird in der Schweiz von den Kraftwerksbetreibern ein Wasserzins für die Gewässernutzung erhoben, vgl. Kapitel 12.2). Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation hat entschieden (UVEK 2012), den Zuschlag für das Jahr 2013 bei insgesamt 0,45 Rappen/kWh zu belassen. Damit stehen in 2013 voraussichtlich rund 200 Mio. Franken zur Finanzierung von Maßnahmen aus dem Energiegesetz und 57 Mio. Franken für Gewässerschutzmaßnahmen zur Verfügung.

Trotz der zahlreichen Projekte auf der KEV-Warteliste konnte der maximale Zuschlag von 0,9 Rappen/kWh in 2013 nicht ausgeschöpft werden, da auch Anlagen, die den KEV-Zuschlag erhalten hätten, noch in langwierigen Bewilligungsverfahren steckten und der Zubau für Photovoltaikanlagen limitiert sei (in 2012 auf etwa 50 MW).

Für 2014 wird der Netzzuschlag um fast 50% auf 0,6 Rappen/kWh erhöht. Davon stehen wie in 2013 0,1 Rappen/kWh für Maßnahmen zum Gewässerschutz zur Verfügung. Insgesamt wird für 2014 durch den erhöhten Netzzuschlag mit einer Summe von rund 288 Mio. Franken für die Finanzierung der Maßnahmen gemäß Energiegesetz gerechnet sowie mit etwa 57 Mio. Franken für Gewässerschutzmaßnahmen.

Die KEV wird in einem zweistufigen Verfahren vergeben:

1. Zuerst prüfen die Behörde die rechtliche Zulässigkeit der Anlage und die Verträglichkeit mit bestehenden Konzepten z.B. im Bereich Umweltschutz. Der Anlage wird ggf. eine KEV zugesagt.
2. Danach wird gebaut und der Vergütungssatz nach Art. 7a Energiegesetz und Anhang 1.1 Energieverordnung (EnV) (Kleinwasserkraft) gewährt.

Die Vergütungsdauer beträgt 25 Jahre.

Berechnung des Vergütungssatzes

Die Vergütung berechnet sich aus einer Grundvergütung und ggf. zusätzlich einem Druckstufenbonus und einem Wasserbaubonus. Der Vergütungssatz plus Boni kann maximal 0,35 Franken/kWh (0,289 €/kWh) betragen.

Grundlage der Berechnung ist die äquivalente Leistung $P_{äqu}$. Sie wird ermittelt aus der Jahresstromproduktion E_a geteilt durch die Jahresstunden:

$P_{äqu} = E_a / 8.760$ h.

Beispiel:

Installierte Leistung einer Wasserkraftanlage 100 kW_{el}, E_a = 540.000 kWh.

$P_{äqu}$ = 61,6 kW.

Die Grundvergütung für diese Anlagengröße berechnet sich zu 0,199 Franken/kWh (0,164 €/kWh, s. Anhang A.5). Die Mehrwertsteuer ist in der Vergütung enthalten.

Durchlässigkeit zum Markt

Die Richtlinie „Kostendeckende Einspeisevergütung“ sieht eine gewisse Durchlässigkeit zum freien Markt vor (sogenanntes Switching, Aus- und Wiedereintritt in das Modell KEV). Die KEV deckt die Differenz zwischen Gestehungskosten und dem Marktpreis.

Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung

Eine vom Bundesamt für Energie (BFE) geförderte Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung bestätigt die Wirksamkeit des Instrumentes und macht Vorschläge zu dessen Optimierung (RIEDER et al 2012), die u.a. die Verminderung der Komplexität des Vollzugs betreffen.

Dazu soll das von der EnergieSchweiz herausgegebene „Handbuch Kleinwasserkraftwerke“ (E-SCHWEIZ 2012) mit zahlreichen Tipps zu Planung, Bau und Betrieb einen entscheidenden Beitrag zur Transparenz der Förderverfahren leisten. *(EnergieSchweiz ist die Plattform des Bundesamtes für Energie, die alle Aktivitäten im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz in enger Zusammenarbeit aller zuständigen Behörden und Partnern aus Wirtschaft, Umwelt- und Verbraucherorganisationen bündelt.)*

Im Vergleich zum EEG gewährt die KEV wesentlich höhere Einspeisevergütungen. Ob und in welchem Maße der Bau der Wasserkraftanlagen in der Schweiz einen höheren finanziellen Aufwand erfordert, wurde hier nicht weiter ermittelt. Maßnahmen zum Gewässerschutz werden dabei nicht notwendigerweise durch den Betreiber, sondern von den Stromverbrauchern über den Zuschlag auf den Strompreis finanziert, obschon die Betreiber nach dem Schweizer Wasserschutzgesetz zu ökologischen Maßnahmen verpflichtet sind (Kapitel 12.2).

5 Vergütungsvoraussetzungen

Um eine Vergütung nach EEG 2012 zu erhalten, müssen alle Wasserkraftanlagen die ökologischen Anforderungen nach § 23 Absatz 4 EEG erfüllen. Bestehende Anlagen müssen dafür zusätzlich die technischen Anforderungen nach § 23 Absatz 2 EEG erfüllen.

Weiterhin besteht der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Absatz 5 nur für Anlagen, die nicht an einem eigens für den Zweck der Stromerzeugung gebauten Wehr errichtet worden sind.

5.1 Technische Anforderungen

Der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Absatz 2 EEG gilt für modernisierte Anlagen nur, wenn

1. Die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder
2. die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung erstmals nachgerüstet wurde.

5.1.1 Hinweis der Clearingstelle

Die Clearingstelle hat in einem Hinweisverfahren die Auslegung und Anwendung des § 23 Absatz 2 EEG näher betrachtet und kommt u.a. zu folgendem Ergebnis (Hinweis 2012/14):

1. eine Erhöhung der installierten Leistung liegt vor, wenn nach Durchführung geeigneter Maßnahmen die installierte Leistung höher ist als vorher. Geeignete Maßnahmen zur Erhöhung der Leistung sind solche, die zur Erhöhung des Ausbaudurchflusses, der Fallhöhe oder des Anlagenwirkungsgrades führen, insbesondere:
   - der Austausch älterer Generatoren, des Getriebes, der Turbinen oder der Laufräder,
   - technisch/bauliche Maßnahmen zur Erhöhung der Fallhöhe und/oder des Ausbaudurchflusses
2. eine Erhöhung des Leistungsvermögens liegt immer dann vor, wenn aktive Maßnahmen ergriffen werden, die die technische Funktionsfähigkeit der Anlage dergestalt verbessern, dass sie zu einer erhöhten Stromausbeute führen können, insbesondere:
   - die automatische Wasserstandregelung,
   - die automatische Rechenreinigung,
   - bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen die automatische Einsatzoptimierung,
   - der Einsatz permanent erregter Generatoren und
   - die Verbesserung der Zu- und Abströmung (Reduktion der hydraulischen Verluste bei Turbinenzuströmung, Ober und Unterwasserkanal).
3. keine Maßnahmen zur Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens liegen vor, wenn Wartungs- oder Instandhaltungsarbeiten zum Erhalt der Leistungsfähigkeit der Wasserkraftanlage durchgeführt werden oder die Erhöhung der Jahresarbeit aufgrund eines günstigen Wasserjahres.

4. Der Nachweis zur Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens erfolgt durch die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber. Die Darlegung muss objektiv nachvollziehbar, in sich widerspruchsfrei und schlüssig sein. Sie sollte folgende Angaben enthalten:
   - Beschreibung der Wasserkraftanlage (hydrologische, Ertrags- und Leistungsparameter)
   - Darstellung der durchgeführten Maßnahmen (z.B. mittels Herstellerunterlagen, techn. Datenblättern, Rechnungen oder Lichtbildern)
   - Schriftliche Darlegung, inwiefern diese Maßnahmen zu einer Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens führen, ggf. unter Berücksichtigung von Ertragseinbußen aufgrund ökologischer Anpassungsmaßnahmen.
5. Im Regelfall ist es nicht erforderlich die tatsächliche Jahreserzeugung darzustellen. Im Streitfall können die Erzeugungsdaten vor und nach Durchführung der Maßnahme verglichen werden.
6. Die erstmalige Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung kann sowohl für Anlagen mit einer Leistung kleiner als auch größer 100 kW zu einem Anspruch auf die erhöhte Vergütung führen.
7. Dieser Anspruch besteht nicht für Anlagen, die zwar nach dem 31. Dezember 2011 erstmalig mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgerüstet wurden, aber wasserrechtliche oder andere rechtliche Vorgaben einer im Zuge des Einspeisemanagements vorzunehmenden Anlagenreglung widersprechen.

Die Clearingstelle hat im Hinweis 2012/14 weitgehend die Erläuterungen zur Gesetzesbegründung, die auf den EEG-Erfahrungsbericht (BMU 2011) zurückzuführen sind, übernommen und damit eine sinnvolle Auslegung der technischen Anforderungen getroffen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Clearingstelle aufgrund ihres engen Anlagenbegriffs (siehe auch Kapitel 1.4.3) den Einbau neuer Erzeugungseinheiten nicht als Modernisierung zur Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens ansieht, sondern als neue Anlage gemäß § 23 Abs. 1 EEG. Legt man den weiten Anlagenbegriff des OLG Stuttgarts zugrunde, wäre der Einbau neuer Erzeugungseinheiten hingegen als Modernisierung zur Erhöhung der installierten Leistung/des Leistungsvermögens gem. § 23 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 zu vergüten.

5.1.2 Umfrageergebnisse

Die Behörden gaben im Rahmen der Umfrage Auskunft darüber, ob eine weitere Konkretisierung der Formulierung von § 23 (2) im EEG erforderlich sei oder nicht. Die Antworten reichen von der Forderung zur Abschaffung zumindest des § 23 (2) Nr. 2, da die Fernsteuerung der Anlagen zu Gefährdungen führen können (z.B. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit) bis hin zur Forderung nach Angabe eines Mindestmaßes für die Steigerung des Leistungsvermögens. Viele geben an, dass Erzeugungsverluste aufgrund ökologischer Anpassungsmaßnahmen berücksichtigt werden sollten. Von einigen wird betont, dass der vorhandene Ermessensspielraum sinnvoll sei. Eine Konkretisierung wird deshalb abgelehnt. Die Anzahl der Pro- und Kontra-Antworten ist etwa gleich groß.

Von den befragten Betreibern von Anlagen mit EEG-Vergütung antworteten 55, dass an ihren Anlagen Maßnahmen zur Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens durchgeführt wurden. In Tabelle 40 sind die durchgeführten Maßnahmen genannt. In vielen Fällen wurden mehrere Maßnahmen gleichzeitig umgesetzt.

Tabelle 40: Durchgeführte Maßnahmen nach § 23 (2) EEG 2012

Maßnahme	Anzahl
Steuerung	26
Generalüberholung Generator	19
Generalüberholung Turbine(n)	13
Generalüberholung Getriebe	8
Wehrsanierung (z.T. Stauerhöhung)	6
Rechen und Rechenreiniger	6
Sonstiges	2

[Quelle: Umfrage 2012/2013]

Die spezifischen Kosten konnten für 38 dieser Maßnahmen ermittelt werden. Sie variieren sehr stark und liegen bei einer Steigerung der Erzeugung um 1 MWh/a zwischen 5 € für eine Turbinensteuerung und 20.000 € für den Ersatz der kompletten maschinentechnischen Anlage. Der Median lag bei 1.170 €/MWh, der Mittelwert bei 2.400 €/MWh oder 2,40 €/kWh.

Im Durchschnitt konnte durch die technischen Maßnahmen eine Steigerung der Jahreserzeugung um ca. 22 % erreicht werden.

Wird berücksichtigt, dass die Kosten mancher der aufgeführten Maßnahmen, wie z.B. Generalüberholungen, bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten als

Ersatzinvestition einkalkuliert werden, ist aus diesen Zahlen nicht abzulesen, ob nur die Vergütung der Leistungssteigerung ausreichend wäre, um diese zu finanzieren.

In Abbildung 47 sind die spezifischen Kosten in €/kW installierte Leistung für ausgewählte Maßnahmen mit Angabe des Mittelwerts und des Medians dargestellt. Auch hier zeigt sich die große Streuung der Kostenangaben. Diese spezifischen Kosten wurden für die Berechnung der Stromerzeugungskosten in Kapitel 4.2.3 verwendet.

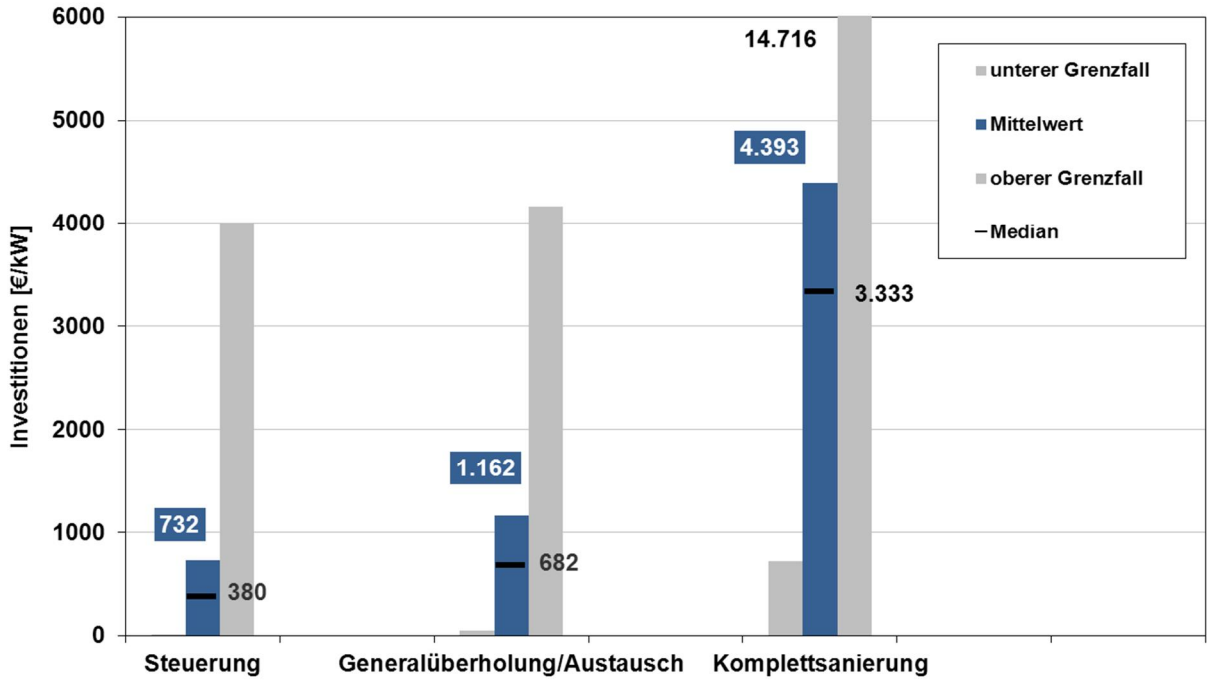


Abbildung 47: Spezifische Investitionen für technische Maßnahmen an Wasserkraftanlagen mit EEG-Vergütung

Die Betreiber von Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW wurden in der Umfrage dazu befragt, wie sie die im EEG geforderten technischen Anforderungen bewerten. In den Antworten wurden folgende Anmerkungen gemacht:

- Die technischen Anforderungen wurden von den Betreibern von zehn Anlagen als positiv, brauchbar oder als in Ordnung bezeichnet.
- Es gab auch Betreiber, die den hohen technischen Aufwand seitens der Netzbetreiber kritisierten. Z.B fordert die E.ON seit 2011 bei einer Anlage mit einer installierten Leistung von 1 MW eine separate Netzschutzeinrichtung auf Mittelspannungsebene (cos φ Regelung etc.). Dies wird von einem Betreiber als absolut überzogen angesehen, da die Maßnahme mit hohen Kosten verbunden ist (hier ca. zusätzlich 150.000 €).

- Weitere Betreiber bemerkten, die Anforderungen des EEG seien nicht pragmatisch, nicht wirtschaftlich umsetzbar oder sie konterkarierten die Ziele des WHG.
- Die Leistungserhöhung sei nur schwer umsetzbar und der Aufwand sei durch die Vergütung nach EEG nicht ausgeglichen. Derzeit seien nur technische Gründe für Umbau/ Modernisierung ausschlaggebend.
- An einigen Anlagen wäre der Erhalt der Einspeisevergütung gemäß EEG 2012 zwar prinzipiell durch den erstmaligen Einbau einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung sowie durch Erhöhung des Leistungsvermögens durch den Einbau neuer Maschinenregler möglich. Aber die Anforderung nach WHG hinsichtlich der Durchgängigkeit und des Fischschutzes werden derzeit nicht erfüllt.
- Die gesetzlichen Forderungen berücksichtigten nicht die wasserrechtlichen Belange. Eine bedarfsorientierte Leistungserhöhung sei nach Wasserrechts-bescheid für bestimmte Anlagen nicht möglich. Eine Leistungsreduzierung hingegen sei beherrschbar.
- Ein Betreiber wies darauf hin, dass die Reduzierung der Einspeiseleistung vom Bedarf des Netzbetreibers abhängig gemacht und nicht pauschal für Deutschland geregelt werden sollte.

5.1.3 Fachliche Einschätzung

Der Gesetzgeber hat diese Vergütungsvoraussetzung aufgenommen, um das vorhandene Potenzial bei Wasserkraftanlagen auszuschöpfen und die Modernisierung des Anlagenparks anzustoßen. Das zusätzlich ausbaubare Potenzial in Höhe von ca. 15 % der heutigen Jahresarbeit beruht nach BMU (2010a) im Wesentlichen darauf, alte bestehende Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 1 MW zu modernisieren. Wie in Kapitel 5.1.1 ausgeführt, führen nicht alle Maßnahmen zu einer höheren installierten Leistung. Entscheidend ist vielmehr die höhere Stromerzeugung, also die durchschnittliche Jahresarbeit.

Durch die gleichzeitige Umsetzung der ökologischen Anforderungen kann ein Teil des Abflusses aber nicht für die Stromerzeugung genutzt werden. Der Verlust durch ökologische Abflüsse beträgt in Anlehnung an Angaben aus der Potenzialstudie (BMU 2010a) insgesamt 5 bis 8 % der Erzeugung. Auch wenn in der Summe unter Berücksichtigung des Erzeugungsverlusts durch ökologische Abflüsse noch eine Steigerung der Erzeugung möglich ist, ist dies bei weitem nicht an jedem Standort zu verwirklichen.

Die Anforderungen des WHG müssen von den Anlagenbetreibern umgesetzt werden und verursachen erhebliche Kosten. Um trotzdem einen Anreiz zur technischen Optimierung

der Anlagen zu schaffen, ist es erforderlich, dass von der Leistungserhöhung durch technische Maßnahmen die Erzeugungsverluste aufgrund der ökologischen Anpassungsmaßnahmen nicht darüber hinaus in Abzug gebracht werden. In BMU (2011) wird an einem Beispiel ausgeführt, wie die Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens unter Berücksichtigung des Erzeugungsverlusts durch ökologische Abflüsse ermittelt werden kann. Der Vergleich der Jahreserzeugung vor und nach Durchführung der technischen Verbesserungen sollte jeweils für einen Normabfluss ohne ökologische Anpassungsmaßnahmen bzw. die dadurch bedingten Einschränkungen der Erzeugung vorgenommen werden, um ein neutrales Bild dieser Steigerung zu erhalten.

Aus den Umfrageergebnissen lässt sich keine eindeutige Tendenz bzgl. der Bewertung der technischen Anforderungen ableiten. Es gibt Befürworter und Gegner der Regelung. Aus vielen Äußerungen ist auch zu erkennen, dass die Erläuterungen in der Gesetzesbegründung oder der Hinweis der Clearingstelle unbekannt sind. Es scheint, dass eine große Zahl an Anlagenbetreibern annimmt, dass eine absolute Steigerung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens notwendig sei und nicht, dass die Steigerung unter Berücksichtigung von Ertragseinbußen aufgrund ökologischer Anpassungs-maßnahmen gemessen werden soll. Es muss klargestellt werden, dass hier eine relative Erhöhung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens gemeint ist.

Eine weitere Präzisierung der Anforderungen über die Erläuterungen in der Gesetzesbegründung bzw. über den Hinweis der Clearingstelle hinaus scheint nicht erforderlich. Obwohl der Begriff „Leistungsvermögen“ nicht eindeutig definiert ist, und tatsächlich eine Erhöhung der Jahresarbeit das Ziel der Regelung ist, hat die Clearingstelle seit Erscheinen des Hinweises keine weiteren Anfragen zur Erläuterung der technischen Anforderungen mehr erhalten.

Gemäß der Umfrageergebnisse konnte bei den Wasserkraftanlagen < 5 MW, an denen eine Modernisierung nach EEG 2012 vorgenommen wurde, eine Steigerung der Jahresarbeit von durchschnittlich ca. 22 % ermittelt werden. Das deutet darauf hin, dass das vorhandene Potenzial genutzt worden ist. Die Zahl der Modernisierungen ist im Jahr 2012 von 108 auf 208 um 92 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Die Regelung ist also ein ausreichender Anreiz, dass ein großer Kreis an Kraftwerksbetreibern den Versuch unternimmt, die Leistung oder das Leistungsvermögen zu steigern.

Anlagenbetreiber, deren Anlagen bereits vor dem 01.01.2012 in einem guten technischen Zustand waren, und die nach diesem Stichtag Maßnahmen durchführen, um die Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG zu erfüllen, können keine Vergütung nach EEG 2012 erhalten. Dies scheint nicht gerechtfertigt.

Daher sollte die Regelung dahingehend ergänzt werden, dass der Anspruch auf Vergütung auch für Anlagen besteht, die bereits den Stand der Technik aufweisen. Des weiteren sollte eine eindeutige Ergänzung dahingehend vorgenommen werden, dass die

Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens unter Berücksichtigung der Verluste aus ökologischen Abflüssen gemessen werden soll.

5.2 Ökologische Anforderungen

Nach § 23 Absatz 4 EEG gilt der Anspruch auf Vergütung nur, wenn die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach §§ 33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) entspricht. In den §§ 33 bis 35 WHG wird eine Mindestwasserführung, die Durchgängigkeit oberirdischer Gewässer und der Schutz der Fischpopulationen gefordert. § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 regelt die nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer mit dem Ziel, ihre Funktions- und Leistungsfähigkeit als Bestandteil des Naturhaushalts und als Lebensraum für Tiere und Pflanzen zu erhalten sowie Beeinträchtigungen der von den Gewässern abhängenden Landökosysteme und Feuchtgebiete zu vermeiden.

Diese Formulierung unterscheidet sich deutlich von den ökologischen Anforderungen nach EEG 2009.

5.2.1 Fachliche Einschätzung

Das EEG verweist in Bezug auf die ökologischen Kriterien für die Vergütung auf die Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG, die von den Anlagenbetreibern unter Beachtung der Bewirtschaftungsziele sowieso zu erfüllen sind.

Würden im EEG geringere Anforderungen an die ökologische Verbesserung gestellt werden, würde dies dazu führen, dass für die Erfüllung der nach WHG geforderten höheren Anforderungen kein Anreiz mehr besteht. Auch höhere Anforderungen sind aus Sicht der Gewässerökologie nicht erforderlich. Insofern stellen die im EEG 2012 genannten Vergütungsvoraussetzungen grundsätzlich das richtige Maß dar.

Eine inhaltliche Beschäftigung mit den Anforderungen muss im WHG erfolgen, nicht im EEG, das lediglich einen Bezug herstellt, um gegenläufige Anreize zu vermeiden. Im Folgenden werden einige Probleme in der Umsetzung dargestellt, die vor allem die Modernisierung von Anlagen > 5 MW betreffen.

Anlagen an Bundeswasserstraßen

Maßnahmen zur Herstellung der flussaufwärts gerichteten Durchgängigkeit an den Bundeswasserstraßen führt gemäß § 34 Absatz 3 WHG die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung durch. Die Betreiber von Wasserkraftanlagen haben nur einen geringen Einfluss darauf, wann welche Maßnahmen durchgeführt werden. Die Wasserkraftbetreiber beteiligen sich an den Maßnahmen zumindest durch die Abgabe des permanent erforderlichen Abflusses für die Fischaufstiegsanlagen einschließlich eventuell notwendiger Dotationswasserabgaben zur Erhöhung der Auffindbarkeit der

Fischaufstiegsanlagen. Es ist zu klären, ob diese Abflussabgabe, die zu einer zum Teil erheblichen Minderung der Erzeugung führt, zu einer erhöhten Vergütung berechtigt.

Weiterhin ist nicht geklärt, ob einem Anlagenbetreiber eine Vergütung nach EEG zusteht, wenn er Maßnahmen zur Erfüllung der §§ 33 und 35 WHG durchgeführt hat, während die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung die Durchgängigkeit nach § 34 WHG noch nicht erfüllt hat. So lange diese Frage nicht geklärt ist, ist der Anreiz, Vorkehrungen zum Mindestabfluss oder zum Schutz der Fischpopulationen durchzuführen, gering.

Schutz der Fischpopulationen

In § 35 WHG wird der Schutz der Fischpopulationen gefordert. Es ist grundsätzlich anzustreben, sowohl alle Fischarten gegen Schädigungen durch Wassernutzungsanlagen zu schützen als auch ihnen die ungehinderte flussabwärts gerichtete Wanderung zu ermöglichen. Den bei weitem größten Anteil der abwandernden Individuen stellen Fischbrut und Jungfische dar, deren Gesamtlänge 100 mm meist deutlich unterschreitet. Um alle abwandernden Fische tatsächlich vor einem Eindringen in Turbinen oder Pumpen zu schützen, wären mechanische Barrieren mit einer Maschenweite von wenigen Millimetern notwendig, die mit Fließgeschwindigkeiten von maximal 0,2 m/s angeströmt werden.

Der Schutz aller abwandernden Fische ist somit nicht mit dem wirtschaftlichen Betrieb von Wasserkraftanlagen vereinbar. Bei Aufrechterhaltung der Wasserkraftnutzung ist es deshalb unvermeidbar, den Schutz primär auf den Erhalt der Populationen und dabei dann auf bestimmte Arten und vor allem Größen zu beschränken. Welche Einschränkungen hierbei tolerierbar sind, hängt von den unterschiedlichen Anforderungen sowohl der jeweiligen Einzelpopulationen als auch der ökologischen Gilden der Fischfauna an die Durchgängigkeit des Gewässers und den daraus abgeleiteten Schutzzielen ab. Hier besteht noch Forschungsbedarf, um einen fundierten Wissensstand zu erreichen.

Technische Lösungen für den Fischschutz

Um den Schutz der Populationen zu verwirklichen, werden nach heutigem Kenntnisstand bei Wasserkraftanlagen an kleineren Fließgewässern geeignete mechanische Barrieren eingesetzt. In Fachkreisen besteht in Konsens darüber, dass ab einem bestimmten Ausbaudurchfluss (Vertikalrechen ab ca. 30 m³/s, Horizontalrechen ab ca. 50 m³/s je Turbineneinheit) gegenwärtig nur ein begrenzter Stand des Wissens und kein Stand der Technik existiert, mit dem funktionsfähige, mechanische Fischschutz- und abstiegsanlagen einschließlich der erforderlichen Reinigungstechnik realisiert werden können (s. z.B. laufender Diskussionsprozess im Rahmen des „Forums Fischschutz“).

Somit besteht also an Anlagen an größeren Fließgewässern - dies sind überwiegend Anlagen mit einer installierten Leistung >1 MW - derzeit keine geeignete Möglichkeit, den

Forderungen des § 35 WHG nachzukommen. Wenn also keine geeigneten Techniken vorliegen, können diese auch nicht ergriffen werden.

Trotz allem ist es zielführend, soweit möglich gezielt Maßnahmen zu ergreifen, die nach heutigem Ermessen unter den jeweiligen Randbedingungen geeignet und effizient sein sollten, den Schutz der Fischpopulationen gewährleisten zu können.

Auch muss nach Lösungen gesucht werden, die begrenzt zur Verfügung stehenden Mittel gezielt an einigen wenigen Pilotstandorten zu bündeln, um damit vertiefte Kenntnisse sowohl über mechanische Barrieren als auch über alternative Lösungsmöglichkeiten hierzu, wie z.B. fischfreundlichere Turbinen, Betriebsmanagement, Bypässe ohne mechanische Barrieren oder Catch & Carry, zu erlangen. Erst damit wird es dann mittelfristig möglich, wirkungsvolle Techniken zur Umsetzung des § 35 WHG zu konkretisieren.

Einhaltung aller Anforderungen

Im konkreten Einzelfall stellt sich die Frage, welche Anforderungen sich aus den §§ 33-35 WHG ergeben und bis zu welchem Zeitpunkt diese Anforderungen umgesetzt sein müssen. Im Rahmen von § 23 Abs. 4 EEG wird vom Wasserkraftanlagenbetreiber nicht mehr verlangt als nach den §§ 33-35 WHG. Verlangen also z.B. die §§ 34, 35 WHG bestimmte Maßnahmen zum Fischschutz oder zur Durchgängigkeit erst zu einem bestimmten Datum, so ist dieses Datum dann auch im Rahmen des § 23 Abs. 4 EEG maßgeblich. Es sind also nicht unbedingt alle Maßnahmen sofort zu treffen. Welche Maßnahmen nach den §§ 33-35 WHG erforderlich sind, hängt davon ab, was zu welchem Zeitpunkt zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele erforderlich ist.

Einhaltung der Anforderungen über die gesamte Vergütungsdauer

In der Regel können Anlagenbetreiber durch einmalig durchgeführte Maßnahmen eine Vergütung nach EEG erhalten. Da die Vergütung über eine Dauer von 20 Jahren gezahlt wird, müssen auch die Maßnahmen über diese Vergütungsdauer funktionsfähig sein.

Um die dauerhafte Funktionsfähigkeit sicherzustellen, sind verschiedene Möglichkeiten der Kontrolle denkbar:

- Öffentliches Anlagenregister und Kontrolle durch Dritte, Meldung an zuständige Behörden
- regelmäßige oder stichprobenartige Kontrolle durch Behörden im Rahmen des wasserrechtlichen Vollzugs

Die zuständigen Behörden melden den Netzbetreibern eine eventuelle Nichteinhaltung der Anforderungen. Der Netzbetreiber ist angehalten, die Zahlungen dann einzustellen, wenn die erforderlichen Anforderungen gemäß WHG nicht mehr eingehalten werden.

5.2.2 Ergebnisse der Befragung

Bei Behörden und Betreibern wurde nach den Erfahrungen mit der neuen Regelung angefragt.

Die Wasserbehörden der Länder bestätigen, dass die Regelungen im EEG 2012 besser geeignet sind, den gewässerökologischen Belangen an Wasserkraftanlagen Rechnung zu tragen als die Regelungen im EEG 2009. Die Harmonisierung der Gesetze und der Bezug zur Wasserrahmenrichtlinie und den Bewirtschaftungszielen werden begrüßt. Nur einzelne Vertreter der Unteren Wasserbehörden finden die Regelungen im EEG 2009 flexibler und unbürokratischer. Um wieder einen stärkeren Anreiz für ökologische Verbesserungen zu setzen, empfiehlt das Land Bayern, eine Erweiterung der möglichen Fördertatbestände, wie z.B. nachträgliche Verbesserungen durch Umsetzung von ökologisch innovativen Wasserkraftkonzepten, die frühere Realisierung der gesetzlich geforderten Mindestanforderungen oder die Realisierung eines höheren Technikniveaus als das der Gesetzgeber einfordert.

Die Behörden sind mehrheitlich der Meinung, dass alle Anforderungen nach WHG §§ 33 bis 35 umfassend erfüllt werden können, wenn der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit beachtet wird. Viele merken an, dass die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen für kleine Anlagen oder unter bestimmten Standortbedingungen nicht gegeben ist. Probleme werden auch bei der Erfüllung der Anforderungen des § 35 WHG zum Schutz der Fischpopulationen gesehen. Hier besteht noch Forschungsbedarf und nicht für alle Anlagen stehen technische Lösungen zur Verfügung. Z.T. sind diese mit sehr hohen Kosten verbunden. Es ist ein differenziertes Vorgehen, abhängig von Zielarten, wasserwirtschaftlichen Randbedingungen und Kraftwerkstechnik erforderlich, das im wasserrechtlichen Vollzug Rechtsunsicherheit bewirkt.

Für das Land Baden-Württemberg konnte aus den Antworten der Behörden eine Übersicht über Maßnahmen, die 2012 durchgeführt wurden, aufgestellt werden, siehe Tabelle 41. Demnach wurden am häufigsten Fischaufstiegsanlagen gebaut. Die Maßnahmen Bau von Fischschutz- oder Fischabstiegsanlagen oder die Abgabe eines Mindestabflusses folgten gleichrangig an zweiter Stelle.

Tabelle 41: Durchgeführte Maßnahmen nach § 23 (4) EEG 2012 (aus Umfrage Behörden BW)

Maßnahme	Anzahl
Fischaufstiegsanlage	29
Fischschutz	17
Fischabstieg	17
Mindestabfluss	16

Auf die Frage, ob die Regelungen im EEG geeignet seien, insbesondere die Einhaltung der durch das WHG vorgegebenen ökologischen Anforderungen über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren zu gewährleisten, antworteten die Behörden wie folgt:

Es bestand Einigkeit darüber, dass die Regelungen des WHG dem wasserrechtlichen Vollzug unterliegen und somit der Überwachung durch die Unteren Wasserbehörden. Etwa 14 % der Befragten meinte, diese Regelungen seien ausreichend, um die Einhaltung der ökologischen Anforderungen über den gesamten Vergütungszeitraum zu gewährleisten.

86 % sahen einen Änderungsbedarf, weil im EEG keine Regelungen enthalten sind, wie auf eine Nichteinhaltung der Anforderungen reagiert werden soll.

Hierzu ist anzumerken, dass zwar keine expliziten Regelungen getroffen werden. Aus §§ 16 iVm 23 EEG folgt aber, dass ein Vergütungsanspruch gegen den Netzbetreiber nicht besteht, wenn die gewässerökologischen Anforderungen nicht eingehalten werden. Netzbetreiber können dann zwar nicht die Abnahme des Stroms nach § 8, wohl aber die Zahlung einer Vergütung nach § 16 EEG verweigern.

Eine ausreichende Überwachung durch die Behörden wurde kritisch gesehen. Auch seien zukünftig Änderungen bei den ökologischen Anforderungen möglich, die sich über den Zeitraum von 20 Jahren durch neue wissenschaftliche Erkenntnisse ergeben können.

Folgende Vorschläge zur Verbesserung wurden gemacht:

- Erteilung der Bescheinigung unter Widerrufsvorbehalt
- Regelmäßige Kontrolle und Überwachung im EEG verankern
- Möglichkeiten einräumen, die EEG-Vergütung bei Nichteinhaltung der Anforderungen zu kürzen bzw. auszusetzen.

Die Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 1 MW bewerteten die ökologischen Anforderungen eher kritisch:

- Acht Anlagenbetreiber beurteilen die ökologischen Anforderungen als in Ordnung, angemessen oder neutral.
- Bei zahlreichen Antworten wird angemerkt, dass die Anforderungen schwer umsetzbar und mit hohen Erzeugungsverlusten verbunden sind (Beispiel: Standort in der Innenstadt).
- Es fehlen Lösungsansätze zur Machbarkeit. Die Anforderungen können nicht erfüllt werden. Die Betreiber von Anlagen > 5 MW äußerten folgende Bedenken: Die gesetzlichen Forderungen sind in Bezug auf den Fischabstieg der Forschung und Entwicklung voraus. Dies könne zu unzureichender Funktionalität und damit zu Fehlinvestitionen führen.

- Die Anforderungen können in einigen Fällen nur gemeinsam mit der zuständigen Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes erfüllt werden. Entsprechende Gespräche zur Verbesserung des ökologischen Zustandes sind häufig langwierig.
- Ein wirtschaftlicher Betrieb sei für den Bau von ökologischen Anlagen nach EEG 2012 schwieriger als nach EEG 2009.

Der BDEW äußerte als Vertretungsorgan zahlreicher Wasserkraftanlagenbetreiber, dass viele Betreiber bereits Maßnahmen umgesetzt haben, diese jedoch zu einer Mindererzeugung führen und damit den Zielen der Energiewende entgegenstehen. Zu hinterfragen seien insbesondere die Maßnahmen, deren Erfolg nicht wissenschaftlich erwiesen sei. Die Erfüllung der Anforderungen nach § 35 WHG zum Fischschutz bereitet mangels technischer Lösungen Schwierigkeiten. Der Anreiz, Modernisierungsmaßnahmen an Anlagen > 5 MW zu ergreifen, sei zu gering, siehe BDEW, Anhang A.2.

5.2.3 Umsetzung der ökologischen Anforderungen

An etwa einem Viertel der Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW, zu denen aus der Betreiberumfrage Informationen vorlagen, wurden Fischaufstiegsanlagen gebaut bzw. ein Mindestabfluss abgegeben (Tabelle 42). Dabei ist allerdings nicht bekannt, wie viele der Anlagen tatsächlich Ausleitungskraftwerke sind.

Bei den Maßnahmen zum Fischschutz handelt es sich um Rechen mit Stababständen von mehr als 15 mm. Zahlreiche Betreiber gaben als Anmerkung zu den ökologischen Maßnahmen an, dass die Entwicklung von Fischschutzmaßnahmen ihnen noch nicht ausgereift erschien (Kap. 5.2).

Tabelle 42: Durchgeführte ökologische Maßnahmen (aus Umfrage WKA > 1 MW, Stand Februar 2013, 48 Rücksendungen insgesamt)

Maßnahme durchgeführt	Ökologische Maßnahmen				
	Bau FAA	Abgabe Mindestabfluss	Feinrechen	Bypass	Sonstiges
ja	12 2 geplant	12 1 geplant	einmal 15 mm, einmal 18 mm, dreimal 20 mm, einmal 30 mm horizontal, 1 geplant	5 1 geplant	Einmal Turbinenmanagement, fischfreundliche Turbine, einmal Coanda Rechen, zweimal Restwasserturbine, 1 geplant
nein	9	2	1	1	1
Keine Angabe	25	33 (ggf. keine Ausleitungskraft werke)	40	41	42

Von den Betreibern, die eine Vergütung nach EEG 2009 bekommen, haben 248 angegeben, ökologische Maßnahmen durchgeführt zu haben, 39 haben keine Angaben gemacht. Auch hier sind der Bau von Fischaufstiegsanlagen und die Abgabe von Mindestabfluss die häufigsten Maßnahmen und wurden von etwa der Hälfte der Betreiber durchgeführt. Der Einbau von Feinrechen, Bypässen oder sonstige ökologische Maßnahmen wurde an je einem Viertel der Anlagen verwirklicht (Tabelle 43). An vielen Anlagen wurden mehrere Maßnahmen durchgeführt.

Bei der Umfrage der Betreiber, die eine Vergütung nach EEG 2012 bekommen, gaben 20 an, eine Fischaufstiegsanlage gebaut zu haben, 18 gaben Mindestabfluss ab und 17 haben Maßnahmen für den Fischschutz ergriffen.

Tabelle 43: Durchgeführte ökologische Maßnahmen (aus Umfrage an Betreiber mit EEG-Vergütung, Stand November 2013, 332 plausible Rücksendungen insgesamt)

Maßnahme durchgeführt	Ökologische Maßnahmen				
	Bau FAA	Abgabe Mindestabfluss	Feinrechen	Bypass	Sonstiges
ja	150	143	76	65	13 Flachwasserbereiche, 10 Stauraumbewirtschaftung, 9 Verbesserung Gewässer-ökologie, 6 Restwasserturbinen, 4 Maßnahmen am Ufer, 3 Unterwasserspülrinnen, 10 Sonstige ökol. Maßnahmen
Keine Angabe	39				

Aus den Umfrageergebnissen ist abzuleiten, dass Maßnahmen zur Umsetzung der §§ 33 bis 35 WHG durchgeführt worden sind. Lediglich an 11 % der Anlagen wurden Maßnahmen durchgeführt, die nach EEG 2009 zu einer Vergütung geführt haben, nach EEG 2012 aber nicht mehr ausreichend sind, z.B. die Anlage von Flachwasserzonen.

5.3 Nachweisführung

5.3.1 Nachweis der technischen Anforderungen

Die Anfrage bei den Behörden zum Nachweis der technischen Anforderungen hat ergeben, dass bisher noch nicht viele Fälle vorliegen, in denen der Nachweis erbracht werden musste. Einige Behörden gaben an, dass die Maßnahmen zur Leistungssteigerung durch den Wasserkraftanlagenbetreiber plausibel erläutert und die Umsetzung bestätigt werden muss, z.B. durch die Vorlage von Rechnungen oder eine Besichtigung vor Ort. Einige Behörden waren dabei, Richtlinien oder ein Nachweisformular zu

erstellen. Andere gaben an, dass die Überprüfung des Nachweises der technischen Anforderungen nicht durch die zuständige Behörde, sondern durch den Netzbetreiber zu erfolgen hat.

Tatsächlich gibt es im EEG 2012 keine Regelung, die besagt, ob und wer den Nachweis über die Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens oder die erstmalige Nachrüstung mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung in welcher Weise und wem gegenüber zu erbringen hat. Zur Klärung dieser Fragen hat die Clearingstelle ein Hinweisverfahren (Hinweis 2012/14) eingeleitet. Demnach erfolgt der Nachweis zur Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens durch die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber, vgl. Kapitel 5.1.

Das von der Clearingstelle vorgeschlagene Verfahren ist sinnvoll und sollte eingeführt werden. Es muss dabei sichergestellt werden, dass für die Ermittlung der Steigerung der Leistung oder des Leistungsvermögens nur die Auswirkungen der technischen Optimierung betrachtet werden sollten. Würden eventuelle Erzeugungsverluste durch die Abgabe von ökologischen Abflüssen mit der Leistungserhöhung verrechnet werden, wäre der Anreiz derartige Maßnahmen durchzuführen zu gering.

5.3.2 Nachweis der ökologischen Anforderungen

Gemäß § 23 Absatz 4 gilt als Nachweis zur Erfüllung der ökologischen Anforderungen für neu zugelassene Wasserkraftanlagen die Zulassung der Wasserkraftnutzung. Im Übrigen kann der Nachweis durch die zuständige Behörde oder durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft erfolgen. Dieses Gutachten muss der zuständigen Wasserbehörde vorgelegt und von dieser binnen zwei Monate bestätigt werden. Die Bestätigung darf nur versagt werden, wenn die Behörde erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

Gemäß der Übergangsvorschrift in § 66 Absatz 14 EEG kann von diesem Verfahren auf Wunsch des Anlagenbetreibers abgewichen und die entsprechenden Regelungen des EEG 2009 angewendet werden, wenn die Modernisierung vor dem 1. Januar 2014 abgeschlossen ist. Nach EEG 2009 gilt das Umweltgutachten als Nachweis der Einhaltung gewässerökologischer Anforderungen, ohne dass es von der zuständigen Wasserbehörde bestätigt werden muss.

Bis heute treten Fälle auf, in denen erhebliche Zweifel an der Richtigkeit der Gutachten bestehen. Derartige Fälle haben schon mehrere Gerichte beschäftigt. Auch die Clearingstelle EEG hat sich in ihrem Votum 2010/18 mit diesem Thema auseinander gesetzt. Schließlich hat das BMU im Juni 2013 einen Hinweis zum Nachweis der Einhaltung gewässerökologischer Anforderungen durch Umweltgutachter-bescheinigungen nach dem EEG 2009 veröffentlicht, siehe Anhang A.3. Das BMU folgt

den Leitsätzen der Clearingstelle, nach denen die Bescheinigung nicht nur formalen Grundsätzen entsprechen, sondern auch objektiv nachvollziehbar, in sich widerspruchsfrei und schlüssig sein muss.

Um zweifelhafte Gutachten zu vermeiden, ist die entsprechende Regelung im EEG 2012 geändert worden. Die Regelung im EEG 2012 zum Nachweis der ökologischen Anforderungen wird von allen Wasserbehörden als besser, von einigen gar als wesentlich besser bewertet als die Regelung nach EEG 2009. Von einigen Behörden kam daher der Wunsch nach Abschaffung der Übergangsregelung nach §§ 66 EEG sowie nach einer Abschaffung von Umweltgutachten generell.

Auf die Frage wie groß der Bürokratieaufwand für den Nachweis ist, antworteten die Behörden unterschiedlich. Die Antworten reichten von einem zeitlichen Vorteil, der sich durch die gleichzeitige Bearbeitung der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie ergibt, bis hin zu einem großen Aufwand. Die Mehrzahl der Antworten benannte einen geringen oder unerheblichen Aufwand, wenn die Behörde im Wege einer wasserrechtlichen Zulassung oder Änderung bereits tätig ist. Die Überprüfung der Umweltgutachten hingegen ist mit einem Aufwand verbunden, insbesondere wenn die Einschätzung des Gutachters nicht der der Behörde entspricht. Hierzu lagen allerdings bisher erst wenige Erfahrungen vor. Einige Behörden, u.a. Bayern, gaben zusätzlich an, dass ein höherer Aufwand in Anbetracht der besseren Durchsetzbarkeit wasserrechtlicher Anforderungen und zur Vermeidung widersprüchlicher Beurteilungen durchaus gerechtfertigt sei.

Es wird bemängelt, dass die Wasserbehörden keinen direkten Kontakt zu den Netzbetreibern haben. Oft ist den Behörden der Netzbetreiber nicht bekannt. Bei Sachverständigengutachten mit Bestätigung durch die Wasserbehörde wird der Netzbetreiber im Falle einer Ablehnung nicht durch die Behörde informiert. Durch die direkte Information des Netzbetreibers, dass eine Ablehnung der beantragten Bestätigung erfolgte, könnten Missbrauchsfälle wirksam unterbunden werden.

Von den befragten Umweltgutachtern (sieben Antworten) äußerten sich drei Umweltgutachter kritisch zur Regelung der Nachweisführung im EEG 2012. Sie bemängelten die fehlende Definition der Durchgängigkeit, insbesondere für Kleinstlebewesen, die umfangreichen Anforderungen nach WHG und den damit nur geringfügigen Mehrerlös. Durch die hohen finanziellen Belastungen greife das EEG 2012 in der Praxis kaum. Nur ein Umweltgutachter beurteilte die neuen Regelungen mit dem Verweis auf §§ 33-35 WHG deutlich besser, da damit eine Verpflichtung zur Herstellung der Durchgängigkeit der Gewässer einhergehe.

Zum Vorschlag der Weiterentwicklung von entsprechenden Regeln wurden von den Umweltgutachtern einheitliche Standards zum Mindestabfluss, Fischschutz (Rechenstabweiten), Fischabstieg, Umfang der Leistungserhöhung und Alternativ-Maßnahmen in Ausnahmefällen angeregt. Zum Begriff der Durchgängigkeit wurde auch

das Einbeziehen der stromabwärts gerichteten Durchgängigkeit empfohlen. Die Nachweisführung soll im Nachhinein erfolgen.

Laut Angaben der Umweltgutachter betragen die Kosten für ein Gutachten zwischen 1.800 € und 3.000 €. Bei einem Gutachter wurde ein Preis von maximal 13.500 € angegeben.

Nach Angaben der Netzbetreiber wurde der Nachweis nach EEG 2009 in 284 Fällen (ca. 66 %) durch Umweltgutachten und in 148 Fällen (ca. 34 %) durch die Behörden erbracht. Nach EEG 2012 wurden bisher 51 Nachweise erbracht, davon 27 oder 53 % durch Gutachten und 24 oder 47 % durch Behörden (Tabelle 44).

Die Unteren Wasserbehörden in Baden-Württemberg geben an, dass 2012 nur noch vier Nachweise durch Umweltgutachten, aber 40 durch die Behörden erbracht wurden (9 %/91 %). Nach EEG 2009 betrug das Verhältnis der Nachweise ein Drittel zu zwei Drittel. Bei dieser Aussage ist aber zu berücksichtigen, dass den Behörden nicht alle Fälle, die durch Gutachten nachgewiesen worden sind, bekannt sind.

Tabelle 44: Anzahl der Nachweise durch Umweltgutachten und Behörden

	Anzahl der Nachweise			
	EEG 2009		EEG 2012	
Nach Angaben der	Umwelt-gutachten	Behörde	Umwelt-gutachten	Behörde
Netzbetreiber	284 (66 %)	148 (34 %)	27 (53 %)	24 (47 %)
Untere Wasserbehörden Baden-Württemberg	49 (33 %)	97 (67 %)	4 (9 %)	40 (91 %)
Umweltgutachter, -innen	21		5	

Erwartungsgemäß ist zu erkennen, dass die Anzahl der Maßnahmen, die durch Gutachter und Gutachterinnen nachgewiesen wird, ab 2012 abgenommen hat.

5.4 Aufbau eines Anlagenregisters

Wie in § 64e EEG verankert, ist das BMU ermächtigt, durch Verordnung die Einrichtung und den Betrieb eines Anlagenregisters zu regeln. Für die Wasserkraft existiert ein solches Register bisher noch nicht. Bereits in BMU (2011) wurde die Einrichtung eines Anlagenregisters für die Wasserkraft diskutiert.

Planungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien sind auf eine verlässliche Erfassung des Bestands und des Zubaupotenzials angewiesen. Zu den erforderlichen Bestandsdaten gehören zumindest Lage (Gewässername, Gewässerkennzahl, Flusskilometer, Ort), Ausbauleistung und Energieertrag. Da der Betrieb von Wasserkraftanlagen i.d.R erhebliche Auswirkungen auf die Gewässerökologie hat, sind die Anforderungen des WHG zur Wasserkraft als Vergütungsvoraussetzung im EEG genannt.

Die Bestandserfassung bei Wasserkraftanlagen erfolgt bislang durch verschiedene Institutionen:

- Verbände erheben die Daten ihrer Mitglieder,
- Fischaufstiegsanlagen,
- Institute/Universitäten erheben Daten im Rahmen von Einzeluntersuchungen oder regionalen Studien,
- Bundesländer bzw. Landesbehörden verfügen z.T. über Datenlisten oder Datenbanken zu Wasserkraftanlagen, Querbauwerken und/oder
- Energieversorger und Netzbetreiber melden Daten zu Wasserkraftanlagen, die eine Einspeisevergütung nach EEG erhalten, in einer festgelegten Abfolge an die ÜNB, die diese veröffentlichen und an die BNetzA weiterleiten.

Die bei den verschiedenen Institutionen erfassten Einzeldaten zu den Wasserkraftanlagen sind u.a. aufgrund unterschiedlicher Fragestellungen sehr heterogen. Aktualität und Vollständigkeit sind nicht immer gegeben. Die Daten werden insbesondere von privaten Institutionen nicht bzw. nicht kostenlos zur Verfügung gestellt.

Zurzeit sind die im Rahmen des EEG veröffentlichten Anlagendaten die umfassendste, öffentlich zugängliche Quelle für Wasserkraftanlagen, die eine EERG-Vergütung erhalten. Aus einer Veröffentlichung im Jahr 2004 (HEIMERL 2004) sind für WKA der Leistung $\geq$ 1 MW Lage, Leistung und Jahresarbeit der meisten Anlagen bekannt. Bis auf die Wasserkraftanlagen, die rein für den Eigenverbrauch arbeiten und die daher keinen Strom einspeisen, ist somit der Großteil der Wasserkraftanlagenstandorte bekannt.

Angaben zur Ausstattung von Wasserkraftanlagen mit ökologischen Maßnahmen liegen dagegen nur punktuell vor.

Empfehlung zum Anlagenregister

Die Bundesnetzagentur stellt die Daten der Wasserkraftanlagen mit EEG Vergütung zusammen und wertet sie für den Statistikbericht aus. Eine Zusammenführung der bisher getrennt vorliegenden Stammdaten und Bewegungsdaten in einer Datenbank, die Abfragen über die verschiedenen Erfassungsjahre zuließe, wäre ein entscheidender Vorteil, gegenüber der heutigen Situation.

Es wird vorgeschlagen zu prüfen, ob zusammen mit den Stamm- und Bewegungsdaten auch eine Beschreibung der ökologischen Maßnahmen in ein Anlagenkataster aufgenommen werden könnte. Damit ist für jedes Gewässer nachvollziehbar, welche ökologischen Maßnahmen durchgeführt wurden.

Ein Anlagenregister würde insgesamt die Transparenz hinsichtlich der Standorte und Maßnahmen erhöhen und damit einem möglichen Missbrauch entgegen wirken.

5.5 Querbauwerksregel

Um zu verhindern, dass neue Staustufen oder Wehranlagen in ökologisch empfindlichen Gewässerstrecken errichtet werden und damit den Bemühungen zur Umsetzung der EU-WRRL nach einem guten ökologischen Zustand zuwiderlaufen, wurde mit dem EEG 2004 ein Absatz (§ 23 Absatz 5 EEG 2012) aufgenommen, der den Vergütungsanspruch für den Neubau von Wasserkraftanlagen daran koppelt, dass diese nur an bestehenden oder zu anderen Zwecken als der Stromerzeugung aus Wasserkraft errichteten Staubauwerken oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden sind.

Aktuell ist in Erwägung zu ziehen, ob § 23 Absatz 5 entfallen kann. Das im WHG (2010) und in der EU-WRRL verankerte Verschlechterungsverbot verhindert den Neubau von Staustufen oder Wehranlagen ohnehin. Diese Maßnahmen sind genehmigungspflichtig und es ist nicht zu erwarten, dass die zuständigen Behörden bei der jetzigen Gesetzeslage den Bau eines Staubauwerks mit erheblichen negativen Auswirkungen auf die Gewässerökologie zulassen, siehe auch Kapitel 6.1.

Würden neue Staustufen oder Wehranlagen errichtet, wäre dies darüber hinaus mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Die ökologisch empfindlichen Gewässerstrecken befinden sich vor allem in den Oberläufen, in denen aufgrund des Wasserdargebots nur kleine Wasserkraftanlagen errichtet werden können. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist aber selbst ohne den Neubau der erforderlichen Stauanlage nicht gegeben, siehe Kapitel 4.2.2.

5.6 Empfehlungen

In der Vergangenheit war es mangels konkreter gesetzlicher Regelungen zur Verbesserung der Gewässerökologie im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung notwendig, den Vergütungsanspruch an die Umsetzung von Maßnahmen zur ökologischen Verbesserung zu knüpfen. Derzeit ist der Vergütungsanspruch an die im WHG formulierten Anforderungen an die Wasserkraft gebunden.

Alternativ ist zu prüfen, ob auf diesen Verweis verzichtet werden kann, da die Anforderungen durch das WHG ohnehin bestehen. Im EEG wäre daher die Vergütung nur noch an die Umsetzung von Effizienzsteigerung an bestehenden Standorten oder an das Ziel der Potenzialnutzung bei neuen Anlagen gebunden.

Bleibt der **Verweis auf das WHG** bestehen, werden folgende Änderungen für die Nachweisregelung empfohlen:

- Es wird empfohlen, im EEG klarzustellen, dass die technischen und gewässerökologischen Anforderungen, die als Voraussetzung für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft definiert wurden, über die gesamte Dauer des Vergütungszeitraums einzuhalten sind und dass der Netzbetreiber angehalten ist, die Zahlungen dann einzustellen, wenn die erforderlichen Anforderungen gemäß WHG nicht mehr eingehalten werden. Die Rechtsfolgen für die EEG-Vergütung sollten präzisiert werden. Hier bietet sich eine Kürzung auf den Marktwert des Stroms entsprechend der Regelung des § 17 Abs. 2 EEG an.
- Es wird weiterhin empfohlen, eine Informationsmöglichkeit der zuständigen Behörden an den Netzbetreiber im EEG zu verankern. Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, begründeten Hinweisen zur möglichen Nichteinhaltung der technischen oder ökologischen Anforderungen nachzugehen.
- Des Weiteren sollte im EEG klargestellt werden, dass der Netzbetreiber angehalten ist, die Zahlungen dann einzustellen, wenn die erforderlichen Anforderungen gemäß WHG nicht mehr eingehalten werden. Es bietet sich beispielweise an, § 23 Absatz 4 entsprechend zu formulieren.
- Die Regelung der Nachweispflicht im EEG 2012 dämmt den möglichen Missbrauch durch gutachterliche Stellungnahmen ein. Auch wenn aus Behördensicht Gutachten für den Nachweis der ökologischen Verbesserung nicht erforderlich sind und der administrative Aufwand in der DAU nicht zwingend gerechtfertigt erscheint, sind Fälle denkbar, in denen durch Maßnahmen, die keine wasserrechtliche Zulassung erfordern, die Anforderungen nach dem WHG erfüllt werden. Auch könnte eine Gutachterin oder ein Gutachter in Zukunft die wirtschaftliche Angemessenheit von Maßnahmen prüfen. Daher wird empfohlen, die Regelung zunächst beizubehalten und im Rahmen des folgenden Erfahrungsberichts erneut zu überprüfen.
- § 23 Abs. 4 Satz 3, Nr. 2 sollte dahin gehend ergänzt werden, dass in begründeten Fällen eine einmalige Verlängerung der Zwei-Monats-Frist zulässig ist.
- Für den Nachweis der Erfüllung der technischen Anforderungen wird empfohlen, das im Hinweis 2012/14 der Clearingstelle empfohlene Verfahren zu etablieren und gleichzeitig klar zu stellen, dass sich die Erhöhung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens nur auf die technischen Maßnahmen bezieht. Eine Verrechnung der Leistungssteigerung mit dem Erzeugungsverlust durch ökologische Abflüsse sollte nicht stattfinden. Der Anreiz, neben den ohnehin

erforderlichen ökologischen Anforderungen auch die technischen Anforderungen zu erfüllen, wäre zu gering.

- Durch die Neuordnung des WHG kann § 23 Absatz 5 entfallen. Das Verschlechterungsverbot verhindert den Neubau von Staustufen oder Wehranlagen in gewässerökologisch empfindlichen Strecken ohnehin.

6 Ökologische Aspekte

6.1 Auswirkungen der Wasserkraft auf Gewässerökologie, Natur und Landschaft

Die Gewässerökologie wird am Standort einer Wasserkraftanlage im Vergleich zum natürlichen Gewässer in mehrfacher Hinsicht beeinträchtigt.

Diese Auswirkungen können zusammengefasst werden als

- Beeinträchtigung der Durchgängigkeit für die Aquafauna sowohl bei der stromaufwärts als auch bei der stromabwärts gerichteten Wanderung
- Folgen von Aufstau und Ausleitung auf die Lebensgemeinschaften in und an Fließgewässern.

Bestimmte Betriebsweisen von Wasserkraftanlagen wie der Schwellbetrieb haben zusätzliche Auswirkungen.

6.1.1 Stromaufwärts gerichtete Wanderungen

Querbauwerke be- oder verhindern die stromaufwärtsgerichtete Wanderung von Fischen und aquatischen Wirbellosen, wenn die durch sie bedingten hydraulischen Verhältnisse und die Gestaltung des Gewässerbetts die physiologischen Fähigkeiten der aufwanderwilligen Organismen überschreiten. Insbesondere folgende Parameter sind für die **Passierbarkeit** von Querbauwerken entscheidend:

- Die Fische müssen entsprechend ihrem normalen Verhalten in der fließenden Welle wandern können.
- Die maximale Fließgeschwindigkeit an jedem Gefällesprung und die Energie, die zur Überwindung eines Wanderhindernisses insgesamt erforderlich ist, dürfen artspezifische Grenzwerte nicht überschreiten.
- Wirbellose benötigen eine ausreichend strukturierte, durchgehende raue Sohle.

Ein Querbauwerk kann für bestimmte Arten bereits bei sehr geringen Absturzhöhen (ca. 0,1 bis 0,2 m bei MQ) und glatten Sohlenabschnitten als Wanderhindernis wirken.

In 2012 wurde von der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA) ein Merkblatt veröffentlicht (DWA-M 509), in dem entsprechende Grenzwerte für den Fischaufstieg insbesondere im Hinblick auf die Planung von Fischaufstiegsanlagen angegeben sind.

Die Aufwanderung wird auch beeinträchtigt, wenn eventuell bestehende Wanderkorridore nicht oder nur mit erheblichem Zeit- bzw. Energieverlust aufgefunden werden können. Die **Auffindbarkeit** von Wanderkorridoren kann durch konkurrierende Strömungen (z. B. Gewässerverzweigungen an der Mündung des Unterwasserkanals einer Wasserkraftanlage, Abbildung 48) oder durch kleinräumige Sackgassenwirkungen in Folge falsch platzierter Einstiege in Fischaufstiegsanlagen verursacht werden.

Gewässerabschnitte, die im Vergleich zu unbeeinflussten Strecken und gemessen an den physiologischen Anforderungen der jeweiligen Fischfauna eine zu geringe Fließtiefe und zu niedrige Fließgeschwindigkeiten aufweisen, sind nicht oder nur unzureichend durchwanderbar. Das gilt in typischer Weise für Ausleitungsstrecken von Wasserkraftanlagen, wenn kein ausreichender **Mindestabfluss** abgegeben wird und sie über lange Zeiträume einen zu niedrigen Abfluss aufweisen.

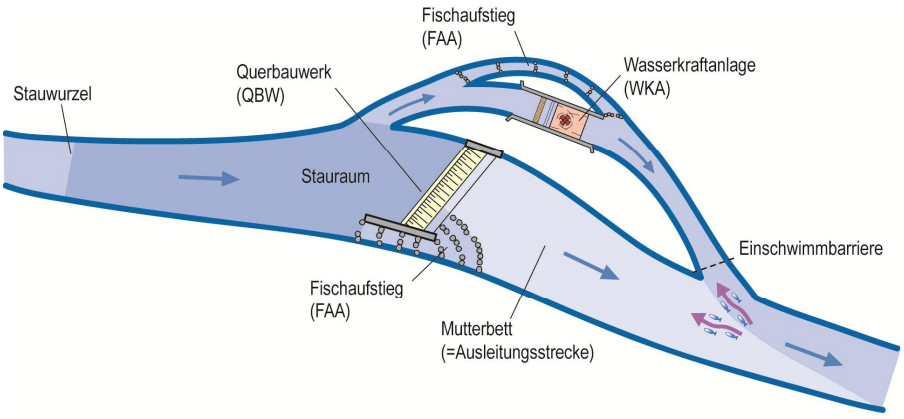


Abbildung 48: Standort mit Ausleitungskraftwerk

[Quelle: Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH]

Anadrome Arten (z.B. Lachs, Meerforelle) sind in besonderem Maße von Einschränkungen der Aufstiegsmöglichkeiten betroffen, da bereits ein einziges stromaufwärts unpassierbares Querbauwerk zum Erlöschen der Populationen führen kann.

Für die wirbellosen aquatischen Organismen sind zwar umfangreiche stromaufwärts gerichtete Wanderungen dokumentiert und auch aus der Drift ergibt sich die Forderung nach der Überwindbarkeit von Querbauwerken für diese Artengruppe. Allerdings ist es bislang nicht gelungen, die Auswirkungen unpassierbarer Querbauwerke auf die Besiedlung der oberhalb gelegenen Gewässerstrecken oder den Effekt der Wiederherstellung der Durchwanderbarkeit zu quantifizieren.

6.1.2 Stromabwärts gerichteten Wanderungen

Die stromabwärts gerichtete Wanderung der Aquafauna wird durch Querbauwerke und Wasserkraftanlagen nicht vollständig unterbunden. Es stellt sich vor allem die Frage, ob bzw. in welchem Umfang abwandernde Organismen geschädigt oder getötet werden.

Fische können überströmte Querbauwerke in der fließenden Welle flussabwärts passieren. Eine Verletzungsgefahr besteht – abhängig von der Fischart - bei einer Absturzhöhe über 10 m oder durch Kollision mit harten Strukturen im Unterwasser (zu geringes Wasserpolster, Störkörper im Tosbecken etc.). Bei großen Fallhöhen ist darüber hinaus mit Schädigungen in Folge von Gasübersättigung zu rechnen.

Wird der Abfluss des Gewässers zu einem wesentlichen Anteil durch ein Wasserkraftwerk geleitet, folgen abwandernde Fische in der Regel dieser Hauptströmung und gelangen an den Einlassrechen der Anlage. Dort können verschiedene Beeinträchtigungen bzw. Schäden auftreten:

- In Abhängigkeit von der lichten Weite des Rechens und der Anströmgeschwindigkeit werden Fische an den Rechen angepresst oder können in Richtung Oberwasser entfliehen.
- Fische, die den Rechen passieren, können in die Wasserkraftmaschine gelangen und dort geschädigt werden.

Eine schadensfreie Abwanderung der Fische an Wassernutzungsanlagen ist nur möglich, wenn sie weder am Rechen geschädigt werden noch ihn passieren, sondern einen geeigneten Bypass zum Unterwasser finden können.

Das Ausmaß der Schädigung bzw. der Mortalität ist u.a. abhängig von der Anordnung und dem Ausbaugrad des jeweiligen Wasserkraftwerks, dem Rechen- und Turbinentyp, dem aktuellen Betriebsmodus sowie der Art und Größe der betroffenen Arten.

Eine weitere Erhöhung der Mortalitätsrisiken für abwandernde Fische ist der Prädationsdruck im Unterwasser von Wasserkraftwerken: Nach der Turbinenpassage sind auch unverletzte Fische desorientiert und damit leichte Beute für Fressfeinde aller Art, d. h. sowohl für Raubfische als auch für fischfressende Vögel.

Auch in den Staubereichen ist durch die veränderte Artenzusammensetzung mit einem erhöhten Prädationsdruck zu rechnen.

Gesamtüberlebensrate in vielfach gestauten Gewässern

Die Schadensraten bei abwandernden Fischen kumulieren sich in vielfach gestauten Gewässern mit Wasserkraftnutzung, da sich die einzelnen Überlebensraten von über die gesamte Staukette abwandernden Fischen multiplizieren. Dies kann beispielhaft verdeutlicht werden, wenn man gleiche Überlebensraten q an jeder von n Staustufen annimmt. Dann ergibt sich die Gesamtüberlebensrate p aus der Beziehung:

$p = q^n$.

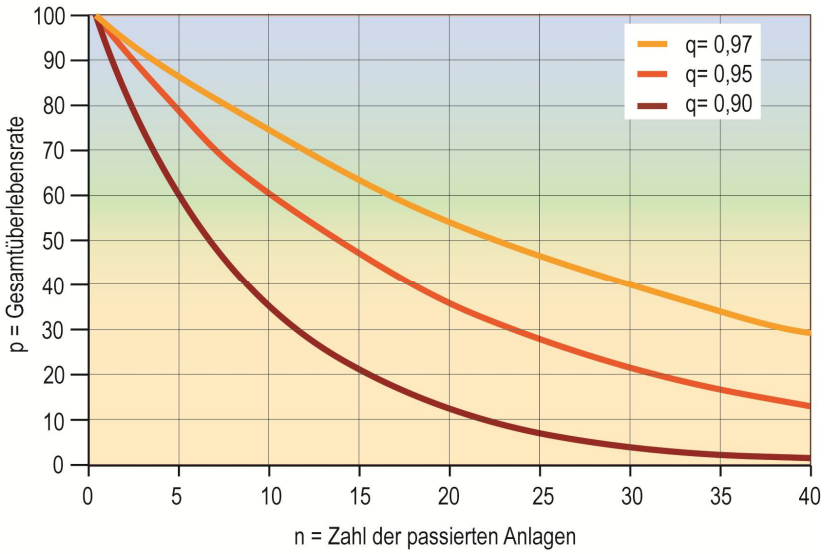


Abbildung 49: Gesamtüberlebensrate p abwandernder Fische in vielfach gestauten Gewässern

[Quelle: Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH]

6.1.3 Auswirkungen des Aufstaus auf die Lebensgemeinschaften in und an Fließgewässern

In Stauräumen wird das Fließgewässer in Bezug auf eine Vielzahl von Parametern verändert. Das Ausmaß dieser Veränderungen ist abhängig von der Größe und der Betriebsweise des Querbauwerks sowie vom jeweiligen Gewässertyp bzw. der Fließgewässerregion.

Hydromorphologische Veränderungen

- Die Querschnittsvergrößerung im Stauraum bewirkt eine Reduktion der Fließgeschwindigkeit und damit eine Abnahme der Transportkraft der fließenden Welle. Infolgedessen findet eine sukzessive Ablagerung von feinerem Geschiebe, Sand und Schlamm statt.
- Der geänderte Geschiebehaushalt kann zu Veränderungen des Gewässerbettes im Unterwasser von Staustufen (z. B. Eintiefungen) führen.
- Bei geschiebereichen Flüssen sind regelmäßige Stauraumspülungen notwendig, um die Verlandung des Stauraumes zu verhindern.
- Große Stauräume haben eine regulierende Funktion auf den Abfluss im unterhalb liegenden Gewässerabschnitt. Die reduzierte Abflussdynamik kann – auch im Zusammenhang mit dem geringeren Sedimenttransport – zur Überformung des Gewässers beitragen.

Chemisch-physikalische Veränderungen

- In großen Stauräumen erhöht sich die Temperatur oberflächennaher Wasserschichten. Rhithrale Arten (Arten der Äschen- und Forellenregionen), die an niedrige Wassertemperaturen gebunden sind, verlieren ihren Lebensraum.
- In eutrophen Gewässern können in Staubereichen starke pH-Wert-Schwankungen mit Spitzenwerten in Abhängigkeit von der Phytoplanktonbildung auftreten.
- Sowohl die Erwärmung des Wasserkörpers als auch die steigenden pH-Werte im Staubereich entfalten eine erhebliche Fernwirkung bezüglich der unterhalb gelegenen Fließstrecken, in denen sich die physikalisch-chemischen Wasserparameter erst allmählich wieder normalisieren.
- Auch im Falle von Talsperren, bei denen der Abfluss aus dem kalten Tiefenwasser erfolgt, wird das Temperaturregime der unterhalb gelegenen Fließstrecke nachhaltig verändert.
- Die durch Aufstau bewirkte Reduktion des Turbulenzgrades verringert den Gasaustausch zwischen Atmosphäre und Wasserkörper. Infolgedessen sinkt in Stauhaltungen mit dem Sauerstoffgehalt auch die Selbstreinigungskraft. In Kombination mit der Sauerstoffzehrung durch den Abbau sedimentierter Schlämme können in belasteten Gewässern akute Sauerstoffmangelsituationen auftreten, im Extremfall ist der Stauraum nicht mehr besiedelbar, es ereignen sich akutes oder schleichendes Fischsterben.

Auswirkungen auf die aquatische Fauna und Flora

Die beschriebene Reduktion der Fließgeschwindigkeit und der Dynamik des Gewässers und der dadurch bedingten reduzierten Umlagerung des Substrates sowie die Überlagerung mit Feinsedimenten, ergeben erhebliche Veränderungen des aquatischen Lebensraums:

- Die Lebensräume wirbelloser Organismen und bodenorientierter Fischarten sowie die Reproduktionsareale kieslaichender Fischarten werden beeinträchtigt oder gehen verloren.
- Rheophile (strömungsliebende) Fische, deren Ausrichtung in der Strömung durch Fließgeschwindigkeiten von mindestens 0,2 m/s ausgelöst wird, meiden schwach durchströmte Stauräume.
- Durch ausgedehnte Stauräume mit Feinsedimentablagerungen und ggf. sogar Sauerstoffdefiziten im sohlennahen Bereich werden Gegenstromwanderungen von Wirbellosen massiv behindert.
- Als Folge gehen Artenvielfalt und Besiedlungsdichte zurück und die Besiedlung entspricht nicht mehr der jeweiligen Fließgewässerregion.

Auch die Wasserpflanzengesellschaft der submersen, emersen und amphibischen Lebensräume in und entlang von Stauräumen zeigt gegenüber ungestauten Fließgewässern charakteristische Veränderung. Einerseits wird durch die geringe Strömung und die Ablagerung von Feinsubstraten die Ansiedlung von Wasserpflanzen gefördert, doch sind andererseits die Standortbedingungen zumeist sehr instabil, da die Pflanzen den während Hochwässern auftretenden Fließ- und Sohlschubgeschwindigkeiten nichts entgegensetzen können und aus dem Untergrund herausgerissen und verdriftet werden.

Zudem verringert sich mit zunehmender Wassertiefe der Lichteinfall auf den Gewässerboden. Dies reduziert den Grundaufwuchs, der vor allem aus niederen Pflanzen, wie beispielweise fädigen Algen besteht. Diese sind eine in der Nahrungskette wichtige Nahrungsbasis für wirbellose Organismen, aber auch z. B. die auf die Beweidung dieser Flora spezialisierte Fischart Nase (Chondrostoma nasus).

6.1.4 Auswirkungen von Ausleitungen auf die aquatischen Lebensgemeinschaften

Ausleitungsstrecken an Wasserkraftanlagen sind durch ein massiv verändertes Abflussregime gekennzeichnet:

In den Zeiten, in denen der Abfluss im Gewässer weitgehend zur Energiegewinnung genutzt wird, verbleibt im Mutterbett lediglich der Mindestabfluss, falls dieser überhaupt festgelegt ist bzw. abgegeben wird. Da Wasserkraftanlagen häufig auf den mittleren Abfluss ausgelegt sind, herrschen diese reduzierten Abflussverhältnisse in Abhängigkeit vom hydrologischen Charakter des Gewässers an ca. 250 bis 280 Tagen pro Jahr. Allerdings ist dies kein zusammenhängender Zeitraum, da immer wieder Abflussspitzen auftreten, bei denen die Ausleitungsstrecke stärker durchströmt wird. In jedem Fall resultiert jedoch eine erheblich größere Spreizung der Abflüsse gegenüber dem natürlichen Regime. Die Auswirkungen von Ausleitungen auf den Lebensraum im Mutterbett hängen sehr stark ab von

- ihrem absoluten und zeitlichen Ausmaß bzw. vom verbleibenden Mindestabfluss,
- von der Struktur des Mutterbettes sowie
- dem Fließgewässertyp und der –region.

Hydromorphologische Veränderungen

Die Verringerung des Gesamtabflusses führt zu einer Reduktion der Fließgeschwindigkeit und der Schleppkraft. Es besteht eine Tendenz zur Ablagerung von Feinsedimenten in Zeiten geringer Wasserführung.

In Abhängigkeit vom Mindestabfluss ist die Wassertiefe reduziert, wodurch auch die Strömungsdiversität verändert wird.

Da sich die permanent benetzte Querschnittsfläche verringert, kommt es zu einer quantitativen Reduktion des Lebensraumes und zu einer Abnahme der Vielfältigkeit der Habitatausprägungen.

Chemisch-physikalische Veränderungen
Temperaturerhöhungen im Sommer und verstärkte Grundeisbildung im Winter machen ausgeleitete Gewässerstrecken zu Extremlebensräumen.

Wenn ein Gewässer Abwasserbelastungen und/oder hohe Nährstofffrachten aufweist, treten Eutrophierungserscheinungen in Ausleitungsstrecken verstärkt auf. Tagsüber entstehen Sauerstoffübersättigungen durch pflanzliche Primärproduzenten, während der Nacht hingegen Sauerstoffdefizite. Diese Änderung der chemisch-physikalischen Verhältnisse hat eine quantitative Abnahme des Makrozoobenthos sowie eine Verringerung der Artenzahl und Diversität zur Folge.

Auswirkungen auf die aquatische Fauna und Flora
Generell ist mit einer Verarmung der aquatischen Fauna und Flora zu rechnen. Die geringe Wassertiefe und die reduzierten Geschwindigkeiten schränken die Besiedelbarkeit von Mutterbetten durch größere Fische ein. Der Alters- und Populationsaufbau der Fischfauna wird nachhaltig gestört. Insbesondere rheophile Organismen sind oft nicht in der Lage, sich derartigen Veränderungen des Lebensraumes anzupassen.

Infolge der vielfältigen Veränderungen der Lebensbedingungen im Mutterbett wird das Nährtierangebot in Ausleitungsstrecken reduziert, woraus eine Abnahme des Fischbestandes resultiert.

Selbst bei Vorhandensein optimal konstruierter Fischwege an Ausleitungswehren ist die Durchwanderbarkeit von Mutterbetten infolge reduzierter Wassertiefen oftmals stark eingeschränkt, so dass die Fischaufstiegsanlagen ihrer Funktion nicht im erforderlichen Umfang gerecht werden.

Hinzu kommt die Problematik der konkurrierenden Leitströmungen an der Mündung des Unterwasserkanals in das Mutterbett: Fische folgen der Hauptströmung und werden dadurch in den Zeiten mit reduziertem Abfluss im Mutterbett in den Unterwasserkanal der Wasserkraftanlage geleitet. Falls dort keine Fischaufstiegsanlage installiert ist, führt dies zu einer Sackgassenwirkung. Daraus resultiert zumindest ein Zeit- und Energieverlust für die Durchwanderung des Wasserkraftstandortes.

6.1.5 Auswirkungen der Wasserkraft insbesondere auf Natur und Landschaft

Es wurde im vorherigen Kapitel bereits dargestellt, dass insbesondere Stau und Ausleitung an Wasserkraftanlagen Auswirkungen auf die Aue und die umgebende Natur hervorrufen können:

- Je nach Bau- und Betriebsweise des Wehrs wird die Dynamik der Wasserspiegelschwankungen erheblich oder völlig eingeschränkt. Dadurch werden Erosions- und Umlagerungsprozesse reduziert.
- Häufig fehlen Hochwasser bedingte Überflutungen der Aue.
- In Niedrigwasserperioden treten oberhalb des Wehres bzw. im Stauraum keine trockenfallenden Bereiche wie Kies- oder Sandbänke auf.
- Der Wasserspiegel des Gewässers und damit der Grundwasserspiegel werden in Stau- oder Ausleitungsstrecken beeinflusst.
    - Im Staubereich wird der Wasserspiegel des Gewässers und der Grundwasserspiegel angehoben.
    - In ausgeleiteten Mutterbetten resultiert aus der reduzierten Wasserspiegellage oftmals eine Unpassierbarkeit des Mutterbettes. Auch einmündende Zuflüsse sind häufig nicht angebunden und somit für die aufwandernden Arten nicht erreichbar. Damit wird die laterale Vernetzung zwischen Haupt- und Nebengewässer unterbunden.
    - In der Aue sinkt der Grundwasserspiegel durch den niedrigen Wasserspiegel in den Ausleitungsstrecken. Weiterhin werden aufgrund der geringen Wasserführung offene vegetationsfreie Standorte permanent von krautiger Vegetation bewachsen; auf diesen Pionierstandorten besteht eine verstärkte Tendenz zur Verbuschung.

Hieraus resultieren gravierende Auswirkungen auf die Artenzusammensetzung und die Dominanzverhältnisse der Ufer- und Auenvegetation sowie der terrestrischen Fauna.

Im Bereich des Landschaftsbildes wird die Wasserkraftnutzung unterschiedlich bewertet. Gelten Wasserkraftanlagen in manchen Gebieten als Teil des historischen Erbes, als Denkmäler, oder touristische Sehenswürdigkeiten, können sie in anderen Zusammenhängen auch als das Landschaftsbild störende Elemente empfunden werden.

6.1.6 Auswirkungen des Schwellbetriebs an Wasserkraftanlagen

Beim Schwellbetrieb wird die Erzeugung im Laufwasserkraftwerk dem Leistungsbedarf im Stromnetz angepasst. Infolge dieser Anpassung schwankt der Wasserspiegel im Staubereich und der Abfluss unterhalb des Kraftwerks steigt bei hoher Stromnachfrage durch die Rückgabe von turbiniertem Wasser (Schwall) und sinkt bei nachlassendem Verbrauch wieder ab (Sunk), siehe auch Kapitel 9.2.

Die Auswirkungen des Schwellbetriebes auf das Ökosystem der Fließgewässer sind Gegenstand zahlreicher Untersuchungen (z.B. MEILE et al 2005, LIMNEX 2004, BUWAL 2003, UBA 2001). Häufig festgestellt werden:

- Abdrift von Wirbellosen und Jungfischen
- Trübung des Gewässers und Kolmation der Sohle
- Veränderung der Wasserqualität
- Temperaturänderung
- Veränderung der Flussmorphologie, trockenfallende Uferstreifen
- Abnahme Habitatangebot, geringe Verfügbarkeit geeigneter Laichplätze
- Abnahme Biomasse, Populationsdichte und Artenvielfalt

Von besonderer Bedeutung ist beim Schwellbetrieb der Gradient der Abfluss- und Wasserstandsänderung, d. h. je rascher Abfluss und Wasserstand zu bzw. abnehmen, umso stärker sind die Auswirkungen auf das Ökosystem, da Flora und Fauna nicht mit den üblichen Reaktionsschemata wie bei natürlichen Hochwasserereignissen reagieren können. Dies ist insbesondere bei der Abgabe in freie, nicht hierfür vorgesehene Gewässerabschnitte von Bedeutung, wie beispielsweise unterhalb einer Schwellkette.

Um diese negativen Auswirkungen des Schwellbetriebs zu minimieren sind bauliche oder betriebliche Maßnahmen zur Dämpfung des Schwalls in eine freie Fließstrecke möglich (BAFU 2012):

Bauliche Maßnahmen:

- Ableitung in ein anderes Gewässer (bspw. See, Kanal, Stollen)
- Bau größerer Speicherbecken zur Dämpfung der Schwall-Sunk-Amplitude
- Bau von kleineren Gradientenbecken zur Dämpfung der Anstiegs- / Rückgangsgradienten

Betriebliche Maßnahmen:

- Minimalabflusserhöhung ab Speicher oder ab Zentrale
- Verminderung des Maximalabflusses durch Leistungsbeschränkung
- Langsameres oder stufenweises An-/Zurückfahren der Turbinen
- Antizyklisches Turbinieren hintereinander gelegener Kraftwerks-Stufen

Die jeweiligen Maßnahmen können auch als Kombinationslösungen angewandt werden, mit denen sich zusätzliche Synergieeffekte nutzen lassen.

Vor allem aus der Schweiz sind Beispiele für Maßnahmen zur Schwalldämpfung unterhalb großer Speicherkraftwerke bekannt. An Kraftwerken an der Aubonne und am Doubs wurden zum Beispiel betriebliche Maßnahmen durchgeführt, während bei Kraftwerken an der Linth und an der Reuss wasserbauliche Maßnahmen getroffen wurden. Zurzeit sind Forschungsprojekte an den großen Alpenflüsse Alpenrhein, Rhone,

Aare und Ticino in Planung oder bereits in Arbeit (ESTOPPEY 2009). Darüber hinaus gibt es auch die Möglichkeit durch morphologische Maßnahmen am Gewässer die Negativfolgen aus schwellbetriebenen Wasserkraftanlagen abzumildern.

Schwallbetrieb ist in Deutschland grundsätzlich verboten ist. Erlaubt ist er nur dort, wo er ausdrücklich im Erlaubnisbescheid zugelassen ist, siehe Kap. 9.2.

7 Systemintegration

Wasserkraftanlagen sind als regelbare Erzeugungsanlagen aus technischer Sicht geeignet, die Systemintegration Erneuerbarer Energien zu unterstützen und somit zu einem stabilen Netz- bzw. sicheren Systembetrieb beizutragen. Die Auswirkungen des Speicherbetriebs, der in der Regel ein Schwellbetrieb ist, sind in Kapitel 6.1.6 erläutert. Auch mögliche Maßnahmen zur Reduzierung der negativen Auswirkungen der regelbaren Einspeisung der Wasserkraftnutzung werden dort genannt. Nachfolgend werden zunächst die neuen Anforderungen im Energieversorgungssystem skizziert und die resultierenden erforderlichen Systemdienste kurz vorgestellt.

7.1 Neue Anforderungen

Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem System mit hohem Anteil erneuerbarer Energien bei gleichzeitigem Rückbau konventioneller Kraftwerke stellt das deutsche wie auch das europäische Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen.

Nachfolgend werden die beiden Kernanforderungen, volatile Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen zu integrieren und trotz Rückgang der Einspeisung in Großkraftwerken einen sichereren Systembetrieb zu gewährleisten, näher beschrieben.

7.1.1 Volatilität regenerativer Erzeugung

Aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit steht die Einspeisung Erneuerbarer Energien i. d. R. nicht kontinuierlich zur Verfügung, sondern unterliegt ständigen Schwankungen, die nur mit großem Aufwand und begrenzter Genauigkeit vorhergesagt werden können. Die Volatilität der Einspeisung nimmt daher insbesondere mit fortgesetztem Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen kontinuierlich zu.

Umgekehrt senkt die Einspeisung aus regenerativen Quellen die Nachfrage, welche – abzüglich von Im-/Exporten sowie sonstiger Must-Run-Erzeugung – durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist. Diese „Rest-Nachfrage“ wird auch als Residuallast bezeichnet. Ein Rückgang der Residuallast wiederum geht i. A. mit einem verminderten Preisniveau an den Märkten für elektrische Energie einher (vgl. Unterkapitel 8.1.2), weshalb bestehende Vermarktungsmodelle von Erzeugungsanlagen an wirtschaftlicher

Attraktivität verlieren und insbesondere Anlagen mit relativ hohen Stromerzeugungskosten nicht mehr kostendeckend betrieben werden können.

7.1.2 Rückgang der Einspeisung konventioneller Kraftwerke

Ergänzend zu dem aus dem Rückgang des Strompreisniveaus im Großhandel resultierenden verringertem Kraftwerkseinsatz wird in den kommenden Jahrzehnten aufgrund der Energiewende auch ein Rückgang der in steuerbaren Anlagen installierten Leistung erwartet. Dies ist exemplarisch in Abbildung 50 dargestellt (4ÜNB 2012e).

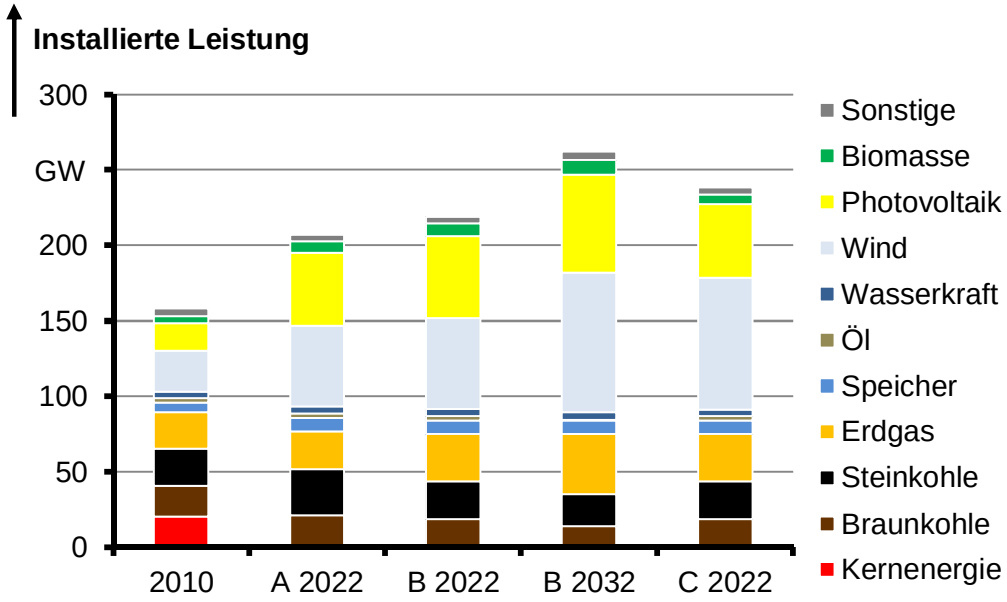


Abbildung 50: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland bei verschiedenen Szenarien für die Jahre 2010, 2022 und 2032

Steuerbare Anlagen werden jedoch benötigt, um einen stabilen Systembetrieb aufrecht zu erhalten, indem sie beispielsweise Spannung und Frequenz im Stromnetz regeln und auf diese Weise die in Deutschland angestrebte hohe Versorgungssicherheit aufrechterhalten. Volatile Einspeisung kann diese Aufgabe nur in begrenztem Maße oder bei signifikantem technischem und wirtschaftlichem Aufwand erfüllen.

Beiträge der Wasserkraft zur Systemintegration

Wasserkraftanlagen hingegen bieten grundsätzlich die Möglichkeit, durch gesteuertes bzw. geregeltes Erzeugen elektrischer Energie den Rückgang der Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Teilen zu kompensieren, falls die Anlagen flexibler eingesetzt werden können. Um dies näher zu erläutern wird nachfolgend in Kapitel 7.2 auf die unterschiedlichen Systemdienstleistungen eingegangen, die für den Netzbetrieb erforderlich sind. Anschließend stellt Kapitel 7.3 Grundlagen zu Steuerungsmöglichkeiten von Wasserkraftanlagen vor.

7.2 Systemdienstleistungen

7.2.1 Reserve

Anders als bei thermischen Kraftwerken geht mit der Erzeugung elektrischer Energie bei Wasserkraftanlagen keine Emission von Schadstoffen einher, so dass bei einem Teillastbetrieb – etwa aufgrund der Vorhaltung positiver oder der Erbringung negativer Reserve – zwar ggf. ein reduzierter Turbinenwirkungsgrad zu beobachten ist, dieser sich aber nicht mit einem Anstieg der anlagenspezifischen Emissionen einhergeht.

Vor diesem Hintergrund sind Wasserkraftwerke dazu geeignet, an Reservemärkten teilzunehmen. Dies erfordert jedoch, dass die Anlagen bestimmte technische Anforderungen erfüllen. Die detaillierten Eigenschaften der unterschiedlichen Reservequalitäten in Deutschland sind in Kapitel 8.2 erläutert.

7.2.2 Schwarzstartenergie

Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Eigenschaft von Erzeugungsanlagen, im Fall eines Blackouts ohne bestehendes Netz elektrische Energie zu erzeugen. Dies ist nur in Erzeugungseinheiten möglich, die ohne aufwendige und energieintensive Maßnahmen angefahren werden können. Aufgrund der hohen technischen Anforderungen ist die Anzahl der schwarzstartfähigen Kraftwerke bisher begrenzt (HARTMANN 2007).

Wasserkraftanlagen bieten aufgrund ihrer baulichen Eigenschaften sowie dem von der Verfügbarkeit von Elektrizität entkoppelten hydraulischen System die Möglichkeit, Schwarzstartenergie bereitzustellen und somit im Falle eines flächendeckenden Stromausfalls die lokale Wiederversorgung mit Strom zu unterstützen. Für einen großflächigen Nutzen sind hingegen Anlagen mit einer großen installierten Leistung erforderlich, wie sie i. A. von großtechnischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt wird.

7.2.3 Blindleistung

Blindleistung muss im Stromnetz bereitgehalten werden, um die Spannungshaltung im System zu gewährleisten. Dabei ist eine verbrauchsnahe Erzeugung anzustreben, um die Netzverluste gering zu halten. Aus diesem Grund wird Blindleistung von Kraftwerksbetreibern mit verbrauchsnahen Erzeugungseinheiten bezogen (HARTMANN 2007).

Da Laufwasserkraftwerke eine hohe Betriebsstundenzahl aufweisen, sind hydraulische Erzeugungsanlagen dazu geeignet, Blindleistung lokal bereitzustellen.

7.3 Steuerbarkeit

7.3.1 Anlagenbetreiber

Die Steuerbarkeit von Wasserkraftanlagen durch den Betreiber ist i. A. abhängig von den jeweiligen Erfordernissen ausgeführt. Während im Rahmen einer EEG-Vergütung zumeist keine direkte Steuerung erforderlich ist, kommen im Zuge der Integration in Märkte für Fahrplanenergie und Reserve (vgl. Kapitel 8) zumeist leitungsgestützte informationstechnische Kommunikationswege zum Einsatz, mit deren Hilfe eine Steuerung erfolgt und die erzeugten Energiemengen dokumentiert werden.

Aufwandsabschätzung

Der gesteuerte Betrieb von Wasserkraftanlagen erfordert grundsätzlich eine gute Prognostizierbarkeit des Wasserdargebots, um die Freiheitsgrade im Betrieb adäquat nutzen zu können. Während die Aufwendungen für die informationstechnische Anbindung begrenzt sind und i. A. wenige tausend Euro zzgl. Installationskosten umfassen, erfordert die Nutzung der Steuerungsmöglichkeiten auch eine (Leit-)Warte mit hinreichender Personalausstattung, von der aus das Kraftwerk betrieben wird. Sofern der Anlagenbetreiber nicht ohnehin eine derartige Einrichtung unterhält, können hier weitere kontinuierliche Kosten entstehen.

7.3.2 Netzbetreiber

Rundsteuertechnik

Die netzbetreiberseitige Fernsteuerung von Anlagen kann über die sogenannte Rundsteuertechnik erfolgen. Dabei wird ein Steuerbefehl im Stromnetz als Impulsfolge mit einer Frequenz deutlich über der Netzfrequenz an alle angeschlossenen Betriebsmittel (Broadcast) übertragen. Vor Ort können aus der empfangenen Impulsfolge Steuerbefehle abgeleitet und entsprechend interpretiert werden. Die Technik setzt eine entsprechende Anlagenausstattung voraus.

Funkrundsteuertechnik

Die Funkrundsteuertechnik ermöglicht wie die leitungsgebundenen Rundsteuertechnik das netzbetreiberseitige Fernsteuern von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. An Stelle des Stromnetzes wird jedoch der Langwellenbereich des Funknetzes als Übertragungsmedium verwendet.

Leistungs-Frequenz-Regelung

In besonderen Fällen kann die Erzeugungsleistung eines Generators direkt mit der Netzfrequenz gekoppelt werden. Diese sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung ermöglicht zwar keinen gesteuerten Zugriff auf die betroffene Anlage, jedoch kann der Einsatz die Netzstabilität erhöhen und auf diese Weise einen sicheren Betrieb gewährleisten.

7.4 Fernsteuerung von Wasserkraftanlagen

Nach § 6 EEG 2012 sind Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen Einrichtung zur Regelung der Einspeiseleistung auszurüsten. Die erstmalige Nachrüstung einer Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung gilt nach § 23 (2) Nr. 2 neben den ökologischen Anforderungen als eine mögliche Voraussetzung für den Anspruch der Vergütung.

Gemäß BMU (2011) ist eine Reduzierung der Einspeiseleistung bei Wasserkraftanlagen mit der Drosselung der Turbine(n) gleichzusetzen. Zur Vermeidung einer Wasserspiegelerhöhung im Oberwasser bzw. eines Wehrüberfalls werden ein eventuell vorhandener Leerschuss und bei beweglichen Wehren ein Wehrverschluss geöffnet.

Um die Wasserkraftanlage nach Beendigung des Eingriffs wieder ans Netz zu nehmen bzw. die Einspeiseleistung zu erhöhen, sind Wehrverschlüsse und Leerschuss zu schließen sowie die Turbine wieder zu öffnen. Dieses muss nach bestimmten Regelalgorithmen geschehen, um stärkere Wasserstandsschwankungen zu vermeiden. Bei großen Anlagen (> 5 MW) erfolgt das Anfahren der Turbinen meist nicht vollautomatisch und kann mehrere Stunden dauern.

Die meisten Wasserkraftanlagen > 100 kW verfügen über eine automatische Steuerung der Turbinenöffnung. Im einfachsten Fall handelt es sich bei Kleinwasserkraftanlagen um speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS). Bei größeren Wasserkraftanlagen sind dies computergestützte Steuerungs- und Diagnosesysteme, die die Aufgaben der Zustandskontrolle, Trendbeobachtung, Steuerung und Schadensdiagnose bewältigen.

Um eine Anlage komplett fernzusteuern, sind Leerschuss, Wehr und Einlaufbauwerk mit einem elektrischen oder hydraulischen Antrieb und einer Fernsteuerung auszurüsten. Die ggf. vorhandene Turbinensteuerung muss umprogrammiert bzw. ersetzt werden.

Von den Energieversorgungsunternehmen werden die einzelnen Anlagen mit Hilfe der Funkrundsteuertechnik angesteuert. Die Ansteuerung erfolgt drahtlos ohne individuelle Daten-Verbindung und ohne Latenzzeit. Die Betreiberinnen und Betreiber von Erzeugungsanlagen müssen einen sogenannten Funkrundsteuerempfänger installieren, damit eine Ansteuerung erfolgen kann. Die Geräte sind je nach Bautyp auch in der Lage, die geforderte Ist-Einspeisung anzugeben. In der Regel werden über den Funk-rundsteuerempfänger vier verschiedene Leistungsstufen (0 %, 30 %, 60 %, 100 %) über Relais angefordert.

Aus der Umfrage bei den Netzbetreibern geht hervor, dass drei der 217 Netzbetreiber in den Betrieb von insgesamt neun Wasserkraftanlagen eingegriffen haben. Nach Angaben der Netzbetreiber wurden nur solche Anlagen angesteuert, die für die Teilnahme am Reservemarkt präqualifiziert sind. Es handelt sich um zwei Laufwasserkraftwerke (1,4

und knapp 5 MW), ein Speicherkraftwerk mit knapp 5 MW und fünf Pumpspeicherkraftwerke.

Den Oberen Wasserbehörden ist keine Abschaltung bekannt. Einer Unteren Behörde in Baden-Württemberg ist ein Fall bekannt. Eine Behörde in Sachsen gab an, dass es Abschaltungen gegeben habe, die Anzahl sei unbekannt.

Die meisten Betreiber von Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW, die sich an der Umfrage beteiligten (vgl. Kap. 8.3.4), gaben an, dass ihre Anlagen über eine Einrichtung zur Fernabschaltung verfügen. Von diesen wurden zwei Anlagen tatsächlich abgeschaltet. Der Erzeugungsverlust wird als unwesentlich bezeichnet; es traten durch die Fernabschaltung keine Probleme auf.

Für 19 der Wasserkraftanlagen > 1 MW wurde angegeben, dass sie über eine Fernsteuertechnik verfügen, die falls erforderlich über eine eigene Leitstelle angesteuert werden kann. Für 6 Anlagen wurde angegeben, dass eine Rundsteuertechnik installiert ist.

Von den Behörden werden im Zusammenhang mit der Fernabschaltung Schwall und Sunk und deren mögliche Auswirkungen als Umweltgefährdung genannt (siehe Kap. 6.1.6). Auch die Gefährdung von Personen, die sich am Gewässer befinden, ist möglich. Tatsächlich aufgetreten seien bisher keine Gefährdungen.

Eine Fernabschaltung von Wasserkraftanlagen an den Bundeswasserstraßen wirft wegen der Pegelhoheit der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung und der Schiffbarkeit Schwierigkeiten auf. Allerdings handelt es sich bei den meisten Anlagen an Bundeswasserstraßen um große Wasserkraftanlagen, die über eine eigene Leitwarte bzw. über eine Verbundleitwarte verfügen, die ständig besetzt ist. Wie in der Gesetzeserläuterung beschrieben, ist für diese Anlagen die Pflicht zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur Regelung der Einspeiseleistung erfüllt, wenn die automatisierte Übertragung des Signals des Netzbetreibers in die Leitwarte sichergestellt ist, auf Basis dessen das Personal der Leitwarte dann die Leistung der Anlage(n) zu reduzieren hat. Diese Besonderheit wurde aus betriebs- und sicherheitstechnischen Gründen eingeführt, um eine ferngesteuerte Leistungsreduzierung am Personal der Leitwarte vorbei auszuschließen. Offen bleibt allerdings, wie das Personal verfahren soll, wenn aus z.B. sicherheitstechnischen Gründen die Leistung nicht reduziert werden kann.

8 Marktintegration

Der Großteil kleiner Wasserkraftanlagen wird über die EEG-Vergütung in die Märkte für elektrische Energie integriert. Ergänzend sind jedoch auch andere Vermarktungs-alternativen denkbar, die nachfolgend kurz analysiert werden, um die mit einer Teilnahme einhergehenden technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen aufzuzeigen.

Dies umfasst die verschiedenen Märkte für Fahrplanenergie (Kapitel 8.1) sowie die Märkte für Regelreserve (Kapitel 8.2). Anschließend wird die besondere Eignung von Wasserkraftanlagen für mögliche Marktteilnahmen aufgezeigt und das Konzept eines Virtuellen Kraftwerks, welches durch die Zusammenfassung zahlreicher technisch unterschiedlicher Kleinanlagen das Überschreiten von Marktbarrieren und somit den Markteintritt ermöglicht, erläutert.

8.1 Märkte für Fahrplanenergie

Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, die Fahrweise ihrer Erzeugungsanlagen an den Übertragungsnetzbetreiber zu melden (VDN 2007). Die gelieferte elektrische Energie wird auch Fahrplanenergie genannt. Vortäglich kann sie am Day-Ahead-Markt und untertäglich am Intraday-Markt gehandelt werden.

Weicht ein Kraftwerksbetreiber - bspw. aufgrund des Ausfalls einer Erzeugungseinheit - von seinem gemeldeten Fahrplan ab und kann er dies nicht durch Anpassung der Beiträge anderer Erzeugungsanlagen kompensieren, so wird die Differenz mit Hilfe der vermarkteten Reservekapazitäten vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Anschließend erfolgt die verursachergerechte Zuordnung dadurch entstandener Arbeitskosten als sogenannte Ausgleichsenergie.

8.1.1 Terminmarkt

Langfristig kann elektrische Energie sowohl börslich als auch außerbörslich am Terminmarkt gehandelt werden (OCKENFELS 2008). Es ist dabei zwischen Futures mit finanzieller und Forwards mit physischer Erfüllung zu unterscheiden. Bei den Geschäften mit physischer Erfüllung erfolgt die Lieferung der gehandelten Energiemenge zum Erfüllungszeitpunkt, während bei finanzieller Erfüllung die Differenz zwischen Handels- und Marktpreis verrechnet wird. Somit dienen langfristige Produkte besonders der Risikosteuerung im Unternehmen.

Für die Wasserkraftanlagen mit sehr kontinuierlicher Erzeugung bietet der Terminhandel die Möglichkeit, elektrische Energie ohne EEG-Vergütung langfristig zu vermarkten. Diese Vermarktung kann zur Begrenzung des Preisrisikos an den zeitlich nachgelagerten Märkten genutzt werden.

8.1.2 Day-Ahead-Markt

Die Strombörse EPEX in Paris hat sich in Deutschland und Frankreich als liquider Handelsplatz zur Vermarktung elektrischer Energie für den Folgetag etabliert (EPEX 2013). Dort können neben Einzelstunden auch Blockprodukte, also mehrere Stunden gleichzeitig, für den Folgetag gehandelt werden.

Eine Analyse verdeutlicht, dass für jede Stunde des Handelstags signifikante Mengen im vortäglichen Börsenhandel umgesetzt werden. Dabei hat in den vergangenen Jahren u. a. aufgrund der zunehmenden Vermarktung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Day-Ahead-Markt das Handelsvolumen noch einmal signifikant zugenommen. Es steht also vortäglich ein liquider Handelsplatz zur Verfügung.

Am Day-Ahead-Markt fungiert die Börse als zentraler Handelspartner aller Marktteilnehmer: Sie sammelt die Kauf- und Verkaufsgebote - bestehend aus jeweils einer Preis- und einer Mengenangabe - für jede Stunde ein und bildet aus ihnen die aggregierte Angebots- bzw. Nachfragekurve als sogenannte Merit Order. Hierbei handelt es sich um die nach aufsteigendem Gebotspreis sortieren Einzelgebote. Wie in Abbildung 51 dargestellt ergibt sich der Marktpreis aus dem Schnitt beider Kurven, dem sogenannten Matching. Der Preis im Schnittpunkt wird Gleichgewichtspreis genannt. Die Handelsmenge im Schnittpunkt heißt Gleichgewichtsvolumen. Alle Verkaufsgebote mit einem Preis kleiner sowie alle Kaufgebote mit einem Preis größer dem Gleichgewichtspreis werden zugeschlagen und zum Gleichgewichtspreis ausgeführt (geschlossenes Einheitspreisverfahren).

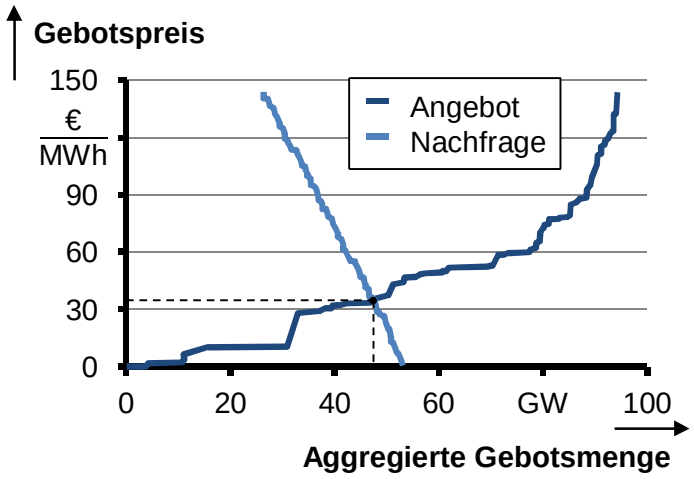


Abbildung 51: Exemplarische Preis-Absatz-Funktion des Day-Ahead-Markts

Ergänzend zu Geboten für Einzelstunden sind auch Blockgebote zugelassen, die sich über mehrere Stunden erstrecken und ein über alle Stunden konstantes Gebotsvolumen umfassen. Sie werden nur ausgeführt, wenn der durchschnittliche Marktpreis aller enthaltenen Einzelstunden über (Verkauf) bzw. unter (Kauf) dem Gebotspreis liegt.

Der Day-Ahead-Handel bietet die Möglichkeit, kurzfristig Fahrplanenergie ohne EEG-Vergütung zu handeln. Flexible Wasserkraftanlagen können in einem Portfolio, das basierend auf unsicherer Einspeisung (bspw. im Rahmen der Direktvermarktung Erneuerbarer Energien) Fahrplanenergie handelt, die Volatilität ausgleichen. Diese Vermarktung kann zur Begrenzung des Preisrisikos an den zeitlich nachgelagerten Märkten genutzt werden.

8.1.3 Intraday-Markt

Nach Abschluss des in Unterkapitel 8.1.2 erläuterten Day-Ahead-Handels am Vortag kann erst wieder am nächsten Handelstag vortägliche Fahrplanenergie gehandelt werden. Aufgrund von ungenauen Prognosen oder unvorhersehbaren Ereignissen kann es aber dennoch sinnvoll sein, durch kurzfristigen Energiehandel den Fahrplan von Erzeugungsanlagen anzupassen. Daher wurde Erzeugungsunternehmen im Zuge der gesetzlichen Neuregelungen des Energiewirtschaftsgesetzes in den vergangenen Jahren das Recht eingeräumt, die an den Übertragungsnetzbetreiber zu übermittelnden Fahrpläne kurzfristig anzupassen, wozu der Intraday-Markt geschaffen wurde (Bundestag 2011).

Die Umsetzung des untertäglichen Stromhandels an der Strombörse sieht vor, dass elektrische Energie bis zu 45 Minuten vor Lieferung gehandelt werden kann. Im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt können Transaktionen kontinuierlich abgewickelt werden. Die Kauf- und Verkaufsgebote der Marktteilnehmer werden von der Börse gesammelt und in unterschiedlichen Orderbüchern veröffentlicht. Dabei ist zwischen nur vollständig und auch anteilig ausführbaren Geboten zu unterscheiden.

Aufgrund des sehr kurzen zeitlichen Vorlaufs zwischen Handelsabschluss und Erfüllung, setzt die Teilnahme am Intraday-Markt einen schnellen Zugriff auf Erzeugungsanlagen und eine hinreichende Steuerbarkeit voraus. Da diese bei Kleinwasserkraftwerken zumeist nur eingeschränkt gegeben sind, ist der untertägliche Handel von Fahrplanenergie von nachrangiger Bedeutung.

8.2 Märkte für Regelreserve

In Deutschland muss ein sicherer Betrieb des Stromnetzes von den Übertragungsnetzbetreibern gewährleistet werden. Weil hierfür im Zuge des Unbundlings keine Kraftwerksleistung vom Unternehmen selbst vorgehalten werden darf, erfolgt eine Ausschreibung der benötigten Reserve an sogenannten Reservemärkten. Dabei wird zwischen Primär- und Sekundärregel- sowie Minutenreserve unterschieden (Regelleistung 2013). Allen Reservequalitäten ist dabei gemein, dass die Verfügbarkeit der von einer Erzeugungseinheit bereitzustellenden Reserve sichergestellt sein muss (BNetzA 2011a, BNetzA 2011b, BNetzA 2011c). Abbildung 52 verdeutlicht anhand der verschiedenen von den einzelnen Reservearten abzudeckenden Zeitbereiche die unterschiedlichen Reservequalitäten.

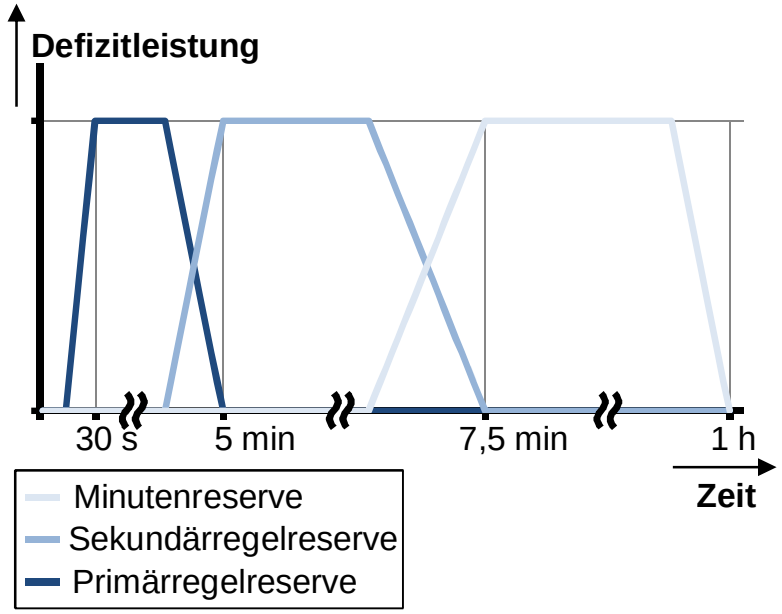


Abbildung 52: Zeitbereich der unterschiedlichen Reservequalitäten

Alle Reservequalitäten werden kurzfristig gehandelt, wobei ein marktbasiertes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren zu realisieren ist. Dabei haben Marktteilnehmer die Möglichkeit, je nach Reservequalität auch als Pool in mehreren Anlagen gemeinsam, Reserve vorzuhalten und so die technischen Anforderungen zu erfüllen. Nachfolgend sind die unterschiedlichen technischen und organisatorischen Eigenschaften der verschiedenen Reservearten vorgestellt.

Tabelle 45: Technische und organisatorische Anforderungen der Reservemärkte in Deutschland

	Primärregelreserve	Sekundärregelreserve	Minutenreserve
Mittlerer Gesamtbedarf	±576 MW	+2.133 MW -2108 MW	+2.406 MW -2.452 MW
Aktivierungszeit	30 Sekunden	5 Minuten	7,5-15 Minuten
Ausschreibung	Wöchentlich		täglich
Mindestgebot	±1 MW	+5 MW/-5 MW	
Gebotsinkrement	±1 MW	+1 MW/-1 MW	
Vergabe	Merit Order der Leistungspreise		
Anforderung	Unselektiv	Merit Order der Arbeitspreise	
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	

Tabelle 45 fasst die individuellen technischen und organisatorischen Anforderungen der einzelnen Reservemärkte Ende Januar 2013 zusammen (KASPER 2013).

8.2.1 Technische und organisatorische Eigenschaften

Primärregelreserve

Primärregelreserve wird benötigt, um Störungen im gesamten europäischen Verbundsystem kurzfristig auszugleichen. Die Bereitstellung erfolgt anteilig durch die Übertragungsnetzbetreiber, die die Leistung wiederum bei den Kraftwerksbetreibern am Markt für Primärregelreserve einkaufen. Aus diesem Grund können nur Anlagen am Handel dieser Reserveart teilnehmen, deren Einsatz über einen Drehzahlregler direkt an die Netzfrequenz gekoppelt ist. Auf diese Weise kann elektrische Energie als Reserve innerhalb von 30 Sekunden erbracht und für bis zu 5 Minuten vorgehalten werden. Die Reserve ist dabei gleichzeitig für die Fälle vorzuhalten, dass die Erzeugungsleistung reduziert (negative Reserve) oder erhöht (positive Reserve) werden muss, wobei das minimale Handelsvolumen ±1 MW beträgt (BNetzA 2011a).

Am Markt für Primärregelreserve werden sämtliche Stunden von Montag bis Sonntag als ein Reserveprodukt gehandelt. Eine Unterteilung in verschiedene Tarife erfolgt nicht. Der Handel von Primärregelreserve findet wöchentlich und zwar am Dienstag der Vorwoche statt (Regelleistung 2013).

Die Teilnahme erfordert aufgrund des kurzfristigen Abrufs eine kontinuierliche Erzeugung elektrischer Energie, so dass hinreichend rotierende Massen für eine nahezu unverzögerte Leistungsänderung zur Verfügung stehen. Deshalb ist eine Teilnahme nur für größere Wasserkraftanlagen mit kontinuierlicher und über den gesamten Produktzeitraum von einer Woche sicher zur Verfügung stehender Leistung grundsätzlich möglich. Gleichzeitig führt die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelreserve zu einem deutlich volatileren Anlagenbetrieb, wodurch sich Rückwirkungen auf den Wasserhaushalt der betroffenen Flusssysteme ergeben können.

Sekundärregelreserve

Sekundärregelreserve löst die Primärregelreserve zeitnah ab und stellt somit sicher, dass letztere direkt nach Eintreten des Störgeschehens wieder als Reserve zur Verfügung steht. Die Sekundärregelreserve muss innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht und maximal 15 Minuten vorgehalten werden. Aufgrund des - analog zur Primärregelreserve - sehr kurzen Zeitfensters zwischen Abruf und Bereitstellung erfolgt die Aktivierung automatisch. Es wird jedoch zwischen positiver und negativer Reserve unterschieden. Das minimale Handelsvolumen beträgt +5 MW bzw. -5 MW (BNetzA 2011b).

Am Markt für Sekundärregelreserve wird zwischen einem Haupttarif (Montag bis Freitag jeweils von 8 Uhr bis 20 Uhr) und einem Nebentarif (restliche Woche) unterschieden, so dass dem Handel zwei Produkte zur Verfügung stehen. Die Handelszeiten für

Sekundärregelreserve sind analog zur Primärregelreserve festgelegt. Der Handel erfolgt ebenfalls wöchentlich am Mittwoch der Vorwoche (Regelleistung 2013).

Aufgrund des kurzfristigen Abrufs sowie der großen Mindestgebotsmenge ist der Handel von Sekundärregelreserve i. A. nicht in einzelnen Wasserkraftanlagen, sondern lediglich als Kraftwerkspool möglich. Durch die Vorhaltung und Erbringung von Sekundärregelreserve ist auch hier ein deutlich volatilerer Anlagenbetrieb mit Rückwirkungen auf das Flusssystem möglich.

Minutenreserve

Minutenreserve löst die Sekundärregelreserve ab, damit diese wieder zeitnah zur Reaktion auf ein nachfolgendes Störgeschehen vollständig zur Verfügung steht. Darüber hinaus dient die zeitnahe Substitution durch Minutenreserve aufgrund ihrer geringeren technischen Anforderungen auch der Kostenreduktion. Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten vollständig bereitgestellt und für mindestens eine Viertelstunde erbracht werden. Dabei wird sowohl zwischen positiver und negativer Reserve als auch zwischen Reservevorhaltung und Reserveabruf unterschieden, wobei der Abruf seit Juli 2012 nicht mehr fernmündlich, sondern informationstechnisch erfolgt. Das minimale Handelsvolumen beträgt +5 MW bzw. -5 MW (BNetzA 2011c).

Am Markt für Minutenreserve ist jeder Tag in sechs vierstündige Produkte unterteilt, die einzeln gehandelt werden können. Minutenreserve wird täglich bis spätestens 10 Uhr für den Folgetag gehandelt. An einem Samstag, Sonntag oder Feiertag wird diese Ausschreibung auf den letzten regulären Arbeitstag vorgezogen (Regelleistung 2013).

Der Abruf von Minutenreserve ist im Mittel deutlich niedriger als bei Primär- und Sekundärregelreserve, so dass am Reservehandel teilnehmende Anlagen zumeist weniger Reservearbeit erbringen müsse. Wegen der resultierenden geringeren Rückwirkungen auf die jeweiligen Flusssysteme ist diese Einsatzform für mehrere gepoolte hydraulische Anlagen durchaus zulässig.

8.2.2 Entwicklungen an den Reservemärkten

Die Entwicklung an den Reservemärkten ist insbesondere durch regulatorische Entscheidungen sowie deren Umsetzung geprägt: Seit Dezember 2008 organisieren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Beschaffung von Regelreserve gemeinsam. Eine gemeinsame Koordination stellt seit Anfang Mai 2010 sicher, dass der Reserveabruf aller Regelzonen zunächst netzbetreiberübergreifend saldiert wird (BNetzA 2010b). Dies reduziert den Reserveabruf über alle Marktgebiete. Weiterhin erfolgte 2011 der Abbau von Markteintrittsbarrieren u. a. durch Übergang vom monatlichen zum wöchentlichen Handel von Primär- und Sekundärregelreserve (BNetzA 2011a, BNetzA 2011b). Seit Oktober 2011 wird der deutsche Netzregelverbund schließlich kontinuierlich um weitere Regelzonen erweitert, um Reserveleistung gemeinsam vorhalten zu können (4ÜNB 2011, 4ÜNB 2012a, 4ÜNB 2012b, 4ÜNB 2012c, 4ÜNB 2012d). Hierdurch reduziert sich wegen

der regelzonenübergreifenden Saldierung der zu erwartende Reserveabruf. Die in den einzelnen Regelzonen vorzuhaltende Reserveleistung bleibt jedoch unverändert.

Systemische Untersuchungen zeigen mittelfristig einen Anstieg des Bedarfs an Reserveleistung und des Abrufs von Reservearbeit aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien insbesondere im deutschen Marktgebiet (DANY 2000).

Vor dem Hintergrund einer abnehmenden Anzahl von Großkraftwerken wird diskutiert, ob Verteilnetzbetreiber die Bilanzkreise in ihrem Verantwortungsbereich vorbilanzieren können, um den Ausgleichs- und damit Reservebedarf der Übertragungsnetzbetreiber zu reduzieren (BDEW 2012). Durch den Wegfall ausgleichender stochastischer Effekte führt dies zunächst zu einem erhöhten Reservebedarf in den einzelnen lokalen Netzgebieten. Gleichzeitig werden jedoch ein ursachennaher Bilanzausgleich sowie der Zugriff auf lokale Erzeugungsanlagen technisch vereinfacht. Ziel ist dabei, weniger einzelne Technologien zu fördern, sondern einen „lokalen Markt“ für Bilanzkreisausgleiche zu schaffen. Die Ausgestaltung dieses Betriebskonzepts ist aktuell Gegenstand verschiedener Forschungsvorhaben. Eine kurzfristige Umsetzung wird nicht erwartet.

8.3 Möglichkeiten der Systemdienstleistung von Wasserkraftanlagen

Wasserkraftanlagen sind im Falle einer gegebenen Regelbarkeit dazu geeignet, Systemdienstleistungen zu erbringen und somit zu einem stabilen Netz- bzw. sicheren Systembetrieb beizutragen. Abhängig von der Art der Systemdienstleistungen sind unterschiedliche Anforderungen zu erfüllen, die nachfolgend erläutert werden.

8.3.1 Steuerbarkeit

Die Marktintegration erfordert, dass Wasserkraftanlagen ihre Erzeugungsleistung gemäß dem jeweiligen Handelsergebnis anpassen und ggf. weitere Leistung für den Fall eines Abrufs bereithält.

Leistungsbereich

Eine grundlegende Randbedingung stellt dabei der zulässige Leistungsbereich einer Erzeugungsanlage dar. So kann im regelfähigen Betrieb die Erzeugung nur innerhalb der zulässigen technischen Grenzen gesteuert werden. Diese ergeben sich bei Wasserkraftanlagen einerseits aus der baulichen Auslegung (Maximalleistung) und andererseits aus der Turbinenauslegung (Mindestdurchfluss). Begrenzend wirkt in letzterem Fall die Kavitation an den Turbinenblättern.

Der Leistungsbereich begrenzt somit sowohl die an Märkten für Fahrplanenergie handelbare Leistung als auch die von Wasserkraftanalgen handelbare Reservemenge.

Zugriffszeiten

Wie in den Kapitel 8.1 und 8.2 erläutert erfordern der Handel von Fahrplanenergie und die Erbringung von Reserve als Systemdienstleistung den steuernden Zugriff auf die

Erzeugungsanlage in hinreichend kurzer Zeit. Während dies für Fahrplanenergie bei Wasserkraftanlagen zumeist keine relevante Einschränkung darstellt, ergeben sich aus den technischen und organisatorischen Eigenschaft der Reserve (Unterkapitel 8.2.1) relevante Einschränkungen, welche die Erbringung von Systemdienstleistungen einschränken können.

Der Abruf von Minutenreserve und Sekundärregelreserve ist informationstechnisch organisiert, so dass eine sichere Kommunikationsleitung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Wasserkraftanlage erforderlich ist (SPECKAMP 2012). Die zeitlichen Anforderungen der Primärregelreserve erfordern hingegen die direkte regelungstechnische Verknüpfung von Erzeugungsleistung und Netzfrequenz im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung (MOSER 2012). Dabei sind insbesondere rotierende Massen besonders geeignet, kurzfristigen Frequenzschwankungen entgegenzuwirken (vgl. Unterkapitel 7.3.2).

Laufwasserkraftwerke mit gesichertem kontinuierlichem Durchfluss, steuerbaren Turbinen sowie hinreichender Erzeugungsleistung weisen somit bei geeigneter Ansteuerung die geringste Zugriffszeit auf.

Arbeitsvorhaltung

Die Vorhaltung von (Reserve-) Arbeit in Wasserkraftanlagen erfordert i. A. entweder einen angedrosselten Turbinenbetrieb oder das Aufstauen des Wasserlaufs. Nur durch diese Maßnahmen kann sichergestellt werden, dass Reservearbeit über den marktspezifischen Zeitraum auch erbracht werden kann.

Während eine Androsselung die erzeugbare Energiemenge vermindert, beeinflusst ein Aufstauen i. A. das Gewässersystem, weshalb beide Möglichkeiten zumeist nur in eingeschränktem Maße zum Einsatz kommen.

8.3.2 Organisation

Neben technischen Anforderungen erfordern Marktintegration und Erbringung von Systemdienstleistungen auch organisatorische Maßnahmen.

Portfoliomanagement

Aufgrund der marktbasierten Struktur von Systemdienstleistungen ist es erforderlich, Wasserkraftanlagen auch in ein Portfoliomanagement einzugliedern. Es vermarktet die verfügbare elektrische Erzeugungsleistung an den unterschiedlichen Märkten für Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Fristigkeiten. Dies geht sowohl mit der Beachtung der anlagenspezifischen technischen Randbedingungen als auch mit dem Treffen von Vermarktungsentscheidungen einher.

Pooling

Eine Erweiterung des Portfoliomanagements stellt das Pooling mehrerer Anlagen zur gemeinsamen Marktteilnahme dar. Dieses Vorgehen motiviert sich aus den

Anforderungen der einzelnen Handelsplätze, die zumeist nicht von einzelnen Kleinanlagen, ggf. aber durch das Aggregieren mehrerer Betriebsmittel erreicht werden kann.

8.3.3 Technische Eignung

In welchem Umfang Wasserkraftanlagen für eine gemeinsame Reservemarktteilnahme aggregiert werden müssen, ergibt sich aus dem Vergleich der in Tabelle 45 dargestellten technischen und organisatorischen Anforderungen der deutschen Reservemärkte mit den individuellen Anlageneigenschaften: Es müssen mindestens so viele Einheiten zusammengefasst werden, dass die jeweilige Mindestgebotsmenge am Markt innerhalb der Aktivierungszeit überschritten und die Reserve während des gesamten Betrachtungszeitraums erbracht werden kann. Aufgrund der ähnlichen technischen Eigenschaften von Wasserkraftwerken führt dies i. A. dazu, dass zahlreiche Kleinanlagen gemeinsam betrieben werden müssen.

Erhebung technischer Daten

Im Rahmen einer Umfrage unter den Netzbetreibern wurden die technischen Eigenschaften von Wasserkraftanlagen in Deutschland differenziert nach Laufwasser, Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erhoben. Insgesamt konnten auf diese Weise Daten für rd. 7,3 GW installierte Leistung erfasst werden, was etwa zwei Drittel der in Deutschland installierten Leistung hydraulischer Kraftwerke entspricht. Durch Vergleich dieser Angaben mit den Präqualifikationsanforderungen der Reservemärkte kann das technische Potential von Wasserkraftanlagen, am Reservehandel zu partizipieren, abgeschätzt werden. Gewässerökologische Randbedingungen werden dabei zunächst nicht berücksichtigt (vgl. Tabelle 46).

ordnet die Laufwasserkraftwerke, die in der Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsebene mit dem elektrischen Netz verbunden sind, verschiedenen Leistungsklassen zu. Für jede dieser Klassen, wird die Anzahl der Anlagen, die installierte Gesamtleistung P_{ges} sowie die mittlere installierte Leistung pro Klasse P_{mittel} ausgewertet. Um grundsätzlich am Markt für Primärregelreserve teilnehmen zu können, muss das Mindestgebotsvolumen von 1 MW (bzw. 5 MW an den Märkten für Sekundärregel- und Minutenreserve) durch Pooling erreicht werden. Nicht Gegenstand dieser Auswertung sind die weiterführenden Randbedingungen, etwa die Gewährleistung der hohen Anlagenverfügbarkeit.

Tabelle 46: Verteilung der Wasserkraftanlagen auf die Spannungsebenen (aus Umfrage)

	Niederspannung			Mittelspannung			Hochspannung		
Klasse [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]
0,0-0,2	1915	94,856	0,050	63	7,513	0,119	0	-	-
0,2-0,4	11	3,568	0,324	308	108,698	0,353	0	-	-
0,4-0,6	0	-	-	13	6,130	0,472	0	-	-
0,6-0,8	2	1,230	0,615	31	24,007	0,774	0	-	-
0,8-1,0	0	-	-	66	64,015	0,970	0	-	-
1,0-5,0	0	-	-	74	126,904	1,715	7	20,327	2,904
> 5,0	0	-	-	4	22,200	5,550	26	1735,090	66,734
Gesamt	1928	99,654	0,052	559	359,467	0,643	33	1755,417	53,194

Die Auswertung der technischen Daten verdeutlicht, dass es sich bei den in der Niederspannungsebene angeschlossenen Laufwasserkraftwerken zumeist um Kleinstanlagen mit einer installierten Leistung von rd. 50 kW handelt. Bei diesen Anlagen ist die gemeinsame Vermarktung im Rahmen eines Kraftwerkspools aufgrund der großen Anzahl mit einem erheblichen organisatorischen Aufwand verbunden. In der Mittelspannungsebene hingegen liegen deutlich größere Leistungsklassen vor, welche die Vermarktung am Reservemarkt aus technischer Sicht vereinfachen: Es müssen deutlich weniger Anlagen aggregiert werden, bzw. die installierte Leistung der Einzelanlagen reicht bereits für die Präqualifikation aus. Direkt mit dem Hochspannungsnetz verbundene Laufwasserkraftwerke sind i. d. R. in Leistungsklassen ausgeführt, welche die technische Mindestanforderung für die Teilnahme am Reservehandel erfüllen.

Speicherkraftwerke sind im Rahmen der Umfrage nur unvollständig erfasst worden. Nichtdestotrotz zeigt sich aber, dass ein Großteil der installierten Leistung in wenigen großen Anlagen mit Anschluss im Hochspannungsnetz konzentriert ist. Tabelle 47 ordnet die einzelnen Anlagen aus den einzelnen Spannungsebenen den verschiedenen Leistungsklassen zu. Mit Ausnahme von wenigen Kleinstanlagen im Niederspannungsnetz haben die Anlagen der Mittel- und Hochspannungsebene installierte Leistungen, die eine Reservemarktteilnahme nach technischen Kriterien bei geringem oder keinem Pooling zulassen.

Tabelle 47: Aggregierte Darstellung technischer Eigenschaften von Speicherkraftwerken in Deutschland

	Niederspannung			Mittelspannung			Hochspannung		
Klasse [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]
0,0-0,2	2	0,205	0,103	0	-	-	0	-	-
0,2-0,4	2	0,460	0,230	0	-	-	0	-	-
0,4-0,6	0	-	-	5	2,346	0,469	0	-	-
0,6-0,8	0	-	-	4	2,514	0,629	0	-	-
0,8-1,0	0	-	-	1	0,904	0,904	0	-	-
1,0-5,0	0	-	-	3	12,888	4,296	3	5,960	1,987
> 5,0	0	-	-	2	17,800	8,900	3	134,000	44,667
Gesamt	4	0,665	0,166	15	36,452	2,430	6	139,960	23,327

Tabelle 48: Aggregierte Darstellung technischer Eigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland

	Niederspannung			Mittelspannung			Hochspannung		
Klasse [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]	An-zahl	P_{ges} [MW]	P_{mittel} [MW]
0,0-5,0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
> 5,0	0	-	-	0	-	-	24	4.884	203,5
Gesamt	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	24	4.884	203,5

Tabelle 48 verdeutlicht, dass nahezu alle Pumpspeicherkraftwerke mit dem Hochspannungsnetz verbunden sind. Die hohen installierten Leistungen pro Turbine sowie die sichere Vorhaltung von Wasser im jeweiligen Ober- bzw. Unterbecken prädestiniert die einzelnen Anlagen für eine Teilnahme an den Reservemärkten. Die Präqualifikationsanforderungen der einzelnen Handelsplätze stellen hier also keine Einschränkung der Vermarktbarkeit dar.

Potenziale technologieübergreifenden Poolings

Zusätzliche Potenziale für eine Marktintegration ergeben sich bei der Aggregation mehrerer, technisch unterschiedlicher Anlagen zu Virtuellen Kraftwerken. Insbesondere können auf diese Weise technologiespezifische Unsicherheiten - etwa die energetische Verfügbarkeit durch schwankende Pegelstände bei Wasserkraftanlagen - reduziert werden.

8.3.4 Aktuelle Teilnahme am Reservemarkt

In Abschnitt wurde gezeigt, dass die überwiegende Zahl der Betreiber von Wasserkraftanlagen (94 %) die Vermarktung über das Festpreismodell des EEG bevorzugt. Dies betrifft aber nur 22 % der in Deutschland installierten Leistung. Da bei dieser Vermarktungsform die gesamte erzeugte elektrische Energie dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss, ist eine Steuerung und insbesondere Abregelung der Anlagen nicht zulässig und somit eine Teilnahme am Reservemarkt innerhalb dieser Vermarktungsform nicht möglich.

Anders sieht es bei den Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW aus, die den mit .einer Gesamtleistung von etwa 3.400 MW etwa 84 % der installierten Leistung repräsentieren und zu 75 % außerhalb des EEG vermarktet werden.

Hier konnten aus der Umfrage bei ca. 400 Wasserkraftanlagen bzgl. der Teilnahme am Reservemarkt 48 Rückmeldungen ausgewertet werden. Die Betreiber wurden befragt, ob ihre Anlagen am Reservemarkt teilnehmen und ob sie dort für ein bestimmtes Marktsegment (Primär-, Sekundär-, Minutenreserve) präqualifiziert sind. Die Rückmeldungen beziehen sich auf eine Gesamtleitung von 160 MW und 676 GWh/a (entsprechend 6 % der installierten Leistung in Deutschland von). Tabelle 49 zeigt, dass von den rückgemeldeten Anlagen nur etwa 10 % (ca. 14 % der Leistung) am Reservemarkt teilnahmen. Die Anlagen hatten eine Präqualifizierung als Minutenreserve.

In zwei Fällen wurde angegeben, dass in 2012 ein Eingriff zur Sicherung der Netzstabilität erfolgt ist.

Die Auswertung der Befragung der Netzbetreiber (Kap. 7.4) bestätigt, dass Eingriffe zur Netzstabilisierung nur an wenigen Anlagen erfolgten.

Tabelle 49: Auswertung der 48 Rückläufe der Fragebogen für WKA (> 1 MW) zu Teilnahme am Reservemarkt und Präqualifizierung (aus Umfrage WKA > 1 MW, Stand Februar 2013, 48 Rücksendungen insgesamt)

			Mit Präqualifizierung im Minutensegment	
Teilnahme am Reservemarkt	**Anzahl WKA**	**Leistung**	**Anzahl WKA**	**Leistung**
ja	5	22 MW	5 (davon 4 WKA mit 100% der Leistung)	Ca. 16 MW
nein	41	133 MW	-	-
Keine Angabe	2	4,7 MW	44	144 MW

8.4 Virtuelle Kraftwerke

Dezentrale Erzeugungsanlagen stellen eine relevante und immer bedeutendere Größe zukünftiger Energieversorgungssysteme dar, wie anhand zahlreicher Prognosestudien der Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks abgeleitet werden kann. Bis 2020 soll die installierte Kapazität dezentraler Erzeugungsanlagen in Europa auf mehr als 40 GW steigen, wobei hierbei noch keine regenerativen Erzeugungsanlagen eingeschlossen sind (AT KEARNEY 2007).

Zunächst gilt es, ein dezentrales Energieversorgungssystem zu beschreiben und seine zentralen Eigenschaften abzuleiten. Kernelemente sind dabei dezentrale Erzeugungsanlagen, die eine Vielzahl von Technologien umfassen, insbesondere Kleinwasserkraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) wie Blockheizkraftwerke und Mikro-Gasturbinen sowie Wärmepumpen und regenerative Erzeugungseinheiten wie Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Dabei ist den Anlagen gemein, dass sie meist in der Verteilungsebene der elektrischen Energieversorgung angeschlossen sind und eine geringe installierte elektrische Leistung im Bereich von bis zu wenigen Megawatt aufweisen.

Auf Grund der zunehmenden Durchdringung des Versorgungssystems mit Informations- und Kommunikationstechnologie, bspw. im Bereich der so genannten „Smart Meter“, die auf Basis der Messzugangsverordnung seit 2010 für Neubauten vorgeschrieben sind, wird auch die Nachfrage elektrischer Energie zunehmend ein aktiver Teil des Energiesystems (BUNDESTAG 2008). Hierbei ist vor allem die gezielte Nachfragesteuerung durch das so genannte Demand Side Management von Relevanz.

Darüber hinaus sind in dezentralen Energieversorgungssystemen kleine Speichereinheiten für elektrische oder thermische Energie zu berücksichtigen, durch welche eine erhöhte Flexibilität im Systembetrieb bereitgestellt werden kann.

Die meisten der betrachteten Erzeugungsanlagen werden derzeit im Rahmen von Festpreisvergütungsregimen, wie bspw. im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) geregelt, betrieben und entlohnt, so dass eine weitgehend ungesteuerte Einspeisung zu beobachten ist (EEG 2012, BUNDESTAG 2012a). Da die meisten dieser Förderungssysteme einer stetigen Degression unterliegen und nur eine zeitlich begrenzte Förderung vorsehen, sind zukünftig alternative Betriebskonzepte und Vermarktungsmodelle für dezentrale Anlagen in Energiesystemen zu erwarten. Ein mögliches Betriebskonzept stellt dabei die Aggregation einer Vielzahl von kleinen, dezentralen Einheiten zu einem einzigen virtuellen Kraftwerk nach Abbildung 53 dar (SCHÄFER 2013). Die koordinierte Steuerung erfolgt über eine zentrale Entität, das so genannte Energiemanagementsystem (EMS). Somit kann das virtuelle Kraftwerk an Marktplätzen elektrischer Energie partizipieren, was im Falle des isolierten Betriebs einzelner Anlagen auf Grund der Markteintrittsbarrieren meist nicht möglich ist.

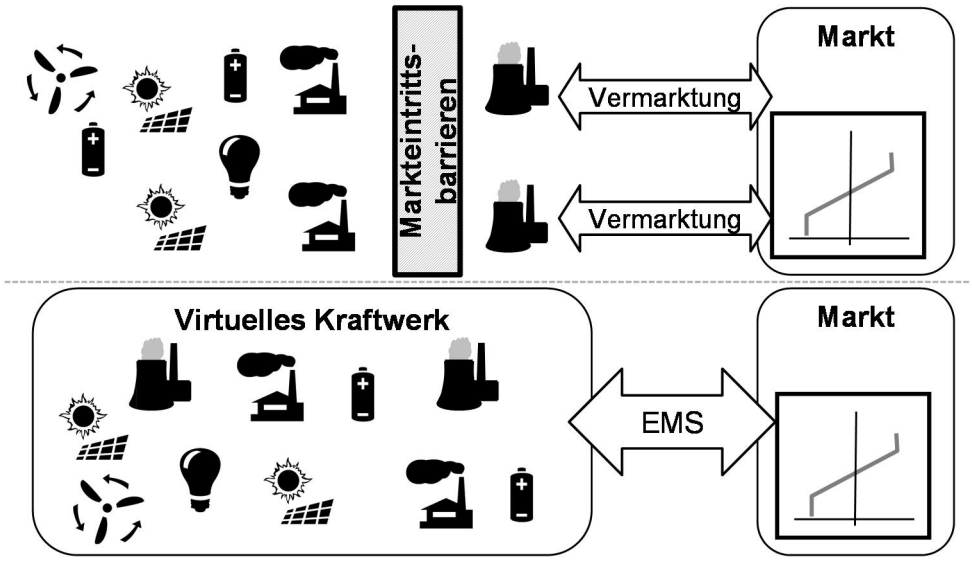


Abbildung 53: Prinzip der Vermarktung dezentraler Einheiten als virtuelles Kraftwerk mit einem Energiemanagementsystem

8.5 Empfehlungen

Zur besseren Integration von Wasserkraftanlagen in die Märkte für Fahrplanenergie und Reserve sind verschiedene Maßnahmen denkbar:

- Eine Vereinfachung des Poolings unterschiedlicher Anlagen würde das Erschließen von Synergieeffekten an sämtlichen Handelsplätzen erleichtern.

Insbesondere kann bei einer gemeinsamen Vermarktung eine effiziente Marktteilnahme, etwa durch wenige Stromhändler, erreicht werden.

- An den Märkten für Reserve stellen die wöchentlichen Produktzeiträume von Primär- und Sekundärregelreserve ein Hindernis für die Integration von Wasserkraftanlagen dar: Unterliegt das Wasserdargebot im hydraulischen System signifikanten Schwankungen, so ist die Teilnahme an den vergleichsweise langfristigen Reservemärkten für den Anlagenbetreiber deutlich erschwert bzw. mit Risiken verbunden, weil er die im Rahmen der Vorgaben des Reservehandels geforderte hohe Verfügbarkeit nicht in den eigenen Kraftwerken gewährleisten kann und ggf. mit einem anderen Anbieter einen bilateralen Reservevertrag schließen muss. Eine Verkürzung der Produktzeiträume hin zu einem täglichen Handel, wie er bereits heute bei der Minutenreserve etabliert ist, würde die Marktintegration der Wasserkraftanlagen verbessern.

9 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

9.1 Speicherwasserkraftanlagen

Der Erfolg der Energiewende ist eng mit dem Ausbau des Speicherpotenzials verknüpft. Da Speicherwasserkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke derzeit die einzige großtechnisch verfügbare Technologie zum Speichern von elektrischer Energie und zur Übernahme von Regelfunktionen im elektrischen Verbundnetz darstellen, wurde in den letzten Jahren vielfach deren Potenzial untersucht.

In diesem Abschnitt wird nur auf Speicherkraftwerke eingegangen, hinsichtlich der Pumpspeicherkraftwerke wird auf Kapitel 9.3 verwiesen.

Speicherkraftwerke stauen das Wasser nicht nur auf, sondern halten es auch eine gewisse Zeit entsprechend der Größe des Speichers sowie der Zuflussverhältnisse zurück. Speicherkraftwerke haben einen natürlichen Zufluss, welcher durch die Stauanlage, meist eine Talsperre, zu einem Reservoir aufgestaut wird. Diese Kraftwerkstypen werden je nach Strombedarf auch zur Spitzenlastabdeckung betrieben.

Derzeit werden in den Kraftwerksregistern ca. 100 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 1 MW als Speicheranlagen geführt.

Eine neue Erhebung der Wasserkraftanlagen an großen Stauanlagen im Zusammenhang mit der Statistik des Deutschen Talsperren Komitees e. V. (DTK) hat jedoch gezeigt, dass die tatsächliche Anzahl der Wasserkraftanlagen, die als Speicherkraftwerke im eigentlichen Sinn zu kategorisieren sind, erheblich kleiner ist (HEIMERL et al. 2013). So werden derzeit an 129 großen Stauanlagen in Deutschland, d. h. überwiegend an

Talsperren und großen Staustufen, Wasserkraftanlagen betrieben (ohne Pumpspeicherkraftwerke), wovon

- 43 als Speicherkraftwerke,
- 84 als Laufwasserkraftwerke und
- 2 als kombinierte Lauf- und Speicherkraftwerke

einzuordnen sind.

Die insgesamt 45 Speicherkraftwerke besitzen eine installierte Leistung von ca. 165 MW und weisen ein Regeljahresarbeitsvermögen von rund 400 GWh/a auf. Im Vergleich mit den Pumpspeicherkraftwerken (s. Kapitel 9.3) können diese Anlagen somit nur einen relativ überschaubaren Beitrag zur Regelung des Stromverbundnetzes beisteuern.

Aus den Anfragen an die Länder und Landkreise sowie den verfügbaren Fachpublikationen ergaben sich keine Hinweise auf Planungen bzw. Neubauten von reinen Speicherkraftwerken.

9.2 Schwellbetrieb bei Wasserkraftanlagen

9.2.1 Grundlagen

Um ein stabiles Stromnetz gewährleisten zu können, muss die Stromproduktion den Verbrauchsschwankungen folgen. Hierzu dienen sowohl Speicherkraftwerke als auch schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke.

Als Schwellbetrieb bezeichnet man eine besondere Betriebsart, bei der die Erzeugung im schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerk durch Bewirtschaftung des Stauraumes dem Leistungsbedarf (Netz) angepasst wird. Infolge dieser Anpassung steigt der Abfluss unterhalb des Kraftwerks durch die Rückgabe von turbiniertem Wasser (Schwall) bei hoher Nachfrage und sinkt bei nachlassendem Verbrauch dann wieder ab (Sunk).

Bei der Art des Übergangs von einem niedrigeren auf einen höheren Durchfluss oder umgekehrt werden zwei Fälle des Betriebsverlaufs unterschieden:

- Durchlaufbetrieb: Alle beteiligten Wasserkraftanlagen einer Schwellkette erhöhen ihren Durchfluss nacheinander, so dass in den übrigen beeinflussten Stauräumen die Wasserstände möglichst wenig beeinflusst werden. Dies gilt entsprechend auch bei der Verminderung des Durchflusses.
- Kippbetrieb: Alle am Kippbetrieb beteiligten Wasserkraftanlagen einer Schwellkette erhöhen oder vermindern ihren Durchfluss gleichzeitig, um die Spitzenstrombereitstellung zu maximieren.

Einen besonderen Betriebsfall stellt der sogenannte Schwallbetrieb dar, bei dem über eine relativ kurze Zeit eine starke Abflusssteigerung (Schwall) oder Reduzierung (Sunk)

erfolgt. Dies erfolgt bei Speicherkraftwerken regelmäßig. Bei schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerken muss dies als außergewöhnlicher Betriebszustand angesehen werden.

9.2.2 Eignung für den Schwellbetrieb

Die Rückmeldungen der Ministerien und Bezirksregierungen (siehe Anhang A.2) zeigen, dass in fast allen Bundesländern der Schwellbetrieb aus ökologischen Gründen grundsätzlich verboten ist. Erlaubt ist er nur dort, wo er ausdrücklich im Erlaubnisbescheid zugelassen ist. Lediglich in Niedersachsen ist der Schwellbetrieb grundsätzlich erlaubt. Allerdings wird auch hier auf den Erlaubnisbescheid verwiesen.

Neben den Auswirkungen auf die Umwelt sind Probleme bei der Steuerung von unterhalb gelegenen Anlagen denkbar.

Technisch möglich ist der Schwellbetrieb insbesondere an den Wasserkraftanlagen der Talsperren. Wegen der ungewünschten Auswirkungen auf die Ökologie ist er aber in der Regel nicht erlaubt. Eine bei den Umfrageergebnissen genannte Ausnahme bildet das Umlaufstollenkraftwerk Rappbode in Sachsen-Anhalt mit einer installierten Leistung von 4,5 MW, das im Schwellbetrieb arbeitet. Eine Ausweitung des aktuellen Schwellbetriebs ist seitens der Wasserbehörden nicht erwünscht.

Aus der Datenbank Bayern aus dem Jahr 2009 konnte ermittelt werden, dass von den insgesamt 4.216 Wasserkraftanlagen 212 Anlagen als Schwellfähige Laufwasser-kraftwerke geführt werden. Die installierte Leistung der Schwellfähigen Laufwasserkraftwerke beträgt in der Summe rund 410 MW, also ca. 14 % der gesamten installierten Leistung der WKA in Bayern.

Nach Angaben des Bayerischen Staatsministeriums und der Landesdirektion Sachsen ist ein Schwellbetrieb an den staatlichen Talsperren technisch nicht möglich, weil die Wasserkraftanlagen nur auf die Abgabe eines Mindestabflusses ausgelegt sind, da die Talsperren zu einem anderen Zweck als der Wasserkraftnutzung gebaut worden sind. An einzelnen Flüssen, wie z.B. dem Lech (mit Forggensee als Kopfspeicher), bestehen Wasserkraftanlagen, die einen Schwellbetrieb fahren.

Statistiken über die Betriebsweise von Wasserkraftanlagen werden in den Ländern nicht geführt, so dass genauere Angaben nicht vorliegen.

9.2.3 Flexibilisierungspotenzial bei Laufwasserkraftwerken

Eine grobe Abschätzung der flexibel einsetzbaren Leistung in Laufwasserkraftwerken in Bayern erfolgte in FfE (2013) angelehnt an eine Untersuchung durch das Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart (IWS 2009). Ausgenommen wurden Kraftwerke an den schiffbaren Strecken von Donau und Main und sechs Bahnstromkraftwerke an der Donau.

Unter der Annahme, dass eine Pegelabsenkung von 15 cm bei bisher stauzielgeregelten Laufwasserkraftwerken (P_{inst} ≥ 1 MW) möglich ist, wurde für diese Kraftwerke eine maximale, flexibel einsetzbare Leistung P_{flex} = 566 MW und eine flexibel einsetzbare Erzeugung von bis zu 104 MWh abgeschätzt. Bei den bestehenden schwellfähigen Wasserkraftanlagen wurde eine mögliche Pegelabsenkung von ca. 1 m angenommen und damit eine flexibel einsetzbare Leistung von P_{flex} = 309 MW und eine flexibel einsetzbare Erzeugung von bis zu 652 MWh ermittelt.

Zusammen mit den Wasserkraftanlagen der Leistung P_{inst} < 1 MW wurde abgeschätzt, dass theoretisch insgesamt eine flexibel einsetzbare Leistung von bis zu 990 MW mit einer flexibel verfügbaren Erzeugung von maximal 801 MWh erreicht werden kann. Die flexible Leistung ist primär in Zeiträumen von bis zu 15 Minuten verfügbar, wobei vereinfachend angenommen wurde, dass sich die Anlagen im Schwellbetrieb nicht gegenseitig beeinflussen. Bei einer flexiblen Betriebsweise sind nicht nur die ökologischen Auswirkungen des Schwellbetriebs zu berücksichtigen, sondern auch technische und juristische Fragen zu klären die z.B. Wehrsteuerung, Regelungstechnik, Steuerung einer Kraftwerkskette, Systemintegration, Wasserrecht und Genehmigungen betreffen.

Aufgrund der relativen Stetigkeit des Abflusses im Tagesgang ist vorstellbar, dass durch eine Flexibilisierung bei der Wasserkraft regionale Last- und Erzeugungsspitzen bzw. -senken abgefangen werden können.

9.3 Pumpspeicherkraft in Deutschland

9.3.1 Einleitung

Die Bedeutung und besonders Wertigkeit der in Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung gestellten elektrischen (Regel-) Energie sowie Netzdienstleistungen hat sich in den letzten Jahren extrem verändert. Dies rührt v. a. aus der Strommarktliberalisierung, dem bedeutenden Zubau bei den erneuerbaren Energieträgern und darunter insbesondere denjenigen mit einer fluktuierenden Einspeisung (s. GIESECKE 2013, HEIMERL 2009).

Pumpspeicherkraftwerke erzeugen im Wesentlichen keinen zusätzlichen Strom - abgesehen von der zusätzlichen Nutzung natürlicher Zuflüsse -, sondern bieten die einzige großtechnisch nutzbare Speichermöglichkeit für Energie in regionalen und überregionalen Stromversorgungsnetzen. Als wichtige Regelelemente verbunden mit der Fähigkeit der Energiespeicherung ermöglichen diese Anlagen letztlich überhaupt erst den Einsatz der unstet einspeisenden weiteren regenerativen Energieträger, wie insbesondere Sonne und Wind.

Prinzipiell handelt es sich hierbei um einen sogenannten Wälzbetrieb bzw. um eine hydraulische Umlagerung von gespeichertem Wasser. Kombiniert mit der guten, flexiblen

Regelfähigkeit bei kürzesten Anlaufzeiten sind diese Anlagen zur Teilnahme an den Reservemärkten prädestiniert (s. Kapitel 8.3.3), wobei deren Hauptaufgabe in der Erfüllung von Ausgleichs- und Regelungsfunktionen (Leistungs- und Arbeitsreserven, Spannungsregulierung, Frequenzhaltung etc.) innerhalb des Stromverbundnetzes zu sehen ist.

Die Entwicklung innerhalb des Stromverbundnetzes und der erhöhte Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in den letzten Jahren haben dazu geführt, die Rolle dieser Regelkraftwerke neu zu diskutieren. War es anfangs noch der Fokus auf dem Ausbau Pumpspeicherkraftwerksleistung in Deutschland, so haben sich zwischenzeitlich die Strompreise des Spotmarktes bedeutend verändert, so dass zahlreiche Aus- und Neubauprojekte derzeit nur verhalten vorangetrieben oder gar zurückgestellt wurden.

9.3.2 Anlagenbestand

Auf der Basis von bestehenden Erhebungen (s. HEIMERL 2004, HEIMERL 2009) wurden alle Anlagenbetreiber kontaktiert und um einen Abgleich bzw. eine Ergänzung dieser Daten gebeten, um über eine aktuell abgesicherte Datenbasis zu verfügen. Alle Betreiber unterstützten dankenswerterweise bereitwillig diese Aktualisierung, so dass die notwendigen summarischen Auswertungen möglich wurden.

Die derzeit in Deutschland betriebenen 28 Pumpspeicherwerke sind in der Tabelle 50 mit den wesentlichen Kenndaten aufgeführt. Dabei sind sowohl die Leistungsdaten der Maschinen im Turbinenbetrieb P_{Tur} und Pumpbetrieb P_{Pump} als auch die durchschnittliche Fallhöhe h_f. Ergänzt wird dies durch die Information, ob in das Oberbecken ein natürlicher Zufluss (PM) oder nicht (PO) erfolgt und damit ob es sich um ein kombiniertes oder reines Pumpspeicherkraftwerk handelt.

Das Regeljahresarbeitsvermögen, das in der Vergangenheit als eine Kenngröße herangezogen wurde, um die Leistungsfähigkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes zu beschreiben, kann heute infolge des geänderten Einsatzes dieser Anlagen nicht mehr als aussagekräftige Kenngröße herangezogen werden.

Alternativ dazu wurde der Begriff Speicherenergieinhalt pro Lastzyklus (LZ) in GWh/LZ eingeführt. Hierbei handelt es sich um eine theoretische Kenngröße, die das Arbeitsvermögen eines Pumpspeicherkraftwerks beschreibt. Diese Kenngröße stellt damit eine Leistungsgröße dar, welche im gewählten Zeitraum des Lastzyklus erbracht werden kann. Detaillierter ausgeführt wird hierbei dargestellt, wie viel Energie in einem Kraftwerk während eines Zyklus des Wälzbetriebs im Oberbecken zwischengespeichert und dann im Turbinenbetrieb in elektrischen Strom umgewandelt werden kann.

Hierbei sind folgende Definitionen von Bedeutung:

- Oberbecken ohne natürlichen Zufluss (PO):

- Wälzbetrieb: Ein Pumpspeicherkraftwerk im Wälzbetrieb zeichnet sich durch ein gesamtes Umwälzen des gesamten Wasservolumens des Betriebsraums vom Unterbecken in das Oberbecken und wieder zurück aus. Das Wasservolumen, das umgewälzt wird, bleibt dabei konstant (Verdunstung und eventuelle andere Verluste werden vereinfacht vernachlässigt). Daraus folgend verfügen die Oberbecken der Pumpspeicherkraftwerke im Wälzbetrieb über keine natürlichen Zu- und Abflüsse.
- Speicherenergieinhalt: Der Speicherenergieinhalt eines Pumpspeicher-kraftwerks beschreibt die erzeugbare Strommenge, die durch ein maximal gefülltes Ober- bzw. Unterbecken im Kraftwerk erzeugt werden kann. Im Wälzbetrieb muss das gesamte Wasser in das Oberbecken hoch gepumpt werden. Das maximale Wasservolumen wird durch den maximalen Speicherinhalt des jeweils kleineren Beckens von Ober- oder Unterbecken bestimmt.
- Lastzyklus: Der Lastzyklus umfasst eine vollständige Umwälzung des gesamten Wasservolumens des Betriebsraums vom Unterbecken in das Oberbecken und wieder zurück in das Unterbecken zu dessen energetischen Nutzung.

- Oberbecken mit natürlichem Zufluss (PM):
  - Speicherenergieinhalt: Der Speicherenergieinhalt eines Oberbeckens mit natürlichem Zufluss lässt sich analog zu einem Oberbecken ohne natürlichen Zufluss ermitteln. Das zusätzliche Wasservolumen aus dem natürlichen Zufluss wird in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Diese zusätzliche Wassermenge wird während des Turbinenbetriebs ebenfalls turbiniert, wurde aber nicht in das Oberbecken gepumpt und ist daher nicht in einem Lastzyklus des Pumpspeicherkraftwerkes beinhaltet, bei welcher die gepumpte und turbinierte Wassermenge gleich groß ist. Die Nutzung des natürlichen Zuflusses erfolgt somit im Sinne eines Lauf- bzw. Speicherkraftwerkes.

Tabelle 50: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (PM) und ohne (PO) natürlichen Zufluss, Stand 6/2013

Kraftwerksname	Land	Betriebs-weise	$h_{f,\ Stauziel}$ [m]	P_{Pump} [MW]	P_{Tur} [MW]	Speicher-energieinhalt [GWh/LZ]
Bleiloch	TH	PM & LW	49,0	30,0	80,0	0,460
Erzhausen	NS	PO	286,7	230,0	220,0	1,035
Geesthacht	SH	PO	80,0	96,0	120,0	0,600
Glems	BW	PO	292,0	68,0	90,0	0,563
Goldisthal	TH	PO	302,0	1.100,0	1.060,0	8,950
Happurg	BY	PO	209,0	126,0	160,0	0,838
Häusern	BW	PM	205,0	106,0	112,0	0,503
Hohenwarte I	TH	PM & LW	56,0	36,0	62,8	0,380
Hohenwarte II	TH	PO	304,0	324,0	320,0	2,087
Kichentellinsfurt/Einsiedel	BW	PO	127,0	1,1	1,5	0,019
Koepchenwerk Herdecke	NW	PO	165,2	154,0	153,0	0,590
Langenprozelten	BY	PO	310,4	154,0	164,0	0,950
Leitzachwerk 1	BY	PM	128,0	45,4	49,0	0,622
Leitzachwerk 2	BY	PM	127,0	37,6	49,2	
Markersbach	SN	PO	288,0	1.140,0	1.050,0	4,120
Niederwartha *	SN	PO	(143,0)	(120,0)	(120,0)	(0,591)
Oberberg II a	BY	PO	235,0	5,4	4,2	0,034
Reisach	BY	PO	179,1	84,0	99,0	0,600
Tanzmühle	BY	PO	122,5	24,5	28,0	
Rönkhausen	NW	PO	277,0	140,0	140,0	0,690
Säckingen	BW	PM	413,0	298,0	370,0	2,034
Schwarzenbachwerk	BW	PM	357,0	20,0	46,0	0,264
Waldeck 1	HE	PO	296,6	70,0	143,0	0,693
Waldeck 2	HE	PO	329,0	476,0	480,0	4,285
Waldshut	BW	PM	160,0	80,0	160,0	0,429
Wehr	BW	PO	626,0	990,0	980,0	6,201
Wendefurth	ST	PO	126,0	72,0	80,0	0,523
Witznau	BW	PM	250,0	130,0	240,0	0,718
Summen				6.158,0	6.581,6	38,778

Legende: * Anlage derzeit außer Betrieb

[Quelle: Fichtner Water & Transportation]

Auf der Basis dieser Erhebung lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Alle Anlagen zusammen verfügen über einen Speicherenergieinhalt je Lastzyklus von 38,8 GWh/LZ, der bei Bedarf abgerufen und theoretisch komplett genutzt werden kann.
- Vier Pumpspeicherkraftwerke (Leitzachwerk 1 & 2 sowie Reisach & Tanzmühle) besitzen jeweils eng verknüpfte Anlagenkomponenten, so dass jeweils zwei Pumpspeicherkraftwerke bei der Betrachtung des Speicherenergieinhalts je Lastzyklus nicht singulär gesehen werden können.
- In sieben Anlagen wird ein natürlicher Zufluss zur Stromerzeugung genutzt (PM) und zwei große Speicher werden darüber hinaus noch als Laufwasserkraftwerke (LW) über ihre Speicherfunktion hinaus bei entsprechend hohem Wasserdargebot betrieben.
- Die regionale Verteilung der Anlagen richtet sich nicht wie bei der anderweitigen Wasserkraftnutzung ausschließlich an dem natürlichen Dargebot des Wassers und den geographischen Gegebenheiten aus, sondern ist bei zahlreichen Anlagen auch durch die Nähe zu Verbraucherschwerpunkten geprägt.
- Die jüngsten Entwicklungen auf dem Strommarkt haben dazu geführt, dass einige kleinere Anlagen heute nur noch als Speicherkraftwerke betrieben werden und die Pumpenmaschinensätze derzeit stillgelegt sind. Hierbei handelt es sich um folgende Anlagen:
  - Sorpekraftwerk
  - Oberberg I
  - Oberberg II
  - Oberberg II b
- Das Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha ist derzeit sowohl aufgrund eines Schadens nach dem Elbehochwasser 2009 als auch aufgrund der wirtschaftlichen Situation außer Betrieb.

9.3.3 Neu- und Ausbauprojekte

Aufgrund des im Stromverbundnetz notwendigen erhöhten Regel- und Ausgleichsbedarfs infolge des Ausbaus der regenerativen Energien ist grundsätzlich die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken als einzigem, großmaßstäblichen Speicher elektrischen Stroms gestiegen.

Dies hat dazu geführt, dass in den letzten Jahren zahlreiche Projekte für neue Pumpspeicherkraftwerke oder den Ausbau von existierenden Anlagen wieder reaktiviert oder neu entwickelt wurden. Einen wesentlichen Beitrag hierzu haben auch die

zahlreichen Potenzialstudien für derartige Projekte geleistet, mit Hilfe derer in jüngster Zeit günstige Standorte ermittelt und dann einer detaillierteren Betrachtung unterzogen wurden (SCHLENKHOFF 2011, ENBW 2012, NVE 2012).

Dieser Prozess wird auch seitens der Politik prinzipiell unterstützt, indem in Kooperationen mit europäischen Nachbarländern Speicherkapazitäten für Ausbau und Nutzung gesucht wird. Im April 2012 wurde beispielsweise von den Wirtschaftsministern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz eine entsprechende Erklärung unterzeichnet. Darüber hinaus werden die Nutzung skandinavischer Speicherreserven und deren Ausbau zu Pumpspeicherkraftwerken in verschiedenen Ausbauszenarien berücksichtigt (SRU 2011).

Einen Überblick über die aktuellen Projekte gibt Tabelle 51 Hierbei muss angemerkt werden, dass diese Angaben einer verhältnismäßig dynamischen Entwicklung unterliegen, da sich im jeweiligen Planungs- und Genehmigungsprozess vielfach neue Herausforderungen ergeben, die eine Fortführung des Vorhabens unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten dann nicht mehr möglich erscheinen lassen.

Insbesondere der bedeutende Rückgang der erzielbaren Erlöse durch einen Rückgang der erzielbaren Strompreise des Spotmarktes hat dazu geführt, dass zahlreiche Aus- und Neubauprojekte derzeit nur verhalten vorangetrieben oder gar zurückgestellt wurden. Des Weiteren spielen hierbei auch die energiepolitischen Randbedingungen eine wichtige Rolle, indem u. a. die Pumpspeicherkraftwerke seit 2008 in die Netzentgeltpflicht mit einbezogen sind, wenngleich diese eigentlich nicht als Letztverbraucher, sondern als Systemdienstleister zu sehen sind. Diese Netzentgeltpflicht führt zu weiteren bedeutenden Erlösreduzierungen mit der Folge, dass einzelne Betreiber auch bereits über die Stilllegung von existierenden Pumpspeicherkraftwerken nachdenken, da die Aufwendungen für den Betrieb der Anlagen durch den möglichen Erlös zeitweise bereits nicht mehr gedeckt sind.

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass derzeit bei den Aus- und Neubauprojekten gemäß Tabelle 51 keine verlässlichen Angaben über die geplante Inbetriebnahme oder den vorgesehenen Speicherenergieinhalt je Lastzyklus angegeben werden können.

Tabelle 51: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Deutschland, Stand 6/2013

Kraftwerksname	Ort	Land	Projektträger	geplante inst. Leistung [MW]	Status
Atdorf	Herrischried/ Bad Säckingen	BW	Schluchseewerk AG	1.400	in Genehmigung
Forbach (Erweiterung)	Forbach	BW	EnBW AG	200-225	in Planung
Forbach (Neubau)	Forbach	BW	EnBW AG	24	in Planung
Pilotanlage Gaildorf	Gaildorf	BW	Projektgesellschaft Naturstromspeicher Gaildorf GmbH	12 bzw. 16	zurückgestellt
Blautal	südwestlich von Ulm	BY	Stadtwerke Ulm	60	in Planung
Riedl	Jochenstein	BY	Donaukraftwerk Jochenstein AG, Erweiterung	300	in Genehmigung
Jochberg	Jachenau	BY	Energieallianz Bayern	700	in Planung
Poschberg	Schneizlreuth	BY	Fa. Max Aicher	200-450	in Genehmigung
Einöden	Flintsbach	BY	Möhring Energie GmbH & Ing.-büro Kuno Weiss	100-200	in Planung
Leinetal	Freden	NS	PSW Leinetal GmbH, Hochtief	200	in Planung
Nethe	Höxter	NW	Trianel	390	in Genehmigung
Simmerath, Rursee	Simmerath	NW	Trianel	640	zurückgestellt
Waldeck 2plus (Erweiterung)	Waldeck	NW	E.ON	300	zurückgestellt
Finnentrop	Finnentrop & Sundern	NW	Enervie & Stadtwerke Düsseldorf	340	in Planung
Pilotanlage Halde Sundern	Hamm (Untertage)	NW	RAG und RWE	15	in Planung
Heimbach	Mainz	RP	Stadtwerke Mainz	300-600	in Planung
Schweich-RIO	bei Trier	RP	Stadtwerke Trier	300	in Genehmigung
Lägerdorf	Lägerdorf	SH	Holcim & E.ON	70	zurückgestellt
Ellrich	Ellrich	TH	Strabag	640	in Planung
Probstzella	Probstzella	TH	Strabag	380	in Planung
Leutenberg	Leutenberg	TH	Strabag	380	in Planung
Schmalwasser	Tambach-Dietharz	TH	Trianel u. Thüringer Fernwasserversorgung	1.000	in Planung

[Quelle: Fichtner Water & Transportation]

9.4 Auswirkungen des Speicherbetriebs auf die Umwelt

Die Auswirkungen des Speicherbetriebs, der in der Regel ein Schwallbetrieb ist, sind in Kapitel 6.1.6 erläutert. Auch mögliche Maßnahmen zur Reduzierung der negativen Auswirkungen der regelbaren Einspeisung der Wasserkraftnutzung werden genannt.

9.5 Empfehlungen zu Pumpspeicherkraftwerken

Wasserkraftanlagen und hier insbesondere die Pumpspeicherkraftwerke, sind als regelbare Erzeugungsanlagen geeignet, die Systemintegration Erneuerbarer Energien zu unterstützen und somit zu einem stabilen Netz- bzw. sicheren Systembetrieb

beizutragen. Die Einnahmen der Pumpspeicherkraftwerke sind durch die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt gesunken. Um den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken langfristig zu sichern sowie notwendige Neubauprojekte zu unterstützen, um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig sicher zu stellen, ist eine ausreichende Vergütung erforderlich. Diese lässt sich durch verschiedene Möglichkeiten erreichen:

- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten kurzfristig von den Netznutzungsentgelten befreit werden, da sie keine Endverbraucher sind oder
- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten kurzfristig besser in den Reservemarkt integriert werden, z.B. durch eine "Speicherumlage" oder
- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten langfristig durch ein neues Strommarktdesign besser integriert werden.

10 Wasserkraftpotenziale

Beim Übergang der Energieversorgung auf erneuerbare Energiequellen muss die Frage nach der Verfügbarkeit der erneuerbaren Quellen und hier der Wasserkraft geklärt werden. Daher beauftragte das BMU im Jahr 2008 eine Studie zur Ermittlung dieses Potenzials für Gesamtdeutschland (ANDERER et al 2010a und 2010b).

In einer Untersuchung für das Leipziger Institut für Energie GmbH (IE 2011) wurde vor dem Hintergrund des bundesweit anstehenden Netzausbaus das Wasserkraftpotenzial der einzelnen Bundesländer bestimmt. Dazu wurde durch die Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH die gleiche Methodik angewendet, die für die Potenzialstudie für Deutschland entwickelt wurde.

Der Ausgangspunkt für die Bestimmung des Zubaupotenzials ist die aktuelle Stromerzeugung. Diese ist in Kapitel 2.2 dargestellt. Da die Datenbasis aus dem Jahr 2009/2010 stammt, ist geplant, eine aktualisierte Auswertung durchzuführen, wenn die durch die Bundesnetzagentur geprüften Daten zum EEG 2012 vorliegen.

Wasserspeicherkraftwerke bzw. Pumpspeicherkraftwerke und deren Potenziale werden in Kapitel 9 behandelt. Aussagen zum ausbaubaren Potenzial in Trinkwasser- und Abwassersystemen sind in Kapitel 10.3 zusammen gestellt.

10.1 Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland

Das Potenzial der Wasserkraft wurde in einer Studie im Auftrag des BMU nach einer einheitlichen Methodik für alle deutschen Gewässer systematisch und detailliert untersucht (ANDERER et al 2010a und 2010b). Dabei wurden

- die aktuell genutzten Potenziale,

- die insgesamt vorhandenen technischen Leistungs- (in MW) und Erzeugungspotenziale (in GWh/a) und
- die zusätzlich nutzbaren Wasserkraftpotentiale

für die Gewässer mit einem Einzugsgebiet ≥ 10 km² bestimmt.

Die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland betrug im Jahr 2010 etwa 4,0 GW. In diesem Wert sind nicht die ausländischen Anteile von WKA an deutschen Grenzgewässern und die Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken enthalten. Der langjährige Mittelwert des genutzten Wasserkraftpotentials lag bei einer Jahresarbeit von 20,9 TWh, einschließlich der Erzeugung aus dem natürlichen Zufluss der Pumpspeicherkraftwerke.

Unter der Annahme, dass die größeren, bisher frei fließenden Strecken an Elbe, Oder, Donau und Rhein erhalten bleiben sollen, wurde das technische Zubaupotenzial einerseits aus dem Linienpotenzial der Gewässer und andererseits aus dem Erweiterungs- und Modernisierungspotenzial bestehender Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW ermittelt.

Die Potenzialstudie ergab für die großen Gewässer ein bisher nicht genutztes, technisches Erzeugungspotential von etwa 4 TWh oder 19%, von dem ca. 2,7 TWh allein durch den Umbau bestehender Standorte genutzt werden könnte.

Für mittelgroße und kleine Gewässer wurde aus dem Linienpotenzial unter Berücksichtigung bestehender Rahmenbedingungen und Restriktionen ein zusätzlich ausbaubares technisch-ökologisch-ökonomisches Erzeugungspotential von etwa 0,6 TWh, bzw. von zusätzlich 18 % ermittelt.

10.2 Das Wasserkraftpotenzial in den Bundesländern

Die Bundesländer verfügen aufgrund ihrer Topographie und des nutzbaren Wasserdargebots über sehr unterschiedliche Voraussetzungen für die Wasserkraftnutzung. Die aktuelle Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern ist in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

10.2.1 Das Zubaupotenzial in den Bundesländern

Für die Ermittlung des zusätzlich ausbaubaren Potenzials auf Länderebene wurden die gleichen Verfahren angewendet, die für die Bundesstudie entwickelt wurden.

Methode

Für jedes Bundesland wurde aus den Gefälle- und Abflussdaten das Linienpotenzial ermittelt. Aus diesem theoretischen Potenzial wurde das durch Wasserkraftmaschinen nutzbare technische Potenzial bestimmt, indem hydrologische Grundlagen ausgewertet und Wirkungsgrade von Wasserkraftmaschinen berücksichtigt wurden.

Aufgrund methodischer Probleme bei der Ermittlung der Höhendifferenzen entlang von Gewässerverläufen im norddeutschen Flachland wurden wegen des geringen zu erwartenden Potenzials die Einzugsgebiete von Eider und Trave in Schleswig-Holstein und von Warnow und Peene in Mecklenburg-Vorpommern nicht in die gesamtdeutsche Betrachtung einbezogen. Sie fehlen daher auch in der Länderauswertung. Beim ermittelten Zubaupotenzial handelt es sich für diese beiden Bundesländer also um eine untere Abschätzung.

Wird das bereits genutzte Potenzial von dem technisch verfügbaren Gesamtpotenzial abgezogen, verbleibt ein bisher ungenutztes Potenzial, das sich aus folgenden Komponenten zusammensetzt:

- Modernisierungspotenzial, das durch technische Erneuerung bestehender Wasserkraftanlagen erzielbar ist,
- technisches Potenzial an bisher ungenutzten Querbauwerken,
- technisches Potenzial in den verbleibenden freien Fließstrecken.

Die Auswertung erfolgte getrennt für „große“ Gewässer, an denen in der Regel Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW installiert sind und für die übrigen „mittelgroßen und kleinen“ Gewässer.

Für die großen Gewässer wurde das Modernisierungspotenzial von Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW im Rahmen der Wasserkraftpotenzialstudie für Deutschland auf der Grundlage von Standortanalysen bereits für die einzelnen Bundesländer ermittelt (BAUER et al 2010).

Die großen Gewässer sind in der Regel stark ausgebaut. Die Nutzung einiger „freier Fließstrecken“ an Elbe, Oder, Donau und Rhein wird zwar von Zeit zu Zeit diskutiert, erscheint aber momentan nicht genehmigungsfähig. Das Potenzial dieser Strecken wurde nicht im Zubaupotenzial berücksichtigt (ANDERER et al 2010a und 2010b).

In diesen Gewässern befinden sich darüber hinaus einzelne, für die Stromerzeugung bisher nicht genutzte Bauwerke, deren ausbaubares Potenzial bestimmt wurde.

Für Anlagen in mittelgroßen und kleinen Gewässern wurde angenommen, dass durch technische Verbesserung bestehender Wasserkraftanlagen z.B. bei Rechenreinigung, Steuerung oder im Anlagenbetrieb im Mittel ein Potenzial von 10 bis 20 % ausschöpfbar ist. In diesen Werten wurden bereits Verluste durch Mindererzeugung aufgrund ökologischer Maßnahmen berücksichtigt.

Durch das Verschlechterungsverbot in der EU-WRRL ist ein Zubau von Querbauwerken nahezu ausgeschlossen. Auch das EEG 2012 sieht keine Vergütung für Wasserkraftanlagen an neu errichteten Querbauwerken vor. Neben der Modernisierung bestehender Anlagen wird der Ausbau des Wasserkraftpotenzials also vorwiegend an bestehenden, bisher ungenutzten Querbauwerken erfolgen. Diese gibt es in den

Gewässern zwar in großer Zahl; es handelt sich dabei aber um viele Bauwerke mit kleinen Fallhöhen. Standortanalysen in Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen haben ergeben, dass der Großteil der wirtschaftlich interessanten Standorte dort bereits genutzt wird. Da eine Standortanalyse nicht für jedes Bundesland vorliegt, erfolgt die Abschätzung des zusätzlich realisierbaren Potenzials an bestehenden Querbauwerken in mittelgroßen und kleinen Gewässern pauschal anhand folgender Kriterien:

- Vorstudien zur Potenzialstudie für Deutschland haben gezeigt, dass etwa 50% der Gewässerstrecken in NATURA 2000 Gebieten liegen. Dies schließt eine Gewässernutzung zwar nicht aus, erschwert aber möglicherweise die Bedingungen bei Bau und Nutzung potenzieller Wasserkraftanlagen.
- Untersuchungen in NRW führten zu der Einschätzung, dass der maximal zulässige Anteil an Stau- und Ausleitungsstrecken, der als geringfügige Beeinträchtigung im Sinne der EU-WRRL angegeben werden kann, mit 25% beziffert werden kann (DUMONT et al 2005).

Aufgrund dieser Rahmenbedingungen wurde für Strecken ohne Wasserkraftnutzung als voraussichtlich realisierbares technisches Potenzial in mittelgroßen und kleinen Gewässern ein Anteil von etwa 25% des technischen Potenzials abgeschätzt.

Bei dem hier beschriebenen Verfahren, das auf die einzelnen Bundesländer angewendet im Folgenden auch **erweiterte Potenzialuntersuchung** genannt wird, handelt es sich um eine pauschale Betrachtung, die nicht auf besondere Rahmenbedingungen in einzelnen Bundesländern wie z.B. landesweite Festlegung eines bestimmten Mindestabflusses eingeht.

Ergebnis

Bei der Ermittlung des Zubaupotenzials für die einzelnen Bundesländer wurde zwischen dem Erzeugungspotenzial als Jahresarbeit (z.B. in GWh) und dem Leistungspotenzial (z.B. in MW) unterschieden.

In Tabelle 52 sind die in dem jeweiligen Bundesland zusätzlich ausbaubaren technischen Erzeugungs- und Leistungspotenziale aufgelistet. Abbildung 54 zeigt die aktuelle Stromerzeugung und das voraussichtlich zusätzlich ausbaubare Erzeugungspotenzial.

Baden-Württemberg und Bayern, die Bundesländer mit dem aktuell größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Wasserkraft, verfügen auch über die größten noch ausbaubaren Erzeugungspotenziale. Die logarithmische Darstellung in der unteren Abbildung verdeutlicht die Größe der Wasserkraftpotenziale in den Bundesländern mit relativ geringem Potenzial.

Insgesamt ergibt sich als Summe für alle Bundesländer ein zusätzlich ausbaubares technisches Erzeugungspotenzial von 3,005 GWh/a bei einem technischen Leistungspotenzial von 0,968 GW. Die Unterschiede im Vergleich zum Ergebnis der

Bundesstudie kommen dadurch zustande, dass seit deren Veröffentlichung der Ausbau der Wasserkraft weiter fortgeschritten ist und dass das Zubaupotenzial der bestehenden Moselkraftwerke reduziert werden musste (RUPRECHT 2013).

Tabelle 52: Voraussichtlich zusätzlich ausbaubares technisches Erzeugungs- und Leistungspotenzial für die Wasserkraftnutzung (Stand Anfang 2010, Weserkraftwerk Bremen Hemelingen berücksichtigt) gemäß erweiterter Potenzialstudie für Deutschland (ANDERER et al 2010a), (IE 2011)

	voraussichtlich zusätzlich ausbaubar	
Bundesland	**…..Leistungspotenzial [MW]**	**Erzeugungspotenzial [GWh/a]**
Baden-Württemberg	214	707
Bayern	535	1626
Berlin	0,21	0,84
Brandenburg	2,42	9,36
Bremen	0,01	0,02
Hamburg	0,13	0,50
Hessen	31,1	94,8
Mecklenburg-Vorpommern	1,01*	2,87*
Niedersachsen	54,2	158
Nordrhein-Westfalen	52,2	170
Rheinland-Pfalz	42,4	137
Saarland	10,8	23,2
Sachsen	10,4	23,6
Sachsen-Anhalt	8,53	24,0
Schleswig-Holstein	0,63**	2,76**
Thüringen	5,00	25,2
gesamt	**968**	**3.005**

* Ohne Berücksichtigung der Einzugsgebiete von Warnow und Peene;

** Ohne Berücksichtigung der Einzugsgebiete von Eider und Trave

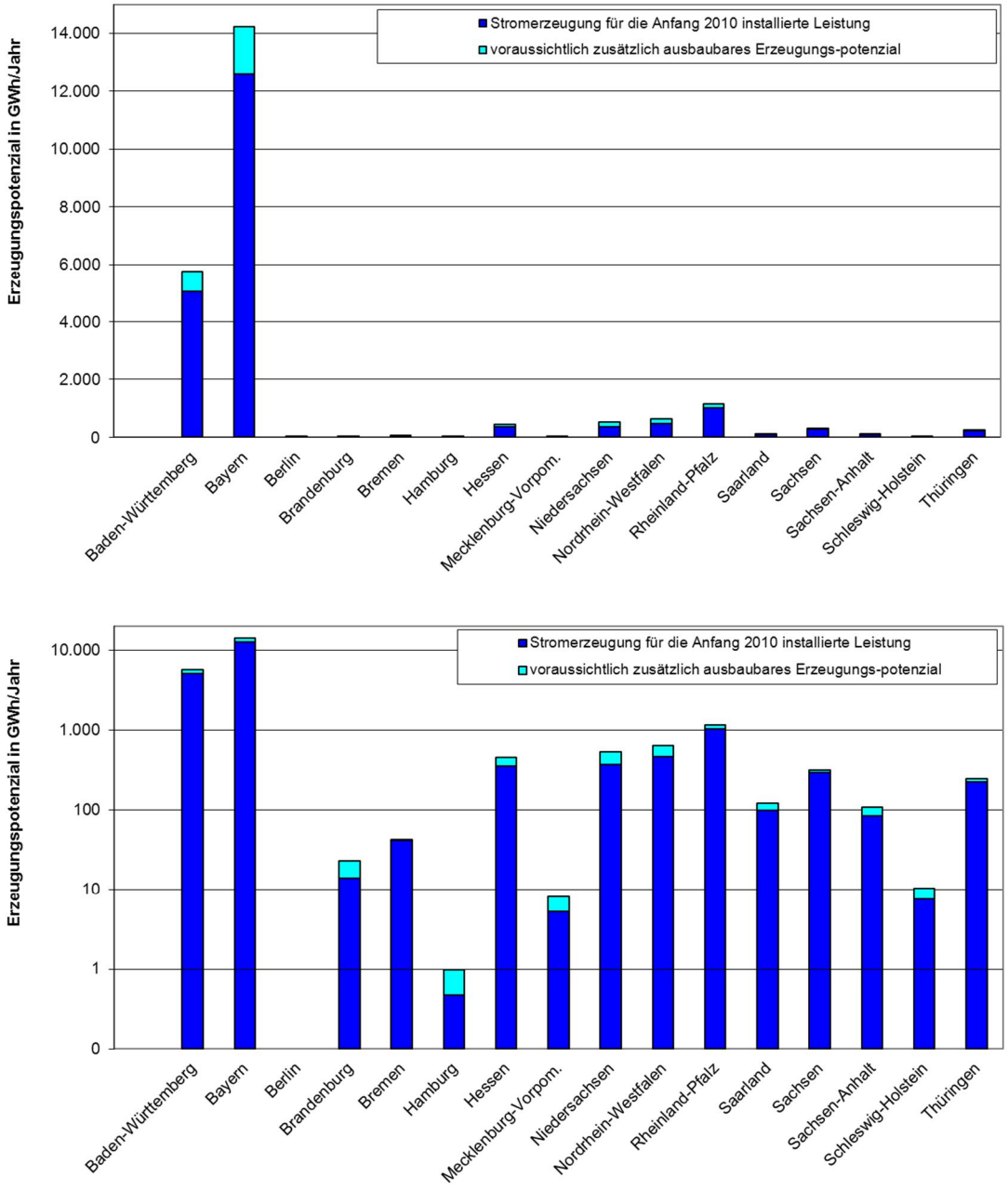


Abbildung 54: Aktuelles Erzeugungspotenzial und voraussichtlich realisierbares technisches Zubaupotenzial (Tabelle 52); Skala unten logarithmisch

10.2.2 Potenzialuntersuchungen aus den Bundesländern

Die aus der Differenz des verfügbaren technischen Potenzials und dem bereits ausgebauten Potenzial ermittelten Zubaupotenziale können nur eine erste Abschätzung für einen möglichen Ausbau der Wasserkraftnutzung sein. Ökologische Rahmenbedingungen wie geschützte Gewässerstrecken, oder die Mindererzeugung durch Abgabe eines Mindestabflusses an Ausleitungskraftwerken wurden in diesem Verfahren nur mit einem pauschalen Ansatz berücksichtigt.

Genauere, Standort bezogene Potenzialuntersuchungen können dagegen zu realistischeren Aussagen führen, wenn die wirtschaftlichen und ökologischen Bedingungen für jeden Standort analysiert werden.

Solche Untersuchungen liegen für die Bundesländer Hessen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz vor, so dass der Vergleich der Ergebnisse mit denen aus der oben dargestellten pauschalen Potenzialuntersuchung eine Einschätzung bzgl. der Realisierbarkeit der Potenziale ermöglicht. In anderen Bundesländern wie Baden-Württemberg oder Thüringen wurden die Wasserkraftpotenziale für einzelne Einzugsgebiete ermittelt. Informationen zu den Potenzialstudien der Bundesländer werden im Folgenden erläutert. Sie sind in Tabelle 53 zusammengestellt.

Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg wurde für das Neckar-Einzugsgebiet eine Potenzialuntersuchung an Standorten von bestehenden Wehren und Wasserkraftanlagen durchgeführt (Bericht abrufbar unter: www.um.baden-wuerttemberg.de/). Die Bundeswasserstraße Neckar wurde dabei nicht berücksichtigt. Aus der detaillierten Untersuchung von 1.473 Standorten ergab sich ein technisch-ökonomisch-ökologisches Potenzial von etwa 103 GWh/a. Als ökonomisch attraktiv konnten davon nur sieben Standorte mit einem Potenzial von 2,8 GWh/a identifiziert werden.

Weitere Untersuchungen sind vom Baden-Württembergischen Umweltministerium für die anderen Flussgebiete geplant und werden voraussichtlich 2013/2014 abgeschlossen sein. Die Ergebnisse der Studien wurden und werden laut Umweltministerium auch in Zukunft in Workshops und im Internet öffentlich zugänglich gemacht.

Bayern

Nach der Studie der E.ON und der Bayerischen Elektrizitätswerke (BEW) aus dem Jahre 2009 (E.ON & BEW 2009) kann in Bayern durch den Bau von Wasserkraftanlagen an sieben bereits bestehenden Querbauwerken ein zusätzliches Erzeugungspotenzial von 94,2 GWh erzielt werden. Das Erweiterungs- und Modernisierungspotenzial der Wasserkraftanlagen im Besitz von E.ON und BEW wird in dieser Studie mit 1.035 GWh beziffert, so dass sich in Summe für den betrachteten Bereich ein zusätzlich ausbaubares Erzeugungspotenzial von etwa 1.130 GWh/a ergibt.

Die Ermittlung möglicher Zubaupotenziale an zehn Kraftwerken der VERBUND Innkraftwerke GmbH, die im Inn zwischen Rosenheim und Stammham liegen, kam zu dem Ergebnis (VERBUND 2011), dass sich durch Neubau an bestehenden Querbauwerken und durch Ausbau bestehender Anlagen ein Zubaupotenzial von 112 GWh pro Jahr ergibt.

Das Bayerische Ministerium für Umwelt und Gesundheit weist in einem Schreiben darauf hin, dass die Angaben der beiden Studien möglicherweise zu groß sind, da ggf. zur

Gewährleistung eines Mindestabflusses und der Durchgängigkeit Abzüge vorzunehmen seien.

Die Untersuchung des Zubaupotenzials gemäß der erweiterten Potenzialstudie für Deutschland ergab für Gesamtbayern ein Erweiterungs- und Modernisierungspotenzial von 1.625 GWh (Tabelle 52).

Die Bayerische Landesregierung steht dem weiteren Ausbau der Wasserkraftnutzung positiv gegenüber und unterstützt die Betreiber bei der notwendigen Realisierung ökologischer Maßnahmen. So hat sie einen 10-Punkte-Fahrplan für eine ökologische und naturverträgliche Wasserkraftnutzung erarbeitet (STMUG 2012). Dieser sieht vor, dass vorrangig der Ausbau an bestehenden Kraftwerken (Ausbau und Modernisierung) und bestehenden Querbauwerken erreicht werden soll. Im Rahmen von Flusssanierungen soll die Wasserkraft umweltverträglich integriert werden (Beispiel Salzach). Eine Gebietskulisse Wasserkraft, die in den Energieatlas Bayern eingestellt werden wird, soll geeignete Standorte mit einer Zubauleistung von mindestens 100 kW ausweisen. Im Gegenzug werden ökologisch besonders bedeutende Gebiete definiert in denen die Bewahrung und Entwicklung des guten Zustands im Regelfall Vorrang hat. Der Neubau von Querbauwerken aus rein energetischen Gründen wird abgelehnt.

Brandenburg

Gemäß RINDELHARDT (2011b) waren Anfang 2011 im Bundesland Brandenburg Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 4,4 MW installiert, die eine Jahresarbeit zwischen 15 bis 19 GWh bereitstellten. Der Autor schätzt, dass das zusätzlich ausbaubare Leistungspotenzial 1 MW kaum überschreiten wird und dass insgesamt ein zusätzliches Regelarbeitsvermögen von etwa 20 GWh/a erzeugt werden könnte. Gemäß der erweiterten Potenzialstudie für Deutschland wurde dagegen ein geringeres technisches Zubaupotenzial von 9,36 GWh/a ermittelt (Tabelle 52).

Bremen

In Bremen ging in 2012 an der untersten Weserstaustufe eine Wasserkraftanlage der Leistung 10 MW mit einer prognostizierten Jahresarbeit von ca. 42 GWh in Betrieb. Dieses neue Kraftwerk nutzt das in Bremen vorhandene technische Potenzial der Weser und aufgrund der Höhe der Staustufe zusätzlich einen Teil des Potenzials des benachbarten Bundeslandes Niedersachsen.

Hessen

In der Studie der Universität Kassel wurden alle in Hessen vorhandenen Querbauwerke und Wasserkraftanlagen auf ihr Zubaupotenzial durch Neubau, Ausbau oder Modernisierung hin untersucht (ROLAND et al 2011). Es wurde eine zusätzlich ausbaubare Leistung von 24 MW und ein Zubaupotenzial von 100 GWh ermittelt.

Diese Werte zeigen eine gute Übereinstimmung mit der landesweiten Potenzialermittlung aus dem Linienpotenzial (Tabelle 52) und der Untersuchung der WKA > 1 MW in der

bundesweiten Studie (BAUER et al 2010). Dort wurde das voraussichtlich realisierbare Leistungspotenzial zu 31 MW und das entsprechende Erzeugungspotenzial zu 95 GWh bestimmt.

Mecklenburg-Vorpommern

In Mecklenburg-Vorpommern waren Ende 2009 22 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 2,7 MW und einer Jahresarbeit von 4,6 GWh in Betrieb (WMMV 2011). Bis zum Jahr 2020 rechnet die Landesregierung damit, dass bei einem weitgehend unveränderten Anlagenbestand durch Modernisierung eine durchschnittliche Jahresarbeit von etwa 6 GWh erzeugt und damit ein Zubau von 1,4 GWh/a realisierbar wird.

RINDELHARDT (2011a) berichtet für Ende 2010 von 24 in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von etwa 3 MW und einer Jahresarbeit von 6 bis 7 GWh.

Das gesamte technische Potenzial beträgt nach WMMV (2011) ca. 14 GWh, wobei aufgrund der geringen zu erzielenden Leistungen und der schwierigen wirtschaftlichen Bedingungen an potenziellen Standorten eine Reaktivierung der zusätzlichen 7 bis 8 GWh/a nicht erwartet wird.

Aus der erweiterten Potenzialstudie für Deutschland wurde ein zusätzlich ausbaubares Leistungspotenzial von etwa 1 MW bzw. ein zusätzliches Erzeugungspotenzial etwa 2,9 GWh/a ermittelt (Tabelle 52). Diese Werte sind aufgrund der in Kap. 10.2.1 genannten methodischen Schwierigkeiten als untere Abschätzung zu verstehen.

Niedersachsen

In Niedersachsen gab es seit der Veröffentlichung der Antwort der Landesregierung vom 15.5.2002 (Drucksache 14/3397) auf eine Anfrage des Landtages zur Förderung der Wasserkraftnutzung keinen wesentlichen Zubau an Wasserkraft. Gemäß der Drucksache wurde für Niedersachsen ein technisches Zubaupotenzial von 7,3 MW abgeschätzt. Zusätzlich wurden konkrete Standorte benannt, an denen ein Zubaupotenzial existiert.

Einen Eindruck des wirtschaftlichen Potenzials vermittelt eine Liste der Standorte, für die es Interessenten zum Ausbau dieses Potenzials gibt. Das entsprechende technisch-wirtschaftliche Potenzial beträgt 4,5 MW.

Der Vergleich mit der aktuellen Potenzialuntersuchung (Tabelle 52) zeigt, dass das dort ermittelte technische Zubaupotenzial mit 54 MW wesentlich größer ist. Ein Großteil dieses Potenzials liegt allerdings an Flachlandgewässern bzw. an den Unterläufen der größeren Gewässer Ems, Hase, Hunte, und Aller. Aufgrund fehlender Staubauwerke und niedriger Fallhöhen ist das Potenzial in der Regel nicht wirtschaftlich ausbaubar.

Nordrhein-Westfalen

Mit Hilfe von Standortanalysen wurde in der Potenzialstudie für NRW ein zusätzlich ausbaubares technisches Leistungspotenzial von 42 MW an vorhandenen

Querbauwerken und Wasserkraftanlagen ermittelt (ANDERER et al 2007). Daraus wurde ein realisierbares Leistungspotenzial von etwa 15 MW bestimmt, das als technisch-wirtschaftlich-ökologisches Potenzial ausbaubar erscheint.

In dem nach dem Standard-Verfahren (Kap. 10.2.1) ermittelten zusätzlich realisierbaren technisch-ökologischen Leistungspotenzial von 52 MW (Tabelle 52) ist eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit nicht enthalten. Erfahrungsgemäß sinkt das Zubaupotenzial erheblich, wenn zusätzlich wirtschaftliche Rahmenbedingungen einbezogen werden.

Regionale Untersuchungen zum Wasserkraftpotenzial sind nach 2010 erstellt worden

- für den Kreis Lippe in 2011, unter Berücksichtigung der gewässerökologischen Zielsetzungen (EU-WRRL) für die Planungsgebiete Werre-Begasystem, Exter und Kalle.
- Derzeit wird für den Regierungsbezirk Arnsberg eine Potenzialanalyse mit Hilfe einer Standortuntersuchung durchgeführt.

Rheinland-Pfalz

Im Rahmen des Aufbaus des Querbauwerke-Informationssystems QUIS für Rheinland-Pfalz wurden bestehende Standorte an Querbauwerken und Wasserkraftanlagen bzgl. des nutzbaren Wasserkraftpotenzials untersucht (ANDERER et al 2009). Das zusätzlich ausbaubare technische Potenzial wurde zu 30 GWh/a ermittelt, wobei die Wasserkraftanlagen an der Mosel nicht berücksichtigt wurden. Deren Ausbau- und Modernisierungspotenzial beträgt 20 bis 25 GWh/a (RUPRECHT 2013), so dass die Standortanalyse ein technisch-wirtschaftlich-ökologisches Potenzial von 50 bis 55 GWh/a ergibt.

Saarland

Das Wasserkraftpotenzial des Saarlandes ist weitgehend ausgeschöpft. Bis zum Jahr 2015 wurde ein Ausbau der Wasserkraft (< 10 MW) auf bis zu 17 MW prognostiziert (IZES 2007). Dieser Wert ist heute bereits überschritten.

Sachsen

Laut VEE (2008) ist bis zum Jahre 2020 für Sachsen ein zusätzlicher Ausbau der Wasserkraftnutzung von 31 MW und 123 GWh/a möglich. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um den Ausbau und Zubau kleiner Anlagen (> 40 kW) im Flussgebiet Mulde / Weiße Elster. Dieses Zubaupotenzial ist ca. 5-mal so groß wie der in der erweiterten Potenzialstudie ermittelte Wert (Tabelle 52).

Sachsen-Anhalt

Ende 2011 waren in Sachsen-Anhalt 46 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 25,4 MW in Betrieb, die Jahresarbeit lag im Mittel bei 90 GWh (RINDELHARDT 2012).

Für Sachsen-Anhalt gibt es mehrere Potenzialuntersuchungen mit vergleichbaren Ergebnissen:

- Der Vergleich der im Jahr 2011 installierten Leistung mit dem insgesamt ausbaubaren Leistungspotenzial, das in einer Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft Technologie und Verkehr ermittelt wurde (MHP 1992), ergibt ein Zubaupotenzial von etwa 15 MW.
- Laut EUPD&DCTI (2012) ist bis 2030 mit einer mittleren Stromerzeugung aus Wasserkraft von etwa 100 GWh/a zu rechnen, was einem Zubau von 10 GWh/a entspricht.
- Aus Planungen und Projekten schätzte RINDELHARDT (2012) für Anlagen größerer Leistung ein zusätzliches Leistungspotenzial von etwa 10 MW entsprechend einem zusätzlichen Erzeugungspotenzial von 30 bis 40 GWh. Dabei wurde das Potenzial an der Elbe (etwa 700 GWh in Sachsen-Anhalt) nicht berücksichtigt, da es unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht ausbaubar scheint.
- Darüber hinaus weist das Energiekonzept des Landes Sachsen-Anhalt an kleinen Staustufen ein Leistungspotenzial von 18 MW aus (Erzeugungspotenzial etwa 92 GWh) (ENERGIEKONZEPT-ST 2007).

Die Ergebnisse aus Tabelle 52 liegen mit einem zusätzlich ausbaubaren Leistungs- bzw. Erzeugungspotenzial von 8,5 MW bzw. 24 GWh/a in etwa im Bereich der vorgestellten Abschätzungen.

Schleswig-Holstein

Die Untersuchung zum Wasserkraftpotenzial an 196 bestehenden, teilweise ehemaligen Standorten von Wasserkraftanlagen (u.a. zahleiche Mühlen) ergab ein insgesamt ausbaubares Leistungspotenzial von insgesamt 9,1 MW (SH-MSGE 1990). Nach Abzug der in 2010 installierten Leistung von 6,3 MW verbliebe ein technisches Restpotenzial von 2,8 MW. Die Veröffentlichung aus dem Jahr 1990 enthält eine Liste mit 156 möglichen Mühlenstandorten.

Thüringen

In 2010 gab es in Thüringen 183 Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 31 MW, wobei etwa ein Drittel dieser Leistung an Talsperren installiert war (SIPPACH 2010). Auch für Thüringen wurden mehrere Potenzialstudien durchgeführt:

- Nach TMWAT-TH (2011) besteht nur ein geringes Zubaupotenzial (0,1% des Nettostromverbrauchs, etwa 17 GWh/a), da die effektiven Standorte der Wasserkraftnutzung weitgehend erschlossen und die Anlagentechnik in größerem Umfang erneuert sei.
- (RINDELHARDT 2013) veröffentlicht einen möglichen Leistungszuwachs von etwa 2 MW bei einer zusätzlichen Stromproduktion von etwa 10 GWh/a, so dass bis 2020 ein Regelarbeitsvermögen von insgesamt 220 GWh/a erzielbar sei.

- Die Fachhochschule Nordhausen ermittelte im Rahmen des Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbare Energien (TMWAT 2011a) das Zubaupotenzial an bestehenden Wasserkraftanlagen mit Hilfe der Ergebnisse von BAUER et al. (2010) und ANDERER et al (2010a, b). Es wurde ein bis zum Jahr 2050 realisierbares Zubaupotenzial von 19 GWh ermittelt.

Die Ergebnisse aus der erweiterten Potenzialstudie für Deutschland, die das zusätzliche Erzeugungspotenzial auf etwa 25 GWh beziffern (Tabelle 52), liefern im Vergleich zu den genannten Studien einen relativ großen Wert.

Seit 2009 werden in Thüringen verschiedene Gewässer und Gewässersysteme systematisch bzgl. der ökologischen Anforderungen, die sich aus der EU-WRRL ergeben, untersucht. Dabei wird gleichzeitig das technisch-wirtschaftlich-ökologische Wasserkraftpotenzial an bestehenden Stauanlagen ermittelt. Bisher wurden nach einem einheitlichen Verfahren die Gewässer Ilm, Saale, Unstrut und Werra untersucht (IBFM 2011, 2012). Weitere Gewässer werden in den Jahren 2013 bis 2015 folgen.

Zusammenfassung
Insgesamt spiegeln die Ergebnisse aus der erweiterten Potenzialuntersuchung die zusätzlich ausbaubaren Potenziale aus anderen, zum Teil an konkreten Standorten durchgeführten Untersuchungen wider. Es wird aber deutlich, dass eine Standort spezifische Auswertung für konkrete Ausbauplanungen unerlässlich ist, da insbesondere wirtschaftliche Rahmenbedingungen die Realisierbarkeit des Potenzialausbaus einschränken und somit zu einer erheblichen Reduzierung des Zubaupotenzials führen können.

10.2.3 Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen WK-Potenziale (§ 35 Absatz 3 WHG)

Die Bundesländer bzw. die zuständigen Behörden sind nach § 35 Absatz 3 WHG verpflichtet, das bisher nicht genutzte Wasserkraftpotenzial an vorhandenen Staustufen zu ermitteln. Dabei ist zu prüfen, ob an den Staustufen oder sonstigen Querverbauungen, die am 1. März 2010 bestanden und deren Rückbau zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele nach Maßgabe der §§ 27 bis 31 auch langfristig nicht vorgesehen ist, eine Wasserkraftnutzung möglich ist.

Innerhalb der vorliegenden Untersuchung wurden die oberen Wasserbehörden der Bundesländer in Bezug auf § 35 Absatz 3 WHG befragt,

- ob nach 2009 Potenzialuntersuchungen durchgeführt wurden und
- auf welche Weise die Ergebnisse zu standortspezifischen Potenzialen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht wurden.

Zusätzlich wurden Informationen aus Veröffentlichungen und eigenen Arbeiten zusammengetragen und in Tabelle 53 zusammengestellt.

Die meisten Bundesländer nutzen bei der geforderten Ausweisung der Potenziale die Veröffentlichung im Internet, führen öffentliche Informationsveranstaltungen durch und/oder versenden auf Anfrage entsprechende Berichte. Da einige Studien nicht öffentlich vergeben wurden, verwiesen einzelne Bundesländer darauf, dass sie keinen Einfluss auf die Veröffentlichung der Ergebnisse haben.

Tabelle 53: Potenzialuntersuchungen in den Bundesländern; Maßnahmen zur Erfüllung von § 35 Absatz 3 WHG

	Ziel der Untersuchung	Umfang	Quelle / Anmerkung	Maßnahmen zur Umsetzung / Veröffentlichung gemäß §35 (3) WHG
BB	Ermittlung des Wasserkraftpotenzials	landesweit	(RINDELHARDT 2011b), veröffentlicht	
BE			Keine aktuelle Untersuchung, Potenzial gering	
BW	Ermittlung des Wasserkraftpotenzials	Alle Standorte im Einzugsgebiet des Neckars, ohne Bundeswasserstraße Neckar; weitere Gebiete in Bearbeitung bzw. geplant	(UmweltBW 2010)	Veröffentlichung im Internet, Workshops
BY	Ermittlung des Wasserkraftpotenzials	Untersuchung an WKA von E.ON und BEW	(E.ON & BEW 2009), Veröffentlichung „Gebietskulisse Wasserkraft“ im Energieatlas Bayern geplant	Landesregierung bietet Unterstützung bei Genehmigungs-verfahren an; Erarbeitung „Gebietskulisse Wasserkraft“
HB			gesamtes Potenzial wird in Bremen Hemelingen genutzt	-
HH			Keine aktuelle Untersuchung, Potenzial gering	
HE	Potenzialstudie im Rahmen der Studie „Wasserkraftnutzung und WRRL“	Technisch-wirtschaftlich-ökologisches Potenzial an Standorte von Querbauwerken unter Berücksichtigung ökologischer Abflüsse (Qmin, Q_FAA, Q_Bypass)	THEOBALD et al 2011	
MV	Untersuchung zum Wasserkraftpotenzial	Landesweit	(RINDELHARDT 2011a)	

	Ziel der Untersuchung	Umfang	Quelle / Anmerkung	Maßnahmen zur Umsetzung / Veröffentlichung gemäß §35 (3) WHG
NI	Antwort der Landesregierung vom 15.5.2002 auf eine Anfrage des Landtages zur Förderung der Wasserkraftnutzung	Landesweit, Liste der ausbaubaren Standorte im Anhang	Drucksache 14/3397, veröffentlicht	
NW	Aufbau einer landesweiten Datenbank zu Querbauwerken und Wasserkraftanlagen und Untersuchung des Wasserkraftpotenzials	Technisch-wirtschaftlich-ökologisches Potenzial für alle Standorte von Querbauwerken und Wasserkraftanlagen	(ANDERER et al 2007); Aktualisierung war für 2012/2013 geplant	
RP	Aufbau einer landesweiten Datenbank zu Querbauwerken und Wasserkraftanlagen und Untersuchung des Wasserkraftpotenzials	Technisch-wirtschaftlich-ökologisches Potenzial für alle Standorte von Querbauwerken und Wasserkraftanlagen	(ANDERER et al 2009); Aktualisierung erfolgte in 2011	Fachveranstaltungen und Weitergabe der Liste potenzieller WKA auf Anfrage
SL	Potenzialermittlung für die erneuerbaren Energien	Landesweit	(IZES 2007), Studie veröffentlicht	
SN	Ermittlung der technischen Potenziale der erneuerbaren Energieträger in Sachsen, sowie der wirtschaftlichen Umsetzungsmöglichkeiten	landesweit	(VEE 2008), Studie veröffentlicht	
ST	Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 bis 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung in Sachsen-Anhalt	landesweit	(EUPD&DCTI 2012), Studie veröffentlicht	
SH	Untersuchung des Wasserkraftpotenzials aus 1990	Landesweit, Liste aller Mühlenstandorte	(SH-MSGE 1990), Broschüre veröffentlicht	Prüfung steht aus
TH	Innerhalb der Studien zur Wiederherstellung der Durchgängigkeit wurde das Ausbaupotenzial der Wasserkraft standortspezifisch untersucht	Techn.-wirtsch.-ökol. Potenzial an allen Standorte von QBW und WKA im Gewässerverlauf: bisher für die Gewässer Ilm, Unstrut, Saale; in 2012: Studie zur Werra; für weitere Gewässer in Planung: Gera, Apfelstädt, Ohra, Schwarza, Loquitz, Ulster, Schleuse/Nahe	(IBFM 2011)	Bisher für die Ilm: Veröffentlichung der Studie, öffentlicher Workshop

10.3 Wasserkraftnutzung in Trinkwasser- und Abwassersystemen

Aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung des Faktors Energie bei den Gesamtkosten im Trinkwasser- und Abwasserbereich wurden dort in den vergangenen Jahren verstärkt Energiemanagementsysteme eingesetzt. Einsparpotenziale bei der Energie wurden identifiziert und die Erzeugungspotenziale der vor Ort verfügbaren erneuerbaren Energien untersucht und ggf. genutzt. Während bisher der Schwerpunkt auf dem Ausbau der energetischen Klärgasnutzung und der Verstromung in Blockheizkraftwerken lag, werden zunehmend Windanlagen und Photovoltaik in Eigenenergieversorgungskonzepte eingebunden (GRÜN 2012). Zunehmend rückt dabei auch die Nutzung der (kleinen) Wasserkräfte in die Diskussion.

Die Potenziale der Wasserkraft im Bereich Trinkwasser- und Abwassernutzung wurden bereits in BMU 2011 recherchiert. Hier konnte als Ergebnis lediglich ein mittelfristig realisierbares bzw. nutzbares Potenzial in Kanalnetzen ermittelt werden, das etwa 0,4 TWh/a erreicht (DWA 2010).

Da seit 2011 keine umfassenden Studien zum Thema verfasst wurden, werden im Folgenden Ergebnisse aus Veröffentlichungen im Internet, von Tagungen und aus Befragungen von Betreibern von Trinkwassersystemen wieder gegeben. Die dargestellten Einzelbeispiele sollen den aktuellen Sachstand der Wasserkraftnutzung im Bereich Trinkwasser- und Abwassernutzung widerspiegeln.

10.3.1 Wasserkraftnutzung an Kläranlagen

Die in Deutschland in Betrieb befindlichen 9.933 Kläranlagen haben einen Gesamtstromverbrauch von rund 4.000 GWh pro Jahr (BDEW 2010). Bei den sich ändernden Marktbedingungen wird es für Betreiber von Abwasseranlagen zunehmend interessant, auch kleine Potenziale insbesondere für den Eigenverbrauch zu nutzen. Allerdings stehen an Abläufen von Kläranlagen und an internen Abläufen (z.B. nach der Vorklärung, an Filterpressen oder Faultürmen) in der Regel nur kleine Fallhöhen und vergleichsweise geringe Potenziale zur Verfügung. Eine bundesweite Potenzialermittlung gibt es derzeit nicht. Die vorhandenen Potenziale werden in der Regel für einzelne Anlagen ermittelt. Im Folgenden sind Beispiele aufgeführt:

- Der Emschergenossenschaft-Lippeverband hat die Möglichkeit zur Wasserkraftnutzung am Ablauf der Kläranlage Bottrop geprüft. Dabei wurde die Installation einer Wasserkraftschnecke der Leistung 40 kW untersucht. Bei einer prognostizierten Jahresarbeit von 340 MWh/a würde die Eigenenergiequote der Kläranlage um 1 % erhöht (FREHMANN et al 2012).
- Am Ablauf der Kläranlage Emschermündung ist seit 1976 eine Kaplanturbine in Betrieb. Diese erzeugte in den letzten 5 Jahren im Mittel etwa 2,5 GWh/a. Der

Beitrag der Wasserkraftanlage zur Eigenenergieversorgung beträgt etwa 10% (FREHMANN et al 2012).

- An der Einmündung des Ablaufs der Kläranlage Emmerich in den Rhein wurde in 2000 eine Durchströmturbine mit einer installierten Leistung von 13 kW in Betrieb genommen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass das Wasserkraftpotenzial an Kläranlagen aktuell aufgrund der geringen Potenziale nur selten wirtschaftlich nutzbar ist. Die Nutzung der Energiepotenziale an Kläranlagen wird interessant, wenn die Strompreise steigen.

10.3.2 Wasserkraftnutzung in Kanalnetzen

In Kanalnetzen können große Fallhöhen auftreten, die eine Wasserkraftnutzung auf den ersten Blick als energetisch und wirtschaftlich interessant erscheinen lassen.

Der Emschergenossenschaft-Lippeverband untersuchte die Möglichkeit zur Wasserkraftnutzung an mehreren Standorten von Schächten am Emscherkanal, der zurzeit parallel zur Emscher als Abwasserkanal gebaut wird (Abbildung 55, Bauzeit 2009 bis voraussichtlich 2017).

Wie bereits in BMU 2011 dargestellt, ist der Betrieb von Wasserkraftanlagen in Abwasserkanälen aufgrund der hohen Anforderungen an die Materialien und der Probleme beim Medium Abwasser (chemische Zusammensetzung, Störstoffe) bisher wirtschaftlich nicht darstellbar.

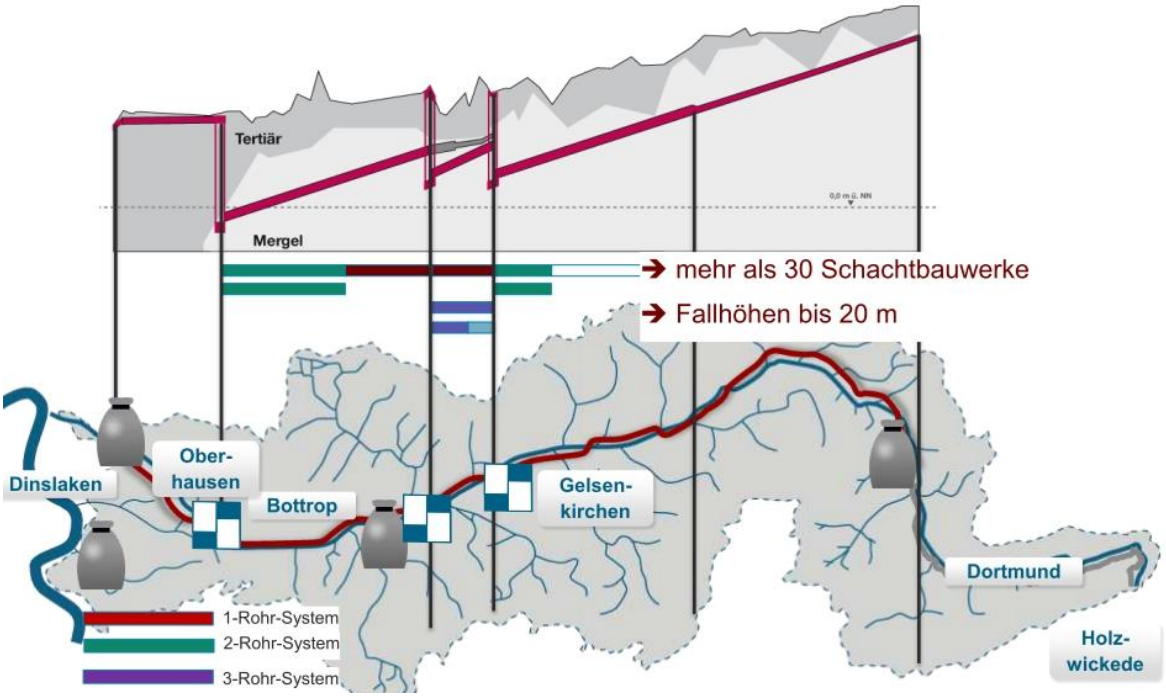


Abbildung 55: Höhenlage des Emscherkanals (oben), Verlauf des Kanals (unten)
[Quelle: Emschergenossenschaft-Lippeverband]

10.3.3 Wasserkraftnutzung in Trinkwassernetzen

Das Trinkwasser in Deutschland wird aus Grundwasser, Quellwasser und Uferfiltrat bzw. Oberflächenwasser gewonnen. In einem Verbund von örtlicher Wasserversorgung und überregionaler bzw. Fernwasserversorgung ist eine Vielzahl von Versorgungsunternehmen dafür zuständig, das sogenannte Rohwasser zu fördern, auf Trinkwasserqualität aufzubereiten und zu verteilen. Teilweise muss das Wasser in Fernleitungen über große Strecken transportiert werden und je nach topografischer Leitungsführung müssen große Höhendifferenzen überwunden werden. Dabei wird das Wasser in manchen Fällen in großen Hochbehältern zwischengelagert (Abbildung 56).

Abbildung 56: Längsschnitt Wassertransportleitung Söse-Nord der Harzwasserwerke mit Wasserwerken (WW) und Hochbehältern(HB)

[Quelle: http://www.harzwasserwerke.de]

Die Versorgungsunternehmen benötigen erhebliche Energiemengen, um das Wasser an die Bedarfsstellen zu befördern. Ein Teil dieser Energie wird am Verbrauchsort meist einfach durch Drosselarmaturen „vernichtet“, indem die Energie in Wärme überführt wird.

Heute werden bereits an vielen Trinkwassertalsperren Wasserkraftanlagen betrieben. Darüber hinaus sind Anlagen zur Energierückgewinnung an Hochbehältern oder in Versorgungsleitungen installiert, sofern der Betrieb wirtschaftlich ist und die Sicherheit der Trinkwasserversorgung nicht beeinträchtigt wird. Dabei wird der erzeugte Strom teilweise zur Deckung des Eigenbedarfs in den Wasserwerken genutzt, oder aber in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Da der Durchfluss der Wassertransportleitungen in der Regel an den Trinkwasserbedarf angepasst werden muss, werden dort zur Wasserkraftnutzung regelbare Turbinen (z.B. Francisturbinen) eingesetzt. Die Trinkwasserqualität kann durch folgende Maßnahmen sichergestellt werden:

- Einsatz besonderer Turbinenkonstruktionen, bei denen das Trinkwasser nicht mit den Lagern der Turbinenwelle in Kontakt kommt. Dies führt zu höheren Investitionskosten.

- Nutzung biologisch abbaubarer Lageröle z.B. auf Rapsölbasis.

Von einer Umfrage bei 29 Betreibern konnten 14 Rückmeldungen ausgewertet werden. Diese ergaben, dass an Hochbehältern und im Leitungssystem Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich 10 kW bis 200 kW genutzt werden. In Tabelle 54 sind Ergebnisse der Umfrage und einer Internetrecherche zusammen gestellt. Bei einer installierten Leistung von etwa 14 MW erzielten die Anlagen eine Jahresarbeit von rund 52 GWh/a. Die befragten Unternehmen gaben ein zusätzlich ausbaubares Potenzial von etwa 6 GWh/a (d.h. etwa 12 %) an.

Tabelle 54: Wasserkraftnutzung und Ausbaupotenzial bei Trinkwasser- und Fernwasserversorgern - Ergebnisse aus Betreiberumfrage und Internetrecherche (HB: Hochbehälter)

Versorger	Installierte Leistung [kW]	Jahres-erzeugung [MWh]	Zusätzliches Potenzial
Wasserverband Aabach Talsperre	kA	2.000	kA
Gelsenwasser AG	60	350	1.000 MWh/a in Druckreduzieranlagen
Hessenwasser GmbH & Co. KG	70	450	200 MWh realisierbar bei Vergütung von 9 bis 10 ct/kWh über 10 Jahre
Harzwasserwerke GmbH, WKA im Verbundsystem	1.971	11.100	Aktuell ökonomisch erschließbar: 117 kW, 700 MWh/a
Thüringer Fernwasserversorgung	190	1.430	Erweiterung bestehender Anlagen: ca. 60 kW, 450 MWh; Weiterer Ausbau: 100 kW, 800 MWh/a nicht ökonomisch
Trinkwasserversorgung Magdeburg GmbH	-	-	Potenzial vermutlich gering, aktuell keine Planung
Zweckverband Fernwasser Südsachsen	30	150	Ca. 130 kW, bzw. 600 MWh geplant, weitere 500 MWh verfügbar
Zweckverband Landeswasserversorgung, Stuttgart	5.934	14.219	Geplant: Ausbau von ca. 400 kW und 1.760 MWh; zusätzliches Potenzial: 200 kW, 500 MWh/a
Rhön-Maintal Gruppe	-	-	Potenzial vermutlich vorhanden, aktuell keine Planung
Wasserversorgung Bayerischer Wald	460	kA	2 bis 3 Standorte mit Leistungen im kW-Bereich
Wasserversorgung Bad Reichenhall	40	200	kA
Bodensee Wasserversorgung	Ca. 5.000	16.000 bis 17.000	kA
Mitgliedsunternehmen der Bodensee Wasserversorgung	kA	6.900	Zusätzlich zu den Angaben der Bodensee Wasserversorgung erzeugt
Zweckverband Fernwasserversorgung Oberes Allgäu	45	130	Bei aktueller Kosten-, Vergütungsstruktur wird kein Potenzial gesehen

Einige Betreiber weisen darauf hin, dass der Ausbau des Potenzials an Trinkwasserkraftanlagen stärker gefördert werden sollten, da sie die Gewässerökologie nicht beeinträchtigen. Dies könnte durch vereinfachte Netzverträglichkeitsprüfungen und eine Anschlusspflicht der Netzbetreiber unterstützt werden. Für die Nutzung des

zusätzlichen Potenzials wäre die aktuelle EEG-Vergütung für einige Betreiber ausreichend, andere fordern höhere Vergütungen bzw. wünschen vereinfachte Eigenverbrauchsregelungen, falls Erzeugung und Verbrauch nicht am gleichen Ort erfolgen können.

Die Nutzung der Wasserkraft im Bereich Energierückgewinnung in Trinkwasseranlagen und Fernleitungen zur Trinkwasserversorgung hängt somit von der Vergütung bzw. dem Grad der Eigennutzung des erzeugten Stroms ab.

Perspektiven für die Wasserkraftnutzung

Aufgrund des demographischen Wandels ist neben der zunehmenden Alterung der Gesellschaft in bestimmten Gebieten ein Bevölkerungsrückgang zu erwarten. Für die Wasserwirtschaft ergeben sich daraus in Bezug auf mehrere Aspekte Veränderungen:

- Der Anteil der Fixkosten bei den Wasser- und Abwasserentgelten liegt z.B. in Hessen bei ca. 80% (HMUELV 2012). Der Unterhaltungsaufwand der Versorgungsnetze verursacht auch bei sinkender Nutzerzahl in etwa die gleichen, wenn nicht sogar steigende Kosten (z.B. durch zusätzliche Spülungen der Kanalisation bei geringer Auslastung), so dass die Belastungen für den Einzelnen steigen werden.
- Trinkwasserleitungen müssen aus hygienischen Gründen einen gewissen Mindestdurchfluss haben, um eine Verkeimung zu verhindern. Bei abnehmender Nutzerzahl ist daher eine Verkleinerung der bestehenden Versorgungsleitungen erforderlich. Dies ist mit erheblichen zusätzlichen Investitionen verbunden, falls nicht sowieso eine Erneuerung ansteht. Auch hier können die Belastungen für den Einzelnen zunehmen.

Für die Nutzung des Wasserkraftpotenzials im Trinkwasser- und Abwassersystem bedeutet dies, dass sie zwar aufgrund des Kostendruckes zunehmend interessant wird. Es ist jedoch zu erwarten, dass zumindest in ländlichen Gebieten das Potenzial bei einem Rückgang der Nutzerzahl tendenziell rückläufig sein wird.

10.3.4 Empfehlungen zu Wasserkraft in Trink- und Abwassersystemen

Die Clearingstelle hat zum Thema "Trinkwasserturbinen und Turbinen im Kühlwasserrücklauf von Kraftwerken" am 29. September 2011 eine Empfehlung veröffentlicht (Nr. 2008/ 18). Diese bezieht sich auf das EEG 2004 und besagt, dass Wasserkraft im Sinne des § 3 Abs. 1 EEG 2004 nur dann innerhalb des EEG zu berücksichtigen ist, wenn die kinetische bzw. die potentielle Energie des Wassers nicht auch auf Pumpvorgänge zurückzuführen ist.

Diese Empfehlung dürfte auch für das EEG 2012 anwendbar sein. Hinzu kommt dort allerdings in § 23 (6), dass für Speicherkraftwerke an bestehenden Speichern oder bestehenden Speicherkraftwerken ein Vergütungsanspruch besteht. Daher kann die

Stromerzeugung an Trinkwassertalsperren mit natürlichem Zufluss nach EEG 2012 vergütet werden.

Zusätzlich werden die im 2. Wissenschaftlichen Bericht zur Vorbereitung von BMU (2011) beschriebenen Empfehlungen hier erneut aufgenommen:

„Zur Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann es sinnvoll sein, Potenziale zu nutzen, die vorhanden sind, aber nicht originär regenerativ (siehe Grubengas).

Selbstverständlich muss durch geeignete Vorschriften verhindert werden, dass eine zusätzliche künstliche Erhöhung, im Fall der Wasserkraft durch eine über das erforderliche Maß hinaus gepumpte Höhe erfolgt.

Die Vergütung der Energie aus Trinkwasser- und Abwassersystemen sollte daher in das EEG aufgenommen werden. Dabei müssen mindestens folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- *Durch geeignete Regelungen muss ein Missbrauch (höher pumpen als erforderlich) vermieden werden.*
- *Das Ausschließlichkeitsprinzip muss durch eine neue Definition für die Wasserkraft umgangen werden.*
- *Sicherstellung ausreichender Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten durch die Wasserbehörde.“*

Dabei ist auszuschließen, dass über den Trinkwasserbedarf hinausgehende Wassermengen zu einem niedrigen Strompreis gepumpt werden, um anschließend durch eine Vermarktung über das EEG höhere Erträge zu erzielen. Wird also in einem Trinkwassernetz zum Pumpen eine Strommenge E_{Pump} verwendet und eine Energiemenge E_{Trink} im System erzeugt, so sollte nur die Differenz $E_{netto} = E_{Pump} - E_{Trink}$ nach EEG vergütet werden.

Die Nutzung der Wasserkraft in Abwassersystemen ist an Kläranlagen technisch nur nach der Klärung des Abwassers sinnvoll. Diese Erzeugung sollte mit in die Vergütung nach EEG aufgenommen werden, obgleich hier die Eigennutzung eine übergeordnete Rolle spielt.

11 Meeresenergienutzung

11.1 Grundlagen

Die Nutzung der Meeresenergie ist im bisherigen EEG nicht separat ausgewiesen, es gibt keine speziellen Fördersätze für die Meeresenergie. Die Vergütung der Meeresenergie entspricht der der konventionellen Wasserkraft.

In Deutschland gibt es zurzeit noch keine realisierten Projekte in der Meeresenergie. Der Ausbau der Meeresenergie steht auch international noch am Anfang. Bisher sind nur Demonstrationsanlagen und Prototypen realisiert. Nur ganz vereinzelt sind erste „kommerzielle“ Anlagen ausgeführt (z.B. eine Wellenenergieanlage in Mutriku in Spanien, siehe Kap. 11.3.3). Zurzeit laufen weltweit einige größere Projektentwicklungen, die sich aber noch in der Planungsphase befinden.

Aus diesem Grund basieren die hier gezeigten Daten und auch die Vergütungsvorschläge nicht auf Erfahrungswerten aus dem bisherigen EEG, sondern aus Daten und Konstellationen in anderen Europäischen Ländern und vor allem aus Kostenabschätzungen und Prognosen.

Längerfristige Erfahrungswerte und Erkenntnisse aus größeren Projekten liegen nicht vor. Speziell gibt es keine Erfahrungswerte bei Installation, Betrieb und Wartung von größeren Parkanlagen. Installations- und Wartungskosten spielen aber eine wesentliche Rolle in der Kostenstruktur von Meeresenergieanlagen. Sie variieren sehr stark mit der Größe der Projekte. Das bedeutet, dass die im Folgenden aufgezeigten und vorgeschlagenen Förderungen zu einer ersten Markteinführung von Einzelanlagen und von kleinen Park-Anlagen mit wenigen Maschinen beitragen sollen. Werden in Zukunft größere Parkanlagen realisiert, so müssten die vorgeschlagenen Förderungen nach den gewonnenen Erkenntnissen zwingend angepasst werden.

Betrachtete Energieformen

In der hier dargestellten Ausarbeitung werden folgende Formen der Meeresenergie betrachtet:

- Gezeitenkraftwerke,
- Gezeitenströmungskraftwerke,
- Wellenkraftwerke,
- Osmosekraftwerke und
- Meereswärme-Kraftwerke (OTEC).

Nicht betrachtet werden hier maritime Biomasse sowie die Offshore-Windenergie. Diese Energieformen werden bei der Biomasse bzw. bei der Windenergie berücksichtigt.

11.2 Stand und wirtschaftliche Bedeutung der Meeresenergie in Deutschland

11.2.1 Stand der Nutzung der Meeresenergie in Deutschland

Eine Nutzung der Meeresenergie zur Stromerzeugung findet in Deutschland zurzeit nicht statt. Es gibt weder Installationen von Demonstrationseinheiten noch Prototypen im Meer. Die Meeresenergie liefert also zurzeit noch keinen Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Allerdings hat die Meeresenergie in Deutschland dennoch eine nicht zu vernachlässigende wirtschaftliche Bedeutung, da viele deutsche Firmen in diesem Bereich tätig sind und auch teilweise zu den führenden Anbietern von Meeresenergie-Technologien zählen. Darauf wird im Folgenden eingegangen.

11.2.2 Wirtschaftliche Bedeutung der Meeresenergie in Deutschland

Deutschland ist ein führender Technologieanbieter im Bereich erneuerbarer Energien, insbesondere im Bereich von Wind- und Wasserkraft. Aber auch im Bereich der maritimen Technik und Logistik sind viele deutsche Firmen aktiv und an zahlreichen maritimen Projekten und Demonstrationsanlagen beteiligt. Sie fungieren oft als Zulieferer von hochwertigen Einzelkomponenten.

In den letzten Jahren haben sich deutsche Firmen auch als Gesamtentwickler und Lieferanten von Gesamtanlagen etabliert. Dies erfolgte teilweise durch Zukauf von Firmen (z. B. wurde MCT von Siemens übernommen) und teilweise durch Eigenentwicklungen und Gründung entsprechender Abteilungen bzw. Tochterfirmen.

Deutsche Unternehmen sind vor allem in den Bereichen

- Gezeitenenergie (Wasserturbinenhersteller, Baufirmen),
- Gezeitenströmung (Turbinen und Fundamente sowie Komponenten) und
- Wellenenergie (Turbinen und Komponenten)

tätigt. Als Beispiele seien hier die Firmen Siemens, Bosch, Voith, Andritz, Züblin, Schottel genannt, die gesamte Technologien entwickeln. Dazu kommen noch Komponentenlieferanten wie z. B. Bosch Rexroth, Schaefler, Contitech, Thyssen Krupp und andere, siehe IA-OES 2012.

Das Know-how und die Innovationskraft der deutschen Unternehmen, die sich mit maritimer Technik beschäftigen, bilden eine erfolgreiche Ausgangsbasis zur Entwicklung und Produktion einer zukunftsweisenden Exporttechnologie zur Nutzung der Meeresenergie. Dies gilt sowohl für die elektro-mechanische Ausrüstung als auch für Gründungen und Fundamente (Bautechnik).

11.3 Einführung in die technische Realisierung

11.3.1 Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke nutzen die potenzielle Energie des Tidenhubs. Zu diesem Zweck wird eine Bucht oder ein Becken durch eine Staumauer oder einen Damm abgesperrt. Bei Ebbe fließt dann das Wasser aus dem Becken, in dem ein höherer Wasserpegel vorliegt, und treibt dabei Turbinen an. Bei Flut, wenn der Wasserspiegel des Meeres über dem des Beckens liegt, fließt das Wasser in das Becken und treibt dabei wiederum Turbinen an. Dies ist schematisch in Abbildung 57dargestellt.

Die Technologie der Gezeitenkraftwerke entspricht weitgehend der von konventionellen Wasserkraftwerken. Es handelt sich dabei um eine erprobte Technik, zum Beispiel ist das Kraftwerk La Rance seit nahezu 45 Jahren im Betrieb. Systemlieferanten von Gezeitenkraftwerken sind deshalb im Wesentlichen die Lieferanten der klassischen Wasserkraft. Da deutsche Firmen führende Lieferanten in der Wasserkraft sind, sind sie auch Systemlieferanten für die Ausrüstung von Gezeitenkraftwerken.

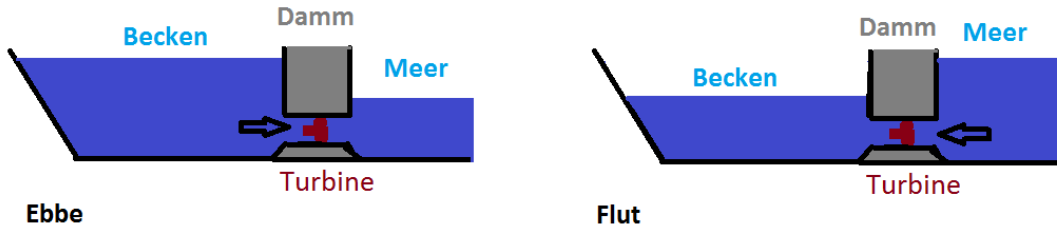


Abbildung 57: Schematische Darstellung eines Gezeitenkraftwerks

Werden Gezeitenkraftwerke mit Pumpturbinen ausgestattet, so können sie durchaus auch zur kurzzeitigen Netzregelung verwendet werden und positive sowie negative Regelleistung bereitstellen. Dies führt zum einen zu einer erhöhten Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen. Zum anderen steht damit Regelenergie zur Verfügung, die für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energiequellen ins elektrische Netz gebraucht wird. Dies wird z. B. im Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich, das in Abbildung 58 dargestellt ist, praktiziert, siehe LARROZE (1990).

Abbildung 58: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich

Das Potenzial für Gezeitenkraftwerke in Deutschland ist allerdings sehr begrenzt und Gezeitenkraftwerke könnten nur einen bescheidenen Beitrag zu der Stromversorgung in Deutschland liefern. Wenige Standorte an der Nordseeküste könnten technisch realisiert werden. Durch ihre Kurzzeitspeicherfähigkeit und die Bereitstellung von Regelenergie könnten sie neben der Stromproduktion aber einen Beitrag zur Integration der Off-Shore-Windparks in das elektrische Netz leisten.

Die Ostseeküste weist einen zu kleinen Tidehub (< 50 cm) aus und ist für Gezeitenkraftwerke deshalb nicht geeignet, siehe ECOFYS (2010).

11.3.2 Meeresströmungskraftwerke

Meeresströmungskraftwerke nutzen im Allgemeinen die Strömungen infolge der Gezeiten aus. Die Ausnützung von Permanentströmungen (z. B. Golfstrom, Straße von Gibraltar)

ist nur an sehr seltenen Standorten möglich, da eine Beeinflussung dieser Strömungen ein unkalkulierbares Umweltrisiko darstellen würde. In deutschen Gewässern gibt es keine nutzbaren Permanentströmungen.

Gezeitenströmungskraftwerke nutzen also die kinetische Energie der Strömung, die sich infolge der Gezeiten einstellt. Neben horizontalachsigen Turbinen, siehe Abbildung 58, werden auch vertikalachsige Maschinen (ähnlich wie in der Entwicklung der Windturbinen, Beispiel Darrieux-Rotoren) eingesetzt. Diese werden zum Teil auch mit Saugmänteln zur Leistungserhöhung versehen. Der Trend scheint aber – ähnlich wie im Bereich der Windenergie – eindeutig zu horizontalachsigen Maschinen ohne Ummantelung zu gehen, da dies wohl die kostengünstigste Variante darstellt.

Durch die Kostenstruktur von Installation, Wartung, Stromanschluss usw. scheint sich herauszukristallisieren, dass Meeresströmungsturbinen meist erst ab einer Leistung von 1 MW wirtschaftlich betreibbar sein werden. Die Leistung einer Strömungsturbine steigt mit der dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit und mit der zweiten Potenz des Rotordurchmessers. In Abbildung 59 ist die Leistung einer Turbine in Abhängigkeit des Rotordurchmessers sowie der Strömungsgeschwindigkeit dargestellt. Man sieht, dass, wenn man eine Leistung von 1 MW erreichen will (dicke rote Linie), eine Strömungsgeschwindigkeit im Bereich von min. 2.5 bis 3 m/s notwendig ist und dass der Rotordurchmesser 15 bis 20 m betragen sollte. Das bedeutet, dass man eine Wassertiefe von min. 25 bis 30 m benötigt.

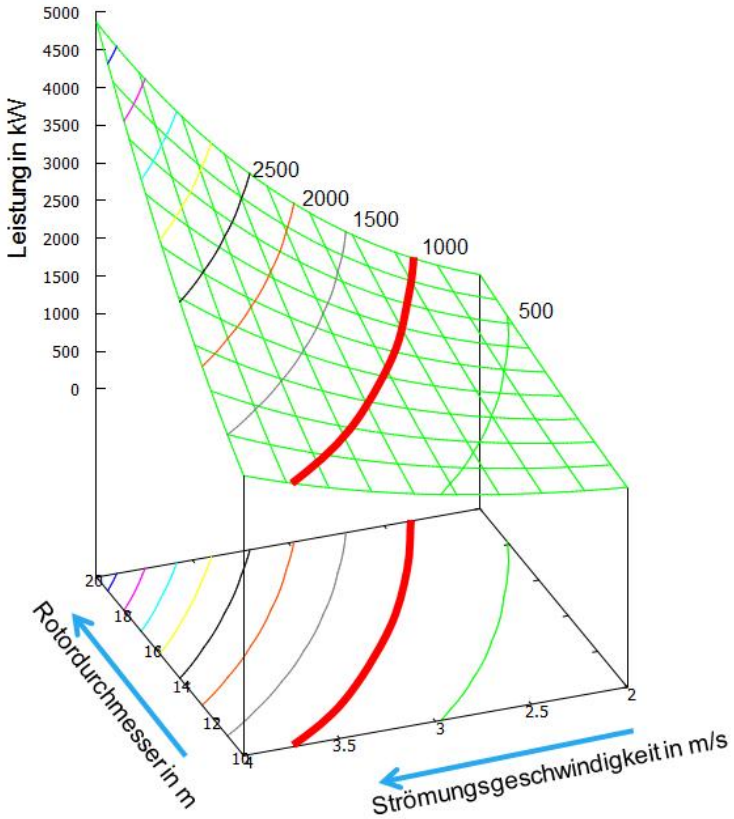


Abbildung 59: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit

Weltweit gibt es zahlreiche Projekte mit Installationen von einzelnen Demonstrations- oder Prototypanlagen. Erste kleinere Parks sind z. Z. in Bearbeitung. Als Beispiel sei ein geplantes 10 MW-Kraftwerk vor Anglesey in Nordwales genannt, das mit 5 SeaGen-Turbinen der Firma Siemens mit je 2 MW ausgestattet werden soll. Dafür liegt die Planungsgenehmigung vom britischen Ministerium für Energie und Klimawandel vor (RWE 2013).

In deutschen Gewässern gibt es in der Nordsee vereinzelte Standorte für einzelne Gezeitenströmungsturbinen oder kleine Parks mit wenigen Maschinen, die für eine Installation in Frage kämen (Ecofys 2010). Allerdings sind die Strömungsgeschwindigkeiten deutlich kleiner als an den weltweit optimalen Standorten, was natürlich im Vergleich zu deutlich niedrigeren Leistungen führt. Die Strömungsgeschwindigkeiten in der Ostsee sind durchweg deutlich zu gering, um einen wirtschaftlich sinnvollen Ausbau erreichen zu können.

Abbildung 60: Gezeitenströmungsturbine der Fa. Voith vor der Installation am Standort in Korea

Wie erwähnt besitzen die Gezeitenströmungen in Deutschland wegen ihrer verhältnismäßig kleinen Strömungsgeschwindigkeit nur ein relativ kleines energetisches Potenzial und größere Parks können hier nicht realisiert werden. Aber das wirtschaftliche Potenzial im Bereich der Meeresströmungskraftwerke für Deutschland ist beträchtlich, da

diese Technologie eine enge Anlehnung an die Windenergie und an die Wasserkraft aufweist. In beiden Disziplinen sind deutsche Unternehmen mit an der Weltspitze.

Einige deutsche Firmen sind deshalb schon in diesem Bereich als Entwickler von Gesamtanlagen tätig. Als Beispiel ist die Turbine der Fa. Voith in Abbildung 60 gezeigt, die in Südkorea installiert wurde. Ebenfalls gibt es mehrere Teilelieferanten (z. B. Lagerung, Blattverstellung, Fundamente). Synergien mit Off-Shore-Wind-Projekten sind hier möglich. Speziell bei den Gründungsstrukturen bestehen große Gemeinsamkeiten und gemeinsames Know-How kann hier genutzt werden.

11.3.3 Wellenkraftwerke

Bei Wellenkraftwerke gibt es eine große Vielfalt an Technologien. Diese können in folgende drei prinzipielle Gruppen eingeteilt werden:

- Heaving / Pitching Devices (Point absorber),
- Overtopping devices,
- Oszillierende Wassersäulen.

Diese drei Technologien werden im Folgenden beschrieben.

Heaving / Pitching Devices

Heaving / Pitching Devices nutzen die Relativbewegung eines Schwimmkörpers (z.B. einer Boje), der sich mit den Wellen auf und ab bewegt. Die Bewegungsenergie kann dabei in einem Lineargenerator in elektrische Energie umgewandelt werden oder sie kann benutzt werden, um mit einer Kolbenpumpe ein Arbeitsfluid auf einen hohen Druck zu bringen. Dieses Arbeitsfluid kann dann über eine Turbine wieder entspannt werden und damit ein Generator angetrieben werden. Das Prinzip einer solchen Anlage ist in Abbildung 61 dargestellt. Zu dieser Technologie gibt es einige Prototypen und Demonstrationsanlagen. Auch gibt es kleinere deutsche Unternehmen, die sich mit der Entwicklung einer Gesamtanlage (Bojen-Typ) beschäftigen.

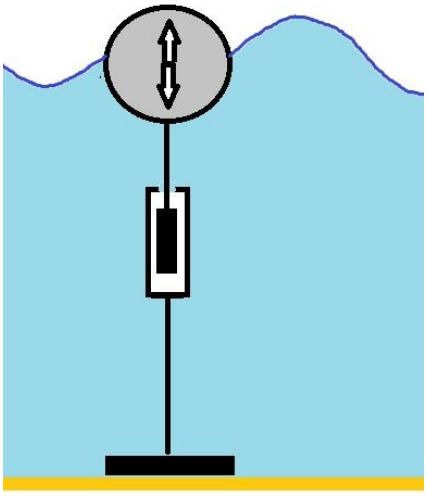


Abbildung 61: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device

Neben der Relativbewegung zwischen Verankerung und Schwimmkörper kann auch die Relativbewegung zwischen mehreren Schwimmkörpern ausgenutzt werden. Dies ist z. B. bei der Pelamis-Anlage, siehe Abbildung 62, der Fall.

Abbildung 62: Pelamis-Anlage
(Quelle: Pelamis 2013)

Bei dieser Technologie treten deutsche Unternehmen ebenfalls als Zulieferer für hochwertige Einzelkomponenten auf.

Overtopping Devices

Overtopping Devices nützen die Energie der Wellen, in dem sie diese über eine Rampe in ein höher liegendes Becken führen. Damit ergibt sich eine Spiegeldifferenz zwischen Meeresspiegel und Becken. Diese potenzielle Energie wird dann über eine „klassische“ Wasserturbine abgearbeitet. Dies ist schematisch in Abbildung 63 dargestellt. Diese Anlagen können sowohl an Land gebaut, wie auch als schwimmende Einheiten auf dem Meer installiert werden, z. B. WaveDragon.

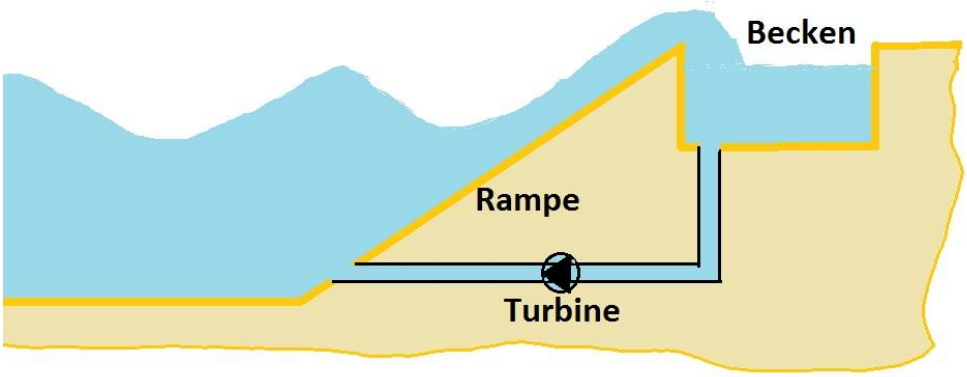


Abbildung 63: Schematischer Aufbau eines Overtopping Device

Um den Einfluss der Tide (bei Onshore-Anlagen) zu kompensieren und um unterschiedlichen Wellenklimata Rechnung zu tragen, gibt es auch Anordnungen mit mehreren Becken auf unterschiedlichem Niveau, z. B. Seawave Slot-cone Generator (SSG).

Overtopping Devices können auch als „Multipurpose"-Anlagen ausgeführt werden. In Abbildung 64 ist eine Hafenbefestigung mit integriertem Wellenkraftwerk dargestellt. Dies hat natürlich den Vorteil, dass sich die notwendigen Baukosten für Energiegewinnung reduzieren. Darüber hinaus müssen nur äußerst geringe zusätzliche ökologische Eingriffe für die Energiegewinnung vorgenommen werden.

Abbildung 64: Seawave Slot-cone Generator (SSG)
(Quelle: FLM 2013)

Die elektro-mechanische Ausrüstung von Overtopping-Anlagen ähnelt sehr der von klassischen Wasserkraftwerken, wo deutsche Unternehmen mit weltführend sind. Damit sind diese Unternehmen auch prädestiniert, einen großen Anteil der Ausstattung für solche Kraftwerke zu liefern.

Oszillierende Wassersäule

Wellenkraftwerke mit oszillierender Wassersäule bestehen aus einer unten offenen Kammer, die mit Luft gefüllt ist. Durch die Wellenbewegung wird in der Kammer der Wasserspiegel zum Schwingen gebracht. Diese oszillierende Wassersäule führt zu einer Verdrängung der Luft aus der Kammer bzw. zum Ansaugen der Luft in die Kammer. Die Luftströmung treibt dabei eine Turbine. Das Prinzip ist in Abbildung 65 schematisch dargestellt. OWC-Kraftwerke werden sowohl an Land als auch als schwimmende Einheiten gebaut.

In Abbildung 66 ist die Pilotanlage der Firma Voith Hydro Wavegen auf der schottischen Insel Islay dargestellt. Sie ist seit 12 Jahren erfolgreich in Betrieb.

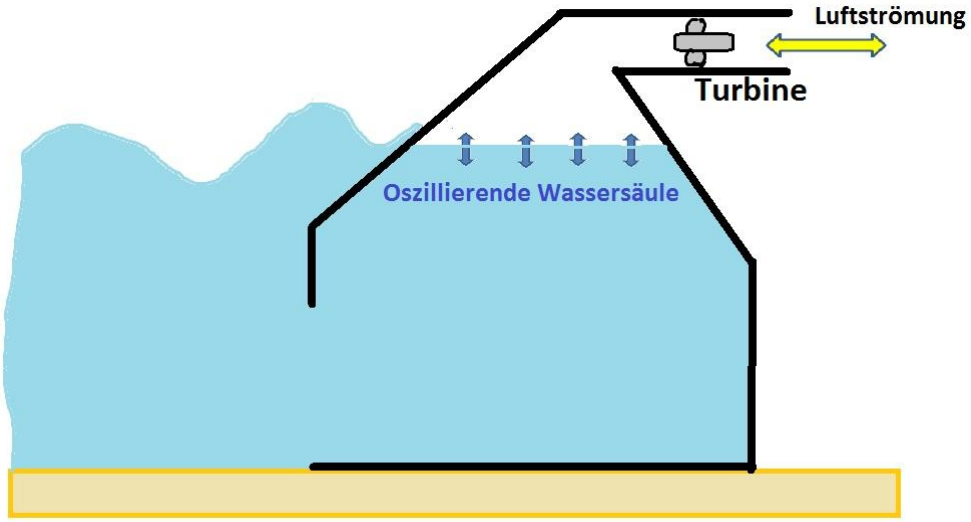


Abbildung 65: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks

Abbildung 66: OWC-Kraftwerk LIMPET auf der schottischen Insel Islay

Der Bau des Kollektor eines OWC-Kraftwerks ist der größte Kostenaufwand. Werden OWC-Kraftwerke als „Multipurpose“-Anlagen ausgeführt, die zusätzlich dem Wellenschutz dienen, so müssen die Kollektorkosten nicht komplett der Stromerzeugung zugeschlagen werden. In Abbildung 67 sind „Breakwater“-Turbinen dargestellt, wie sie in Wellenbrechern, z. B. bei Hafenbefestigungsanlagen, integriert werden können. Dies hat natürlich den Vorteil, dass sich die notwendigen Baukosten für die Energiegewinnung deutlich reduzieren. Darüber hinaus ergeben sich keine zusätzlichen ökologischen Eingriffe für die Energiegewinnung.

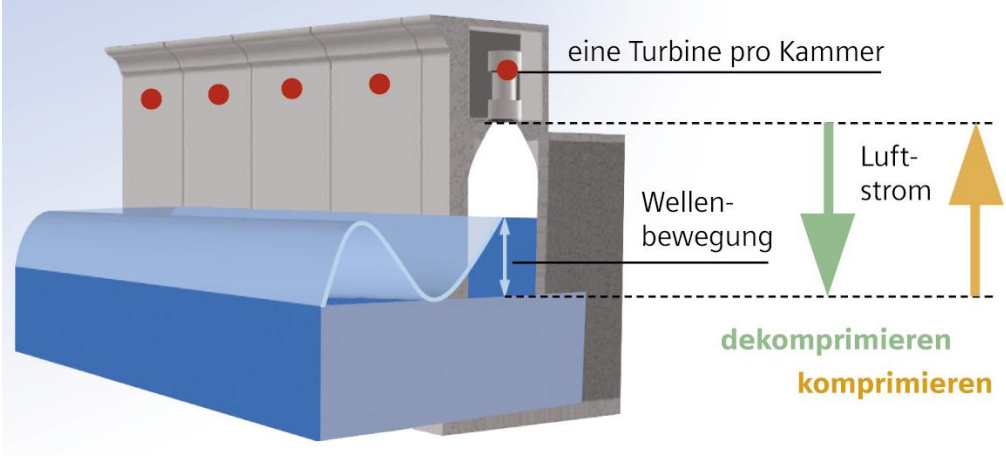


Abbildung 67: Prinzip der Breakwater-Turbinen
[Voith 2013]

In Mutriku, Spanien, wurde das erste kommerzielle Breakwater-Kraftwerk mit 16 Turbinen der Firma Voith Hydro Wavegen 2012 in Betrieb genommen. Es liefert 300 kW und kann damit ca. 250 Haushalte mit Strom versorgen. Das Kraftwerk ist in Abbildung 68 dargestellt.

Abbildung 68: Wellenkraftwerk mit Breakwaterturbinen in Mutriku, Spanien
[Voith 2013]

11.3.4 Osmose-Kraftwerke

Osmose-Kraftwerke nützen mittels Osmose-Prozesses den Salz-Konzentrationsunterschied zwischen Süß- und Salzwasser. Diese Kraftwerke können demzufolge an Flussmündungen installiert werden, wo sowohl Süß- als auch Salzwasser vorhanden sind. Diese Kraftwerke beruhen zum großen Teil auf klassischem Anlagenbau. Das Kernstück dieser Technologie stellt die halbdurchlässige Membrane

dar. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage wird im Wesentlichen durch diese Membrane bestimmt.

Bezüglich der Membrane gibt es noch keine Erfahrung, dies ist noch Gegenstand der Forschung. Allerdings gibt es bei Osmose-Kraftwerken einen gewissen Synergieeffekt im Hinblick auf Meerwasser-Entsalzungsanlagen. Diese funktionieren heute meist nach dem Umkehrosmose-Prinzip (Salzwasser wird mit hohem Druck durch eine Membrane gedrückt) und verwenden dabei ähnliche Anlagenkomponenten. Solche Anlagen sind ein potenzielles Produkt von deutschen Anlagenbauern. In Abbildung 69 ist der schematische Aufbau eines Osmose-Kraftwerks dargestellt.

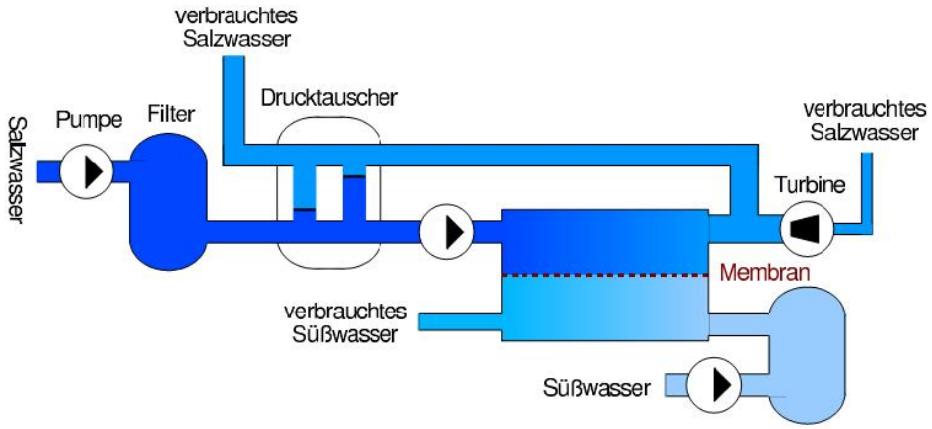


Abbildung 69: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks

Seit Ende 2009 ist ein erstes Osmose-Kraftwerk mit einer Leistung von 2-4 kW von der Firma Statkraft in Betrieb. Abbildung 70 zeigt die Membran-Anordnung dieses Kraftwerks.

Abbildung 70: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft
[Statkraft 2013]

In Deutschland ist das Potenzial für Osmose-Kraftwerke sehr begrenzt. Der Salzgehalt der Ostsee ist mit 0,4 bis max. 2 Gewichtsprozent deutlich geringer als im Atlantik oder Pazifik (hier beträgt er im Mittel ca. 3,5 Gewichtsprozent). Damit eignet sich die Ostsee nicht für diese Art der Energienutzung. Die Nordsee weist zwar eine deutlich höhere Salzkonzentration auf (ca. 3,5 Gewichtsprozent), hier gibt es aber eine sehr breite Brackwasser-Zone, was eine Realisierung aufwendig macht (Ecofys 2010).

11.3.5 OTEC Kraftwerke

Meereswärmekraftwerke (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC) nutzen den Temperaturunterschied zwischen kalten Tiefenwasser und warmem Oberflächenwasser und betreiben damit einen thermodynamischen Kreisprozess (Rankin-Prozess), wie andere thermische Kraftwerke. Dieser Kreisprozess ist in Abbildung 71 dargestellt. Da der Wirkungsgrad eines solchen Prozesses stark von der Temperaturdifferenz abhängt, kann hier physikalisch nur ein sehr kleiner Wirkungsgrad erreicht werden.

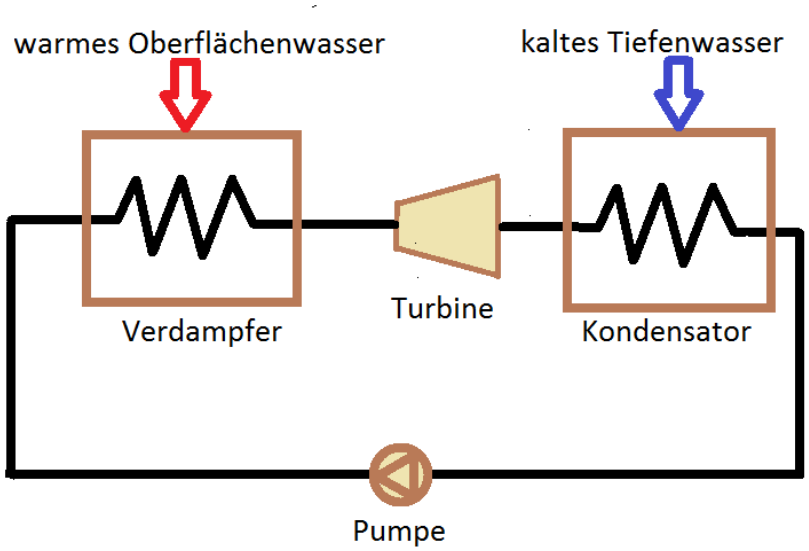


Abbildung 71: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC

Auch für OTEC-Anlagen gibt es in deutschen Gewässern kein Potenzial, der Temperaturunterschied zwischen warmem Oberflächen- und kaltem Tiefenwasser ist zu gering. Selbst in den Sommermonaten erreicht der Temperaturunterschied nur ca. 12 bis 16°, was einen theoretischen Wirkungsgrad einer OTEC-Anlage von weniger als 5% (Carnot-Wirkungsgrad) zur Folge hat. In den Wintermonaten ist quasi kein nutzbarer Temperaturunterschied vorhanden.

11.3.6 Kombinierte Anwendungen

Ähnlich wie Offshore-Windanlagen benötigen Offshore-Meeresenergieanlagen ebenfalls einen hohen Infrastrukturaufwand (z. B. Stromkabel). Es wäre deshalb wünschenswert, unterschiedliche Technologien an einem Standort zu kombinieren. Für deutsche Standorte ist dabei die wahrscheinlichste Kombination, Offshore-Windanlagen mit

Wellenenergieanlagen zu koppeln. Hier ist es vorstellbar, dass durch entsprechende Wellenenergiekonverter die Belastung auf die Haltestrukturen von Windkraftanlagen reduziert werden könnte, was zu einer Kostenreduktion bei der Windkraftanlage führen könnte.

An vereinzelten Standorten ist auch eine Kombination aus Offshore-Wind und Meeresströmung denkbar. Der Vorteil solcher kombinierten Anlagen liegt darin, dass zum einen nur einmal die Infrastruktur geschaffen werden muss. Zum anderen wird der Strom aus unterschiedlichen Energieformen ins Netz eingespeist, was zu einer Vergleichmäßigung des Energiedargebots führen wird. Solche Kombi-Anlagen sollten also speziell gefördert werden.

11.3.7 Zusammenfassung der Potenziale der Meeresenergie in Deutschland

Wie schon erwähnt ist das Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland relativ begrenzt. Dennoch sollte auf einen Ausbau dieses Potenzials nicht verzichtet werden. Dies hat drei Gründe:

- Zum einen ist jede Nutzung von erneuerbarer Energiequellen zur Erreichung der Klimaziele von Vorteil.
- Zum zweiten führt eine Diversifizierung der Energiequellen zu einer Vergleichmäßigung des Energiedargebots.
- Drittens besitzt die Meeresenergie-Technologie ein hohes wirtschaftliches Exportpotenzial für die deutsche Industrie und eine mögliche Installation „vor der Haustür“ stellt einen Wettbewerbsvorteil dar.

Das größte Potenzial in Deutschland hat die Wellenenergie gefolgt von der Meeresströmung.

Gezeitenkraftwerke sind umweltpolitisch in Deutschland kaum realisierbar. OTEC-Anlagen machen wegen der niedrigen Wassertemperaturen keinen Sinn.

Osmosekraftwerke stehen derzeit noch völlig am Anfang der Entwicklung, auch hier scheint aber keine wirtschaftliche Nutzung in Deutschland gegeben zu sein.

Infolge dessen werden im Folgenden für einen Förderungsvorschlag nur die Wellenenergie und die Meeresströmung näher betrachtet.

11.4 Kostenentwicklung bei Meeresenergie

Die Entwicklung der Meeresenergie steht am Anfang, es gibt zurzeit nur Prototypanlagen und Demonstrationsanlagen. Es gibt derzeit noch keine Erfahrungswerte, wie sich eine reale Preisentwicklung längerfristig einstellen wird.

Die Kosten der Meeresenergie, speziell bei Gezeitenströmungsanlagen und bei im Meer installierten Anlagen, sind sehr stark abhängig von den Installationskosten und von den Wartungskosten. Diese Kosten sind natürlich bei einzelnen Prototypanlagen deutlich höher als bei der Installation und dem Betrieb eines ganzen Parks von vielen

Einzelanlagen, wo dann spezielles Equipment (z. B. ein spezielles Wartungsschiff) zum Einsatz kommen kann.

11.4.1 Kostenentwicklung bei Gezeitenströmungsenergie

Im Folgenden ist die Preiserwartung für die Nutzung der Gezeitenströmung dargestellt. In Abbildung 72 sind die Kosten für eine Meeresströmungsanlage prozentual nach einzelnen Teilbereichen aufgesplittet, auf der linken Seite sind die Gesamtkosten der Anlage gezeigt. Man sieht, dass Betrieb und Wartung den größten Anteil ausmachen, zusammen mit der Installation der Anlage betragen diese Kosten mehr als 60%. Die Kosten der Turbine einschließlich der Gründungsstruktur betragen etwas mehr als 35%. Die Kosten für die Turbine sind auf der rechten Seite in Abbildung 72 ebenfalls prozentual aufgeteilt.

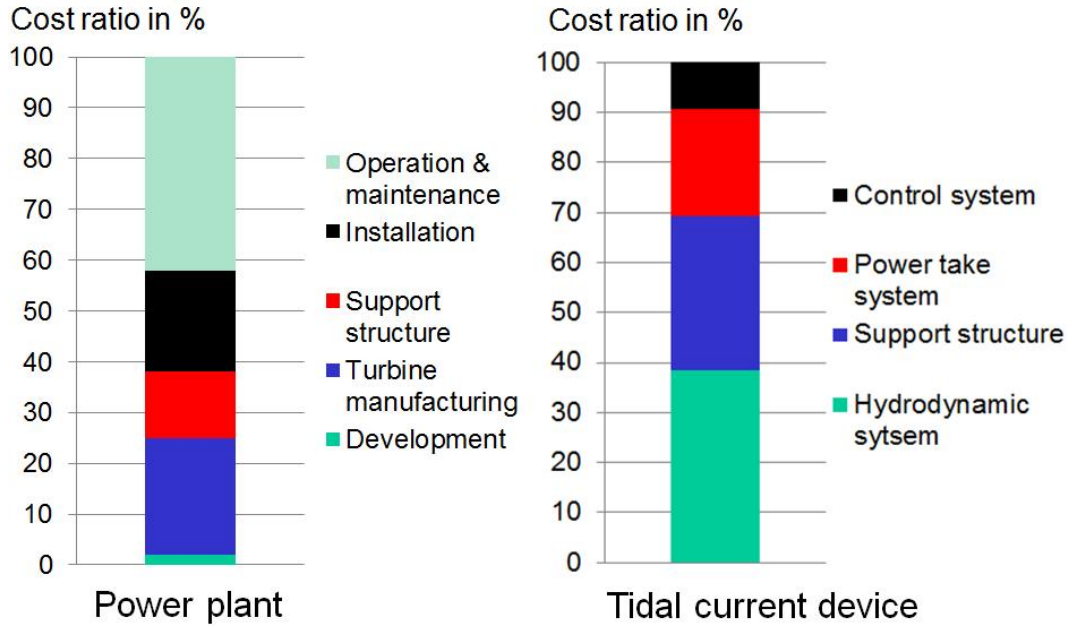


Abbildung 72: Kostenstruktur einer Meeresströmungsturbine

Da Installation, Betrieb und Wartung den größten Teil der Kosten ausmachen, diese Kosten aber mit Spezial-Equipment (z. B. ein spezielles Installationsschiff) für große Parks deutlich reduziert werden können, kann man davon ausgehen, dass sich die Kosten gegenüber heutigen Einzelinstallationen bei großen Parks deutlich reduzieren werden.

Hinzu kommt noch eine allgemeine Lernkurve, die für alle Bauteile angesetzt werden kann. Weiter kann man bei großen Stückzahlen noch deutliche Preisreduktionen durch geeignete Serienfertigungen erwarten.

Aus Literatur und Befragungen sowie einer Abschätzung der Lernkurven werden für gute Standorte mit hoher Energiedichte (große Strömungsgeschwindigkeiten) folgende Preise erwartet, die in Tabelle 55 zusammengestellt sind.

Ausgehend von sehr hohen Stromgestehungskosten in Bereich von 30 Cent/kWh für Einzelanlagen werden diese mit zunehmender Stückzahl an installierten Anlagen deutlich fallen. Vor allem, wenn es in ein paar Jahren zur Installation von großen Turbinen-Parks kommt, werden die Kosten stark rückläufig sein.

Tabelle 55: Erwartete Stromgestehungskosten für Meeresströmungsanlagen an guten Standorten

Einzelinstallationen, Prototypen	Kleinserien, kleine Parks	Große Parks
30 Cent/kWh	15 - 20 Cent/kWh	5 – 10 Cent/kWh

Diese Zahlen gelten für gute Standorte. Für relevante deutsche Standorte, die eine deutlich niedrige Strömungsgeschwindigkeit (im Bereich von 70% von optimalen Standorten) aufweisen, liegt die Energiedichte nur bei ca. 35% von der an guten Standorten. Durch die geringere Energiedichte reduzieren sich zwar auch die Anlagenkosten, aber bei weitem nicht im gleichen Verhältnis, wie die Energieausbeute sinkt. Für deutsche Standorte kann man deshalb von Stromgestehungskosten ausgehen, die um ca. 50 bis 70% höher liegen.

11.4.2 Kostenentwicklung bei der Wellenenergie

Für die Wellenenergie wurde die Preisentwicklung für die unterschiedlichen Phasen in Asmussen 2010 abgeschätzt, es handelt sich hier um Wellenbojen. Man kann davon ausgehen, dass sich bis zur Erreichung einer kommerziellen Marktreife der Preis pro kWh von heute ca. 30 Cent auf ca. ein Drittel reduzieren wird. Die Entwicklung wird sehr ähnlich erwartet, wie bei den Meeresströmungsanlagen.

Auch hier muss gesagt werden, dass diese Preise und Entwicklungen optimistisch sind und sich auf „gute“ Standorte mit hohem Potenzial beziehen. Da in Deutschland die Energiedichte niedriger ist, sind die zu erwartenden Preise für deutsche Standorte ebenfalls um einiges höher anzusetzen.

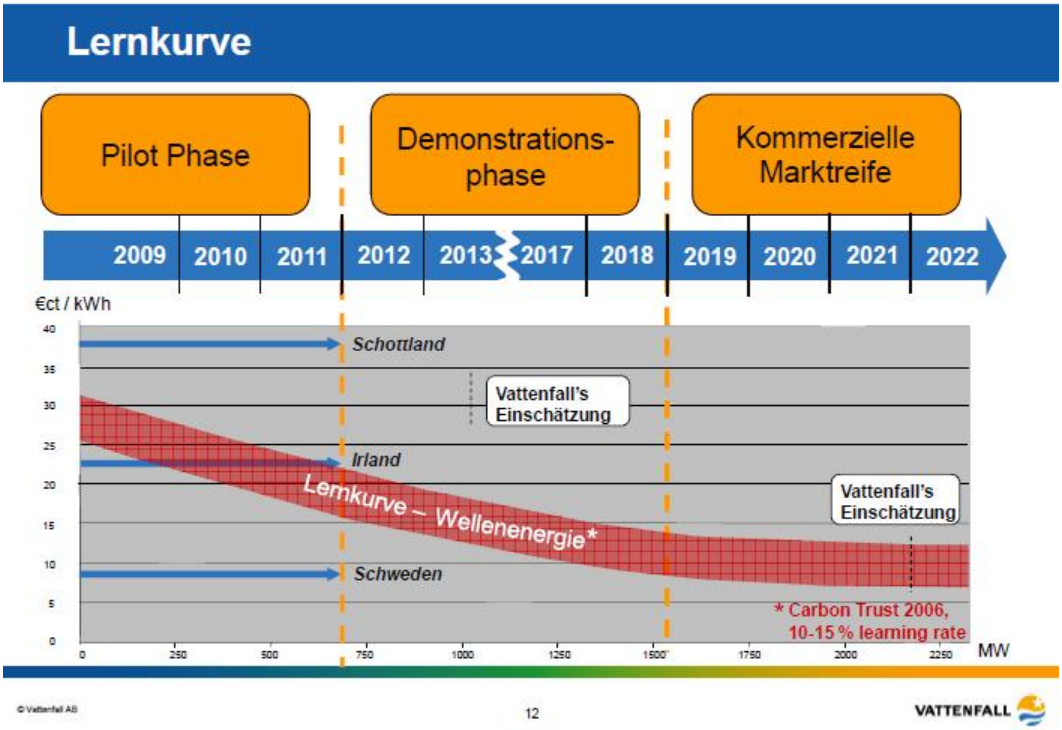


Abbildung 73: Preisentwicklung und Lernkurve für die Wellenenergie [Asmussen 2010]

11.4.3 Kosten bei deutschen Standorten

Sowohl für Wellenenergie als auch für Gezeitenströmung muss man in deutschen Gewässern von Stromgestehungskosten ausgehen, die mindestens 1,5-mal höher sind als an optimalen Standorten in der Welt. Für heutige Einzelanlagen dürften sie mindestens bei 45 Cent pro kWh liegen.

Die Kostenentwicklung für Wellenenergie und Meeresströmungen sind dabei nahezu identisch. Auch sind die zu erwartenden Lernkurven sehr ähnlich, so dass im Folgenden nicht mehr unterschieden wird zwischen den beiden Energieformen.

11.4.4 Internationale Vergütung

Im Folgenden wird die Förderung der Meeresenergie im internationalen Vergleich für einige Länder mit hohem Potenzial dargestellt. Es zeigt sich, dass die Förderung in den Ländern, wo zurzeit die großen Aktivitäten sowohl bei Welle als auch bei Meeresströmungen sind (UK, Schottland, Portugal, Irland) bei ca. 30 €ct/kWh liegen. Die einzelnen Förderungen sind in Abbildung 74 dargestellt.

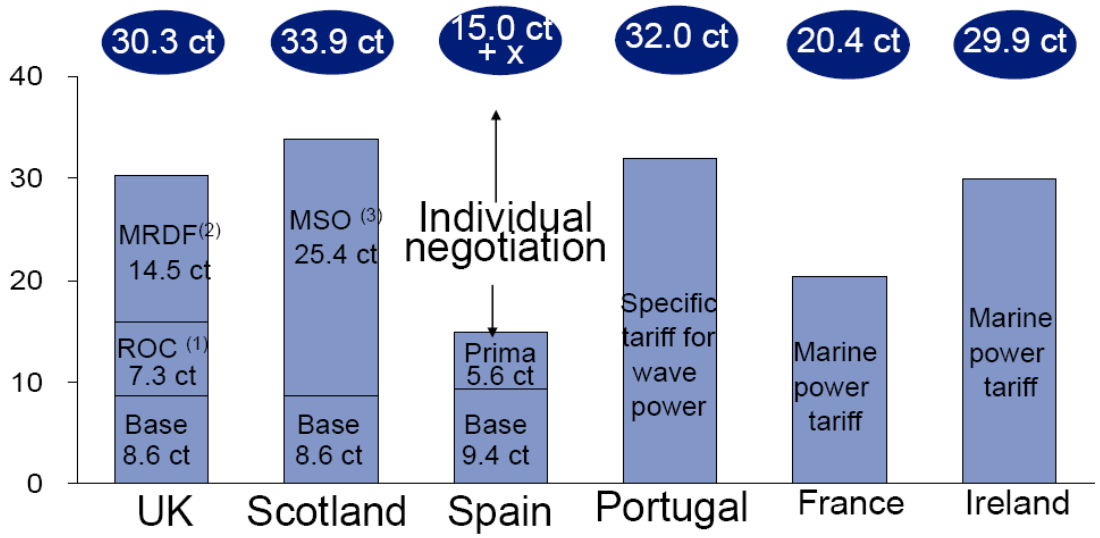


Abbildung 74: Vergütung für Meeresenergie im internationalen Vergleich

Die Tatsache, dass internationale Investoren bei einem Preis von ca. 30 Cent pro kWh in den einzelnen Ländern tätig sind, zeigt, dass die in Kap. 11.4.3 abgeschätzten Preise für gute Standorte realistisch sind und als Grundlage für einen Vergütungsvorschlag herangezogen werden können.

11.4.5 Attraktivität für Investoren

Will man bei internationalen Investoren mit anderen Ländern in Konkurrenz treten, müsste die Attraktivität für deutsche Projekte deutlich erhöht werden. In Tabelle 56 ist für Wellenenergie eine einfache Attraktivitätsanalyse für einen Investor für verschiedene Länder gezeigt. Die Attraktivität wird hier einfach aus dem Produkt von Energiedargebot und Erlös gebildet. Man sieht, dass mit der jetzigen Vergütung Deutschland sehr unattraktiv ist. Erhöht man die Vergütung auf etwa 50 Cent pro kWh, so würde die Attraktivität stark ansteigen und man wäre in Europa in der Spitzengruppe. Wollte man eine höhere Attraktivität für Investoren als Schottland erreichen, müsste demzufolge eine Vergütung von 1,30 Euro pro kWh erfolgen, was natürlich nicht notwendig ist.

Tabelle 56: Attraktivität für Investoren

Land	Energieintensität kW/m Welle	Erlös Euro/kWh	Attraktivität
Schottland	50	0,4	20
Irland	70	0,2	14
Dänemark	15	0,1	2
Norwegen	40	0,08	3,2
Deutschland (Ist)	15	0,1	2
Deutschland (Vorschlag)	15	0,5	7,5

Die Bedingungen an deutschen Standorten sind anders als an weltweit optimalen Standorten (geringere Wellenhöhe, höhere Frequenzen, niedrigere Wassertiefen usw.), deshalb müssen hier etwas kleinere Anlagen zum Einsatz kommen. So müssten z.B. Länge und Durchmesser der Pelamis-Anlage für deutsche Standorte verkleinert werden oder die Kammer und Turbine eines OWC-Kraftwerks reduziert werden. Dies hätte aber den Vorteil, dass die Betriebserfahrungen an kleineren Maschinen und an weniger exponierten Standorten gewonnen werden könnten. Diese Maschinen können dann problemlos auf energetisch höherwertige Standorte hochskaliert werden. Da an deutschen Standorten die Energiedichten niedriger sind und die Anlagen kleiner sein werden, ist die um den Faktor 1,5 höhere Förderung als an optimalen Standorten notwendig, um schnelle Investitionen möglich zu machen.

Umweltpolitisch sehr sinnvoll sind Projekte, bei denen die Energieerzeugung in ohnehin benötigte Baustrukturen integriert wird, z.B. Breakwater-Turbinen. Es ist also anzustreben, dass solche Anlagen, wenn immer möglich, realisiert werden. Da Standorte, an denen solche Multi-Purpose-Anlagen machbar sind, oft etwas schlechtere Leistungsdichten aufweisen, könnte hier durch einen „Umweltverträglichkeitsbonus“ ein Anreiz geschaffen.

Ebenfalls wäre zu überdenken, ob ein Anreiz geschaffen werden sollte, kombinierte Anlagen zu errichten, wenn der Standort dafür geeignet ist. Dies hat den Vorteil, dass mehr Energie aus einem Standort gewonnen werden kann und damit die verbrauchten Flächen besser ausgenutzt werden. Auch hier könnte dies durch einen entsprechenden Zusatzbonus geschehen.

Es darf auch nicht übersehen werden, dass in zahlreichen Ländern das deutsche EEG nahezu unverändert übernommen wird. Dabei handelt es sich u.a. um Länder mit großem Potenzial in der Meeresenergie. Wenn im EEG die Meeresenergie explizit mit einer angemessenen Vergütung enthalten ist, kann das zu weltweiten großen Anlagen-Parks führen. Dies ist in erster Linie ein großer Vorteil für die Klimaziele, aber auch ein potenzieller Markt für deutsche Unternehmen.

11.5 Empfehlung außerhalb des EEG

Zwar besitzt die Meeresenergie in Deutschland nur ein geringes Potenzial und ist deshalb energiepolitisch von untergeordnetem Belang, aber dennoch kann sie eine große wirtschaftliche Bedeutung für Deutschland haben, siehe Kap. 11.2.2. Deshalb wäre es wünschenswert, dass für die Technologieentwicklung auch deutsche Forschungs- und Entwicklungsprogramme aufgelegt werden. Damit können Innovationen vorangetrieben werden, damit Deutschland im Bereich der Meeresenergie konkurrenzfähig bleibt. Diese Programme sollten die beiden wesentlichen Komponenten enthalten:

1. Grundlagenentwicklungen, Konzeptentwicklungen,
2. Umsetzung von Konzepten in Produkte.

Die wirtschaftliche Bedeutung der Meeresenergie wird aus dem Export der Anlagen erwachsen. Dazu wäre es wünschenswert, einen deutschen Wissenspool aus Universitäten und Forschungseinrichtungen bereitzustellen, damit die in diesem Bereich tätigen Firmen auf entsprechende Expertisen zurückgreifen können, um so am internationalen Markt konkurrenzfähig zu bleiben. Dies scheint notwendig, da in den „Anwendungsländern“ der Meeresenergie relativ starke Forschungsaktivitäten stattfinden.

Darüber hinaus ist es erforderlich, dass deutsche Interessen in internationalen Verhandlungen, in Normungsgremien, in Zertifizierungsverfahren usw. gut vertreten sind. Während in vielen Ländern dafür öffentliche Mittel bereitgestellt werden, müssen deutsche Vertreter in den einzelnen Gremien ihren Aufwand selber tragen und sind deshalb in den Gremien oft unterrepräsentiert. Ein offizieller nationaler „Verband“, der von Seiten der Industrie mit gewissen finanziellen Mitteln ausgestattet und politisch unterstützt wird, könnte hier die Interessensvertretung stark verbessern und hätte zudem eine große Signalwirkung nach außen. Es wäre deshalb wünschenswert, dass ein solcher „Verband“ gegründet und politisch unterstützt würde.

Auf die Bereitstellung eines deutschen Testfeldes für Meeresenergie kann verzichtet werden, wenn durch entsprechende politische Abkommen der Zugang zu anderen europäischen und außer-europäischen Testfeldern für die jeweiligen Firmen unbürokratisch geregelt werden könnte.

12 Wasserentnahmeentgelt – Mittel für den Gewässerschutz?

Aus Kapitel 3.6 wird deutlich, dass die Einspeisevergütung bei den Anlagen < 500 kW, und damit bei der Mehrzahl der Anlagen, in der Regel nicht ausreicht, um alle gewässerökologischen Maßnahmen durchzuführen. Daher wurden im Zuge der Novellierung des EEG neben den Vergütungsregelungen für den eingespeisten Strom neue/weitere Instrumente diskutiert, die zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten eröffnen. Im Folgenden wurden die bestehenden Regelungen und die Verwendung der Wasserentnahmeentgelte in den Bundesländern zusammengestellt.

In Kapitel 12.2 werden die Erfahrungen der Schweiz mit dem Wasserzins zusammen gefasst.

12.1 Wasserentnahmeentgelte der Bundesländer

Im Auftrag des Umweltbundesamtes wurde in einer Studie des Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, Leipzig und des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig, der Einsatz ökonomischer Instrumente in der Gewässerschutzpolitik untersucht (UBA Texte 67/2011). Insbesondere Art. 9 der EG-WRRL wurde als Ausgangspunkt für die Frage herangezogen, auf welche aquatischen Ökosystemdienstleistungen die Anwendung ökonomischer Steuerungsinstrumente ausgedehnt werden sollte. In der Studie wurde die Einführung neuartiger

Wassernutzungsabgaben in den Bereichen Landwirtschaft, Schifffahrt und Wasserkraft beleuchtet.

Im Ergebnis wird die Wasserkraftnutzung grundsätzlich als Wassernutzung im Sinne von Art. 2 Nr. 39 WRRL gesehen. Sie falle damit unter Art. 9 Abs. 1 WRRL, der eine angemessene Bepreisung der Wassernutzung fordert. Diese sei jedoch nicht zwingend, da es durch einen breiten Gestaltungsspielraum ermöglicht würde, aus sozialen, ökologischen oder wirtschaftlichen Erwägungen von einer Kostenanlastung abzusehen.

Das Wasserentnahmeentgelt hat einerseits eine Lenkungsfunktion zum Ressourcen schonenden und nachhaltigen Umgang mit Wasser auch im Hinblick auf die Unsicherheiten der Klimaauswirkungen auf den Wasserhaushalt. Andererseits kommt dem WEE auch eine wirtschaftliche Funktion zu, um die Maßnahmen zum Erreichen der gewässerökologischen Ziele der EG-WRRL zu finanzieren.

Anfangs wurde die Abgabe in der Knappheit der Ressource Wasser begründet. In den letzten Jahrzehnten rückte die Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie (EG-WRRL) als Motivation in den Vordergrund. Die EG-WRRL fordert nach Art. 9 Abs. 1, dass die Mitgliedstaaten kostendeckende Wasserpreise unter Berücksichtigung des Verursacherprinzips erheben.

Seit Ende der 80er Jahre erheben bzw. erhoben die meisten Bundesländer ein Wasserentnahmeentgelt (WEE) (Abbildung 75).

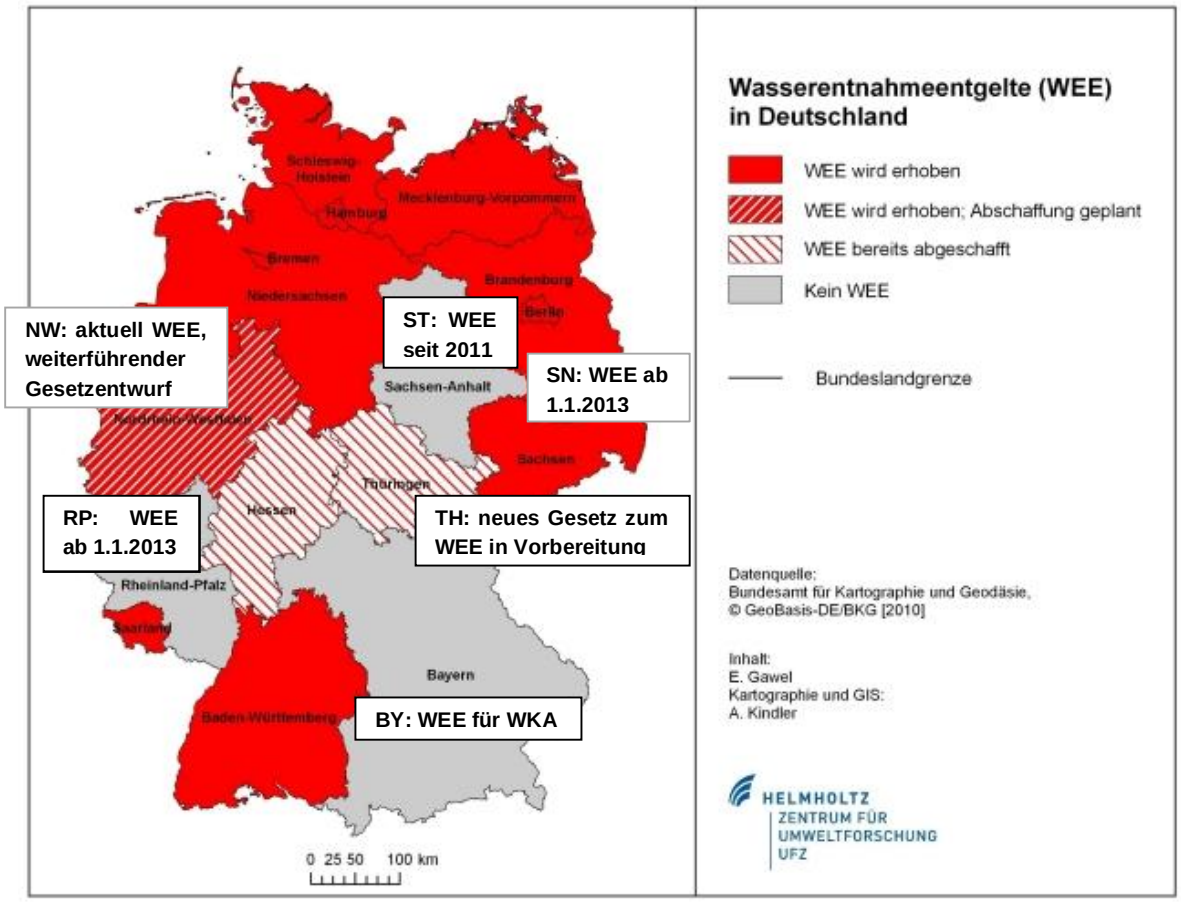


Abbildung 75: Erhebung von Wasserentnahmeentgelten (WEE) in den Bundesländern (Karte Stand 2010, ergänzt auf aktuellen Stand)

[UBA Texte 67/2011]

Abbildung 75 wurde entsprechend der aktuellen Gesetzgebung aktualisiert. Alle Bundesländer außer Hessen und Thüringen erheben derzeit Wasserentnahmeentgelte (Tabelle 57). In Thüringen wurde einen Gesetzentwurf zum Wasserentnahmeentgelt erarbeitet, der aber laut einer Pressemitteilung des Thüringer Ministerium für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz (TMLFUN) vom 29.8.2012 bis auf weiteres gestoppt wurde, damit Einwendungen sorgfältig geprüft werden können.

Die Höhe der Entnahmeentgelte ist in der Regel differenziert für die Entnahme von Oberflächenwasser, für das meist ein geringeres Entgelt erhoben wird und für die Entnahme von Grundwasser (Tabelle 58). Hamburg, Berlin und das Saarland erheben keine Abgabe für die Entnahme von Oberflächenwasser, wohl aber für Grundwasser.

Das gesamte Abgabenaufkommen beträgt etwa 360 Mio. €.

Ein Großteil dieses Betrages wird in sechs Bundesländern erzielt. Die Einnahmen der Entnahmeabgabe werden in sieben Bundesländern vollständig für wasserwirtschaftliche Zwecke eingesetzt, in drei Ländern gibt es keine, in den anderen Bundesländern eine

teilweise Zweckbindung (Tabelle 57). Die Höhe des tatsächlich für Maßnahmen am Gewässer zur Verfügung stehenden Aufkommens hängt von den Kosten für den entstehenden Verwaltungsaufwand ab, der entsprechend abgezogen wird.

Tabelle 57: Erhebung von Wasserentnahmeentgelten in den Bundesländern, Stand August 2012 (ACHTUNG! Bayern erhebt Entnahmeentgelt für WKA)

Bundesland	Abgabentatbestand [1]	Cent pro m³	Bagatellgrenze/Jahr	Zweckbindung	Gesamtaufkommen in €/Jahr [2]
Baden-Württemberg	GW, OW	**5,1**	2.000 m³	Nein	ca. 85 Mio.
Bayern	Es bestehen keine gesetzlichen Regelungen über ein Wasserentnahmeentgelt.				
Berlin	GW	**31**	6.000 m³	Ja	ca. 52,6 Mio.
Brandenburg	GW OW	**10** **2** (für Produktionszwecke)	3.000 m³	Ja	ca. 19,0 Mio.
Bremen	GW, OW [3]	**5**	4.000 m³	Ja	ca. 4,45 Mio.
Hamburg	GW	**13 bzw. 14** [4]	10.000 m³	Nein	ca. 4,85 Mio.
Hessen	Die Regelungen zum Wasserentnahmeentgelt wurden 2003 abgeschafft.				
Mecklenburg-Vorpommern	GW OW	**5** **2**	2.000 m³	Ja	ca. 5 Mio.
Niedersachsen	GW, OW	**5,1**	260 €	Ja	ca. 60 Mio.
Nordrhein-Westfalen	GW, OW	**4,5**	3.000 m³ oder 150 €	Teilweise	ca. 86 Mio. (2009)
Rheinland-Pfalz	GW, OW	**6** **2,4**	10.000 m³ (GW), 20.000 m³ (OW)	Ja	Neues Gesetz, in Kraft ab 1.1.2013
Saarland	GW	**7 bzw. 6** [5]	200 €; 35 m³ für Privatkunden	Teilweise	ca. 2,2 Mio.
Sachsen	GW, OW	**1,5**	2.000 m³	Ja	ca. 5,6 Mio. (2011)
Sachsen-Anhalt	GW, OW	**5**	3.000 m³ oder 100 €	Nein	voraussichtlich ca. 6,3 Mio.
Schleswig-Holstein	GW, OW	**11 (GW)** (Gewerbe: 5) [6]	100 €	Zu 50 %	ca. 58 Mio.
Thüringen	Die Regelungen zum Wasserentnahmeentgelt wurden 1999 abgeschafft.				

1 GW = Grundwasser, OW = Oberflächenwasser

2 Veranlagungszeitraum 2010, wenn nicht anders vermerkt

3 100 % Grundwasserentnahme für die öffentliche Trinkwasserversorgung; Entgelte für Oberflächenwasserentnahmen: 0,005 €/m³ bis 500 Mio. m³ und 0,003 €/m³ ab 500 Mio. m³

4 0,13 €/m³ für die oberflächennahe Entnahme; 0,14 €/m³ für die Entnahme aus tieferem Grundwasser

5 Ermäßigter Satz für EMAS- oder ISO 14001-zertifizierte Unternehmen

6 Ermäßigter Satz für Gewerbe ab einer Abnahmemenge von 1.500 m³

Quellen: Landeswassergesetze und -verordnungen, Haushaltspläne der Länder

Stand: 06.08.2012

[Quelle: www.bdew.de, Aufruf 5.12.2012]

Tabelle 58: Abgabesatzhöhe der Wasserentnahmeentgelte in den Bundesländern; Die Entgelte für Sachsen-Anhalt und Rheinland-Pfalz sind nicht aufgeführt.

		Baden-Württemberg	Berlin	Brandenburg	Bremen	Hamburg	Mecklenburg-Vorpommern	Niedersachsen	Nordrhein-Westfalen (läuft bis 2018 aus) (neues Gesetz 2011)	Saarland (bis 2012)	Sachsen	Schleswig-Holstein
	Stand der Rechtsvorschrift [1]	WG BW i.d.F.v. 29.07.2010	BWG i.d.F.v. 06.06.2008	BbgWG i.d.F.v. 15.07.2010[239]	BremWEGG i.d.F.v. 12.04.2011	Hmb GruwaG i.d.F.v. 21.12.2010	LWaG M-V i.d.F.v. 12.07.2010	NWG i.d.F.v. 17.12.2010	WasEG NRW i.d.F.v. 08.12.2009[240]	GwEEG SL i.d.F.v. 12.03.2008	SächsWG i.d.F.v. 23.09.2010	GruWAG; OWAG SLH i.d.F.v. 13.12.2007
Oberflächenwasser-entnahme-entgelt (€/m³)	Öffentliche Wasserversorgung	0,051	-	-	0,005 (1 bzw, 10-500 Mio m³) und 0,003 (>500 Mio m³)	-	ksA*	0,05113	ksA*	-	0,015	ksA*
	Kühlwasser(-zwecke)	ksA*	-	0,005		-	ksA*	0,01023	0,024 / 0,0024	-	0,005	ksA*
	Bewässerung(-szwecke)	-	-	-		-	ksA*	0,00511	-	-	0,005	ksA*
	Produktion(-szwecke)	ksA*	-	0,020		-	ksA*	ksA*	ksA*	-	ksA*	ksA*
	Fischhaltung	-	-	-		-	ksA*	ksA*	-	-	-	ksA*
	Sonstige Zwecke	0,010	-	-		-	0,020[2]	0,02045	0,036	-	0,020	0,0077
Grundwasser-entnahme-entgelt (€/m³)	Öffentliche Wasserversorgung	0,051	ksA*	ksA*	0,050	ksA*	ksA*	0,05113	ksA*	0,070	0,015	0,05 / 0,11
	Kühlwasser(-zwecke)	ksA*	ksA*	ksA*	0,025	ksA*	ksA*	0,02556	0,024 / 0,0024	0,030	0,076	ksA*
	Bewässerungs(-zwecke)	-	ksA*	ksA*	0,005	ksA*	-	0,00511	-	0,006	0,025	0,020
	Produktion(-szwecke)	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*	ksA*
	GW-Absenkung/-Haltung	ksA*	ksA*	ksA*/ (3)241	0,025	ksA*	ksA*	0,02556[3]	ksA* / (3)	0,030	0,015[3]	0,020[3]
	Wärmegewinnung	-	ksA*	-	-	ksA*	-	ksA*	-	-	-	-
	Fischhaltung	-	ksA*	-	0,0025	ksA*	-	0,00256	-	0,006	-	0,020
	Sonstige Zwecke	0,051	0,31000	0,10[2]	0,060	0,13 / 0,14	0,050[2]	0,06136	0,036	0,080	0,076	0,070

[1] Entspricht gültigem Rechtsstand, Januar 2011
[2] Einschränkung der Bemessungsgrundlage bei unmittelbarer Gewässerrückführung
[3] tlw. Befreiung bei Abbau von Bodenschätzen
ggf. real abweichende Abgabesätze durch verschiedene Ermäßigungs- oder Freibetragsregelungen
* keine spezifische Angabe; Verwendungszweck unterliegt i. d. R. dem Abgabesatz für sonstige Zwecke

[Quelle: UBA Texte 67/2011]

12.1.1 Gesetzliche Regelungen der Bundesländer zu Wasserentnahmeentgelten für die Wasserkraft

Obschon alle Bundesländer außer Thüringen und Hessen ein Wasserentnahmeentgelt erheben, wird ein Entgelt für die Wasserkraftnutzung landesweit nur in den vier Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Sachsen und Schleswig-Holstein erhoben (Tabelle 49). In Nordrhein-Westfalen fordert der Ruhrverband für sein Verbandsgebiet eine entsprechende Abgabe.

Bayern

Bayern wird in den meisten Veröffentlichungen als eines der Bundesländer genannt, das kein Wasserentnahmeentgelt erhebt, obwohl nach dem Bayerischen Wassergesetz vom 25. Februar 2010 Art. 4 S. 2 und 3 für zulassungspflichtige Gewässerbenutzungen ein Entgelt erhoben werden kann. Die Höhe des Entgeltes wird in der Verordnung über Gebühren für die Nutzung staatseigener Gewässer geregelt (WNGebO vom 7. November 1995). Danach erhebt der Freistaat Bayern für die der Wasserkraftnutzung dienenden Gewässerbenutzungen (Aufstauen, Absenken, Ableiten, Einleiten von Wasser) in staatseigenen Gewässern eine Nutzungsgebühr, wenn die mittlere Leistung der Wasserkraftanlage 1.100 kW übersteigt. Die Höhe der Gebühren wird in einem Anlagenverzeichnis geführt.

Eine gewünschte ökologische Lenkungswirkung ist nicht ersichtlich.

Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg kann gemäß § 17 Abs. 1 Nr. 1 WG BW bei Gewinnung und Ausnutzung von Wasserkräften vom Betreiber ein angemessenes Entgelt verlangt werden, wenn die „zu nutzende Leistung der Rohwasserkraft“ 1.000 Kilowatt übersteigt.

Die Höhe des Entgelts richtet sich nach der verfügbaren Wassermenge und der natürlichen Fallhöhe und wird im Einzelfall festgesetzt. Das Entgelt steht dem Eigentümer des Gewässerbetts zu. Das ist bei Gewässern erster Ordnung das Land, bei Gewässern zweiter Ordnung die jeweilige Gemeinde, in der das Gewässer liegt. Pumpspeicherkraftwerke sind von der Abgabe freigestellt.

Sachsen

Mit der Novellierung des Sächsischen Wassergesetzes vom 1.1.2013 wurde in Sachsen die bisher geltende Befreiung für Wasserkraftanlagen vom Wasserentnahmeentgelt aufgehoben und ein Abgabesatz von 0,0001 €/m^3 eingeführt. Zugleich wurden Grenzsätze eingeführt, nach denen die Abgabe zum Verwendungszweck der unmittelbaren Wasserkraftnutzung mindestens 15 und maximal 25 % der tatsächlichen oder, bei Nichteinspeisung ins öffentliche Netz, der Einspeisevergütung gemäß § 23 Abs. 1 des EEG betragen soll. Entspricht die Anlage dem Stand der Technik und den Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG, beträgt die Abgabe maximal 15 %.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) sieht hierdurch sowohl die Nutzung der Wasserkraft einschließlich des Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken und die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen ernsthaft in Frage gestellt (BDEW 2012).

Bei der Betreiberumfrage in Sachsen wurde diese Abgabe als eine flächendeckende Stilllegung von 80% der sächsischen Wasserkraftanlagen bezeichnet. Es wird nicht erwartet, dass weitere Investitionen in Wasserkraftanlagen angesichts fehlender Planungssicherheit und über Jahre verschleppter Genehmigungsverfahren gemacht werden. Außerdem wird von Betreiberseite kritisiert, dass Netzbetreiber bewusst gegen das EEG handeln, um EEG–Erhöhungen zu vermeiden. Es gibt demnach Fälle, in denen der Netzbetreiber die Umweltgutachten nicht anerkennt und zusätzliche externe Gutachten fordert.

Eine ausführliche Stellungnahme zu § 23 SächsWG einschließlich einer rechtlichen Kurzanalyse befindet sich in Anhang A.3. Es wurde untersucht, inwiefern die Abgabe von 15 bis 25 % der Jahreseinnahmen zu Verlusten bei den Betreibern führt. Es ist zu erwarten, dass Standorte, die bereits heute kaum wirtschaftlich betrieben werden können (niedrige Fallhöhe, geringe Leistung), deutliche Verluste erwirtschaften werden.

In Bezug auf die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie ist nur dann kein negativer Effekt von der Neuregelung des SächsWG zu erwarten, wenn sich die Fördermittel für die Herstellung der Durchgängigkeit und das Entnahmeentgelt in etwa ausgleichen.

Im Folgenden werden die Wasserentnahmeentgelte von vier Beispielanlagen berechnet:

Beispielanlage 1:

Leistung 1,3 MW, Fallhöhe 6,8 m, 4.200 Volllaststunden, Vergütung nach EEG 2004, keine ökologischen Maßnahmen.

Erzeugung: 1.300 kW * 4.200 h/a = 5,46 GWh/a

Tatsächliche Vergütung (EEG 2004): 4,38 GWh * 0,0967 €/kWh + (5,46 -4,38 GWh) * 0,0665 €/kWh = 495.366 €/a

Wasserentnahmeentgelt: Jahreswassermenge * 0,0001 €/m³

Entnommene Jahreswassermenge (m³): Erzeugung1) (kWh) * 3600 / (Nutzfallhöhe (m) * 8,5 (m/s²))

Vorläufiges Entgelt: 5.460.000 kWh * 3600 / (6,8 m * 8,5 m/s²) * 0,0001 = 34.007 €

Bemessungsgrenzen für das Entnahmeentgelt:

15 bis 25 % der Vergütung nach EEG: 74.305 €/a bis 123.842 €/a

In diesem Fall beträgt das Entgelt 74.305 €/a und damit 15 % der jährlichen Einnahmen. Auch bei einer Vergütung nach EEG 2000 beträgt das Entgelt 15 % der jährlichen Einnahmen. Ein Anreiz, die Anforderungen nach dem Stand der Technik und nach §§ 33 bis 35 WHG zu erfüllen, liegt nicht vor.

Beispielanlage 2:

Leistung 500 kW, Fallhöhe 4,2 m, 4.500 Volllaststunden, Vergütung nach EEG 2009, keine ökologischen Maßnahmen.

Erzeugung: 500 kW * 4.500 h/a = 2,25 GWh/a

Tatsächliche Vergütung (EEG 2009): 2,25 GWh * 0,1167 €/kWh = 262.575 €/a

Wasserentnahmeentgelt: Jahreswassermenge * 0,0001 €/m³

Jahreswassermenge: Erzeugung1) (kWh) * 3600 / (Nutzfallhöhe (m) * 8,5 (m/s²))

Vorläufiges Entgelt: 2.250.000 kWh * 3600 / (4,2 m * 8,5 m/s²) * 0,0001 = 22.689 €

Bemessungsgrenzen für das Entnahmeentgelt:

15 bis 25 % der Vergütung nach EEG: 39.386 €/a bis 65.644 €/a

In diesem Fall beträgt das Entgelt 39.386 €/a und damit 15 % der jährlichen Einnahmen. Auch bei einer Vergütung nach EEG 2000 beträgt das Entgelt 15 % der jährlichen Einnahmen. Ein Anreiz, die Anforderungen nach dem Stand der Technik und nach §§ 33 bis 35 WHG zu erfüllen, liegt nicht vor.

Beispielanlage 3:

Leistung 100 kW, Fallhöhe 2,2 m, 4.000 Volllaststunden, Vergütung nach EEG 2000, keine ökologischen Maßnahmen.

Erzeugung: 100 kW * 4.000 h/a = 0,4 GWh/a

Tatsächliche Vergütung (EEG 2000): 0,4 GWh * 0,0767 €/kWh = 30.680 €/a

Wasserentnahmeentgelt: Jahreswassermenge * 0,0001 €/m³

Jahreswassermenge: Erzeugung1) (kWh) * 3600 / (Nutzfallhöhe (m) * 8,5 (m/s²))

Vorläufiges Entgelt: 400.000 kWh * 3600 / (2,2 m * 8,5 m/s²) * 0,0001 = 7.700 €

Bemessungsgrenzen für das Entnahmeentgelt:

15 bis 25 % der Vergütung nach EEG: 4.602 €/a bis 7.670 €/a

In diesem Fall beträgt das Entgelt 7.670 €/a und damit 25 % der jährlichen Einnahmen. Würde der Betreiber/die Betreiberin die Anforderungen nach dem Stand der Technik und nach §§ 33 bis 35 WHG erfüllen, betrüge die Abgabe 4.602 €/a.

Bei einer Vergütung nach EEG 2009 beträgt das Entgelt 7.700 €/a und damit 16 % der jährlichen Einnahmen.

Beispielanlage 4:

Leistung 50 kW, Fallhöhe 1,2 m, 4.000 Volllaststunden, Vergütung nach EEG 2009, keine ökologischen Maßnahmen.

Erzeugung: 50 kW * 4.000 h/a = 0,2 GWh/a

Tatsächliche Vergütung (EEG 2009): 0,2 GWh * 0,1167 €/kWh = 23.340 €/a

Wasserentnahmeentgelt: Jahreswassermenge * 0,0001 €/m³

Jahreswassermenge: Erzeugung[1)] (kWh) * 3600 / (Nutzfallhöhe (m) * 8,5 (m/s²))

Vorläufiges Entgelt: 200.000 kWh * 3600 / (1,2 m * 8,5 m/s²) * 0,0001 = 7.059 €

Bemessungsgrenzen für das Entnahmeentgelt:

15 bis 25 % der Vergütung nach EEG: 3.501 € bis 5.835 €

In diesem Fall beträgt das Entgelt 5.835 €/a und damit 25 % der jährlichen Einnahmen.

Auch bei einer Vergütung nach EEG 2000 würde das Entgelt 25 % der jährlichen Einnahmen betragen. Würde der Betreiber/die Betreiberin die Anforderungen nach dem Stand der Technik und nach §§ 33 bis 35 WHG erfüllen, betrüge die Abgabe 15 % der Jahreseinnahmen.

[1)] Im SächsWG wird an dieser Stelle fälschlich der Begriff „Jahresleistung“ verwendet. Tatsächlich ist die Erzeugung oder Jahresarbeit gemeint.

Die Beispiele zeigen, dass die Höhe des Entgelts in erster Linie von der Fallhöhe und danach von der Vergütungshöhe abhängt. Anlagen mit einer geringen Fallhöhe zahlen eine relativ höhere Abgabe. Das bedeutet in der Regel, dass kleinere Anlagen mehr belastet werden als große. Der Anreiz, die Anforderungen nach dem Stand der Technik und nach §§ 33 bis 35 WHG erfüllen, wird durch diese Regelung demnach nur bei kleineren Anlagen bzw. bei Anlagen mit niedrigen Fallhöhen wirken. Aus rechtlicher Sicht offenbart die Neufassung des § 23 SächsWG mehrere verfassungsrechtliche Angriffspunkte, die noch eingehender untersucht werden müssten.

Zurzeit ist eine Verfassungsbeschwerde beim Sächsischen Verfassungsgericht und eine beim Bundesverfassungsgericht anhängig. Der Sächsische Verfassungsgerichtshof hat die Staatsregierung und den Landtag zur Stellungnahme aufgefordert, so dass damit gerechnet wird, noch in diesem Jahr eine Entscheidung zu erhalten.

Schleswig-Holstein

In Schleswig-Holstein ist eine Abgabe für die Wasserkraftnutzung gesetzlich verankert. Nach § 2 Abs. 2 Oberflächenwasserabgabengesetz (OWAG) beträgt die Abgabe „für Entnahmen, die ausschließlich der Wasserkraftnutzung dienen und bei denen das Wasser dem Gewässer wieder zugeführt wird, 0,00077 Euro pro Kubikmeter (0,077 ct/m³) entnommenen Wassers, wenn bei der Benutzung des Gewässers die nach dem Stand der Technik erforderlichen Maßnahmen zum Schutz von Wasserlebewesen getroffen worden sind.“ Die Abgabe entspricht einem Zehntel der festgelegten Abgaben für andere Nutzungen.

Der Landtag hat nach der Drucksache 17/1777 (Entwurf) darüber hinaus vor dem Hintergrund der Planung bzw. Prüfung des Neubaus von **Pumpspeicherkraftwerken** beschlossen, dass für die Nutzung in Pumpspeicherkraftwerken eine Abgabe von 0,08 ct/m³ für das entnommene Wasser zu erheben ist.

Nordrhein-Westfalen, Ruhrverbandsgebiet

Nordrhein-Westfalen beabsichtigte zwar die Abschaffung des Wasserentnahmeentgelts, hat aber vor dem Hintergrund des Finanzbedarfs zur Umsetzung der EG-WRRL davon abgesehen. Die Wasserkraftnutzung ist vom Entnahmeentgelt explizit ausgenommen.

Gemäß der Satzung des Ruhrverbands haben Verbandsmitglieder Beiträge zu leisten, die für die Erfüllung der Verbandsaufgaben und -pflichten erforderlich sind. Da zu den wesentlichen Aufgaben des Ruhrverbands gehört, den Wasserabfluss zu regeln und die Wasserführung ggf. auszugleichen, fordert der Ruhrverband im Einzugsgebiet der Ruhr in seiner Satzung § 21 Abs. 2 für die Wasserkraftnutzung einen sogenannten Wasserpreis, der für die Ausnutzung der Wasserkraft für das bei Sommer-Niedrigwasser ausnutzbare Gefälle zu entrichten ist. Darüber hinaus obliegt dem Verband die Beschaffung und Bereitstellung von Wasser zur Ausnutzung der Wasserkraft (§ 2 Abs. 1

Nr. 5 RuhrVG). Die Höhe des Beitrags ermisst sich aus den Vorteilen, die der Kraftwerksbetreiber von der Durchführung der Verbandsaufgaben hat.

Tabelle 59: Gesetzliche Regelungen zu Wasserentnahmeentgelten in den Bundesländern

	Regelwerk	Letzte Änderung	WKA	Anmerkung
BB	Brandenburgisches Wassergesetz vom 8. Dezember 2004	BbgWG 2.3.2012	kA	
BE	Berliner Wassergesetz vom 17. Juni 2005	BWG 6.6.2008	entfällt	Entgelt wird nur für Grundwassernutzung erhoben
BW	Wassergesetz Baden-Württemberg vom 20. Januar 2005; Gesetz zur Änderung der Vorschriften über das Wasserentnahmeentgelt vom 29. Juli 2010	WG BW 29.7.2010	Entgelt für P > 1.000 kW	§ 17 f Abs. 2 Nr. 3 WG: Verrechnung von Investitionen zur Verbesserung der Gewässerökologie, Ermäßigung max. 25 %
BY	Art. 4 S. 2 und 3 Bayerisches Wassergesetz; Wassernutzungsgebührenordnung vom 7. November 1995, (staatseigene Gewässer); Verwaltungsvorschrift zum Vollzug des Wasserrechts vom 12. April 2002	Bayerisches WG, WNGebO 24.4.2001, VwVBayWG	staatseigene Gewässer: Entgelt für P > 1.100 kW	Nach VwVBayWG bei nicht staatseigenen Gewässern Beteiligung der Kreisverwaltungsbehörde bei Festlegung von Nutzungsentgelten
HB	Gesetzes über die Erhebung einer Wasserentnahmegebühr vom 23. April 2004	BremWEGG 12.04.2011	WK explizit ausgenommen	
HH	Gesetz über die Erhebung einer Gebühr für Grundwasserentnahmen vom 26. Juni 1989	Grundwassergebührengesetz GruwaG 21.12.2010	entfällt	Entgelt wird nur für Grundwassernutzung erhoben
HE	Regelungen über Erhebung von WEE in 2003 abgeschafft	-	-	
MV	Landeswassergesetz 1992, Wasserentnahmeentgeltverordnung	LWaG M-V 12. Juli 2010, WaEntgVO M-V	WK explizit ausgenommen	
NI	Niedersächsisches Wassergesetz vom 19. Februar 2010	NWG	WK explizit ausgenommen	Gebührenfestlegung in Anlage 2
NW	Wasserentnahmeentgeltgesetz vom 27. Januar 2004	WasEG NW 25.7.2011	WK explizit ausgenommen	Ruhr-Verband erhebt Entgelt für WKA von Verbandsmitgliedern
RP	Landesgesetz über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern	Wasserentnahmeentgeltgesetz, LWEntG, gültig ab 1.1.2013	WK explizit ausgenommen	
SL	Saarländisches Grundwasserentnahme-entgeltgesetz vom 12. März 2008	GrdWasEntG SL	entfällt	Entgelt wird nur für Grundwassernutzung erhoben

	Regelwerk	Letzte Änderung	WKA	Anmerkung
SN	Sächsisches Wassergesetz Vom 18. Oktober 2004	SächsWG 23.9.2010; Novelle vom 1.1.2013	2010: WK explizit ausgenommen, seit 1.1.2013: WK berücksichtigt	2010: § 23 Abs. 1 (1), Abs. 4 (3) 2013: § 23 Abs. 5a
ST	Verordnung über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern	WasEE-VO LSA 30.12.2011	WK explizit ausgenommen	
SH	Gesetz über die Erhebung einer Grundwasserentnahmeabgabe, Gesetz über die Erhebung einer Abgabe auf die Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern vom 13. Dezember 2000	Grundwasserabgabengesetz – GruWAG, Oberflächenwasserabgabengesetz – OWAG 16.9.2011	Nach § 2 Abs. 2 Abgabe für Wasserkraftnutzung: 0,00077 Euro pro Kubikmeter	
TH	Regelungen zum WEE in 1999 abgeschafft	-	-	Gesetzentwurf zum WEE (vorgesehen war eine Abgabe von 8 ct/m³) ist in Beratung

12.2 Schweiz: Wasserzins und Wasserkraftnutzung

Nach Schweizer Recht gilt die natürlich vorhandene Wasserkraft als öffentliches Gut, für dessen Nutzung dem Gemeinwesen eine Abgabe zu entrichten ist. Die Höhe dieses Wasserzinses ist im Wasserrechtsgesetz (WRG) festgelegt. Nach der Revision des WRG vom 1. Januar 2011 müssen Stromerzeuger den Kantonen einen Wasserzins von maximal 100 Franken (CHF) pro Kilowatt Bruttoleistung zahlen. Ab 2015 steigt dieser Höchstsatz auf 110 CHF/kW (BFE 2010). Den genauen Betrag legen die jeweiligen Kantone unter Beachtung der Höchstgrenze fest. Der Wasserzins wird bei Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken erhoben.

Nach Angaben des Bundesamtes für Energie (BFE 2013), produzieren in der Schweiz aktuell 566 Kraftwerke (Leistung >= 300 kW) bei einer installierten maximalen Leistung von 13,7 GW durchschnittlich rund 35,8 TWh Strom.

Die Bruttoleistung P_b berechnet sich aus der nutzbaren Wassermenge Q_i im Zeitabschnitt t_i (in der Regel Stunden) und der nutzbaren Fallhöhe H_i nach (BWG 2002)

$P_b = 9{,}81 * \sum (H_i * Q_i * t_i) / \sum t_i$ [kW].

Sie stellt das technische Leistungspotenzial am Standort dar.

Wasserkraftanlagen mit einer Bruttoleistung < 1.000 kW sind seit 1997 vom Wasserzins befreit. Zwischen 1.000 und 2.000 kW Bruttoleistung steigt der Höchstwert des Wasserzinses linear bis zum Maximalwert an.

Beispiel: Eine Wasserkraftanlage mit einem Gesamtwirkungsgrad von 80% und einer Netto-Leistung von 3.000 kW würde also über eine Bruttoleistung von ungefähr 3.750 kW verfügen und müsste aktuell einen maximalen Wasserzins von 375.000 CHF/a bzw. 310.500 €/a bezahlen.

Die Berechnungsmethoden zur Festlegung des Wasserzinses sind in den einzelnen Kantonen unterschiedlich. In der Regel geht die Berechnung von der Bruttoleistung aus. Die überwiegende Mehrheit der Kantone und insbesondere die mit besonders viel Wasserkraftleistung erheben Wasserzinse (teilweise in Kombination mit einer besonderen Wasserwerkssteuer), die dem Bundesmaximum entsprechen. Nur im Kanton Appenzell sind alle Kraftwerke vom Wasserzins befreit.

Der Wasserzins erreichte in 2002 (BWG 2002) gesamtschweizerisch rund 400 Mio. Franken (331 Mio. €) bzw. 1,2 Rappen/kWh (0,99 ct/kWh).

Neben der Zahlung des Wasserzinses müssen Kraftwerksbetreiber auch die Leistungen erbringen, die für die Zulassung der Wasserkraftnutzung gesetzlich festgeschrieben sind. Dies sind z.B. Leistungen im Interesse der Fischerei und des Natur- und Gewässerschutzes. So müssen z.B. nach dem Schweizer Wasserschutzgesetz (WSchG) Betreiber von Wasserkraftanlagen dafür Sorge tragen, dass eine ausreichende Restwassermenge abgegeben wird (Kap. 2 WSchG), bzw. dass durch bauliche oder betriebliche Maßnahmen die Beeinträchtigung einheimischer Tiere und Pflanzen durch Schwall und Sunk und durch Veränderung des Geschiebehaushaltes vermindert oder beseitigt werden (Art. 39a Satz 1 und Art. 43a).

Verwendung des Wasserzinses

Der Bund kann vom Wasserzins einen Anteil von maximal 1 CHF/kW zu Landschaftsschutzzwecken beanspruchen (Art. 49 Abs. 1 WRG). Damit kann z.B. Gemeinden, die in schützenswerten Landschaften von nationaler Bedeutung für einen Zeitraum von mehr als 40 Jahren auf die Wasserkraftnutzung verzichten, im Rahmen des entgangenen Wasserzinses eine Abgeltung gezahlt werden. In 2011 wurden so Ausgleichszahlungen in einer Gesamthöhe von etwa 3,9 Mio. CHF an neun Vertragsgebiete gezahlt (BFE 2011).

Die Einnahmen aus dem Wasserzins stellen für einige Kantone einen wesentlichen Beitrag des öffentlichen Finanzaufkommens dar. In einzelnen Kantonen wird das Wasserzinsaufkommen teilweise für ökologische Maßnahmen an den Gewässern verwendet.

In der Schweiz befinden sich etwa 14.000 km Gewässerstrecke in einem schlechten Zustand. Davon sollen 4.000 km vorrangig revitalisiert werden (ASCHWANDEN 2012). Der Bund stellt dafür jährlich 40 Mio. CHF zur Verfügung. Die Kantone erstellen im Gegenzug die regionalen Programme. Folgende Schwerpunkte werden bearbeitet:

- Beseitigung bzw. Minderung von Schwall-Sunk. Kraftwerksbetreiber können dazu rein bauliche Maßnahmen realisieren, operative Maßnahmen sind nicht vorgeschrieben,
- Geschiebeproblematik,
- Ökologische Verbesserung von WKA Standorten. Dabei werden WKA-Betreiber über die Gewässerschutzabgabe im Strompreis von 0,1 Rappen/kWh entschädigt.

Bis 2030 sollen die Maßnahmen im Bereich der Wasserkraftanlagen realisiert sein.

12.3 Wasserentnahmeentgelt und ökologische Maßnahmen

Die Regelungen zum Wasserentnahmeentgelt sind in den deutschen Bundesländern sehr unterschiedlich. Perspektivisch wird u.a. vom Thüringer Umweltminister Reinholz dafür plädiert, die Frage eines Wasserentnahmeentgeltes länderübergreifend einheitlich zu regeln. Nach GAWEL (2011) sollte eine flächendeckende Einführung der Wasserentnahmeentgelte in allen Bundesländern unter einer einheitlichen Grundsystematik erfolgen, auch wenn sie nach Art. 9 WRRL nicht zwingend gefordert wird.

Das gesamte Abgabenaufkommen des Wasserentnahmeentgeltes beträgt aktuell etwa 360 Mio. €. Ein zweckgebundener Einsatz des Abgabeaufkommens im Rahmen von Maßnahmen des Gewässerschutzes ist derzeit nicht üblich, wird aber befürwortet. Befreiungstatbestände sollten kritisch hinterfragt und harmonisiert werden.

Um die Gewässersanierung voran zu bringen, gibt es in verschiedenen Bundesländern öffentlich finanzierte Förderprogramme. Durch ein Wasserentnahmeentgelt für Kraftwerksbetreiber könnten zusätzliche Mittel verfügbar werden. Bei einem Entnahmeentgelt von z.B. 1 ct/kWh entstünde in Deutschland bei einer durchschnittlichen Jahreserzeugung von 20 TWh/a ein jährlicher Erlös von 200 Mio. €. Unter der Annahme, dass die technische und ökologische Anpassung der ca. 400 großen Wasserkraftanlagen pro Standort ca. 10 Mio. € (gesamt 4000 Mio. €), und die der ca. 7.000 kleinen Anlagen ca. 0,5 Mio. € pro Standort kostet (gesamt ca. 3.500 Mio. €) würden die Gesamtkosten für den Umbau des Wasserkraftanlagenparks insgesamt ca. 7.500 Mio. € betragen. Erfolgte der ökologische Umbau nur aus Mitteln einer Abgabe von ca. 1 ct/kWh, müssten die Einnahmen von ca. 40 Jahren darauf verwendet werden.

In der Schweiz wird seit 2012 ein Zuschlag auf den Strompreis für Maßnahmen zum Gewässerschutz erhoben. Dort stehen in 2013 voraussichtlich etwa 57 Mio. Franken für Gewässerschutzmaßnahmen zur Verfügung.

13 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Als Grundlage für die Empfehlungen zur Novellierung des EEG wurden die Erfahrungen mit dem EEG 2012 auf verschiedenen Wegen ermittelt. Wichtige Quellen waren die veröffentlichten Daten der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber und eigene Datenerhebungen bei den Wasserkraftanlagenbetreibern, den Wasserbehörden der Länder, bei Wasserkraftverbänden und Netzbetreibern. Darüber hinaus wurden zahlreiche Interviews geführt, Literatur- und Internetrecherchen durchgeführt und ausgewertet.

Die Wasserkraft ist eine ausgereifte Technik ist, daher kann nicht mit einer sehr hohen Steigerungsrate der Energieerzeugung aus Wasserkraft gerechnet werden. Es ist jedoch eine kontinuierliche Zunahme des Anlagenbestands zu verzeichnen. Aus den vorliegenden Daten kann eine positive Wirkung des EEG 2012, insbesondere in Bezug auf die Modernisierung von Anlagen in der Leistungsklasse 100 – 500 kW abgeleitet werden. Durch technische Modernisierungen konnte bei den Anlagen aus der Betreiberumfrage eine Leistungssteigerung um 22 % erzielt werden.

Bei den Anlagen über 5 MW sind keine Zuwächse zu verzeichnen. In der Modernisierung bestehender Anlagen dieses Leistungsbereichs liegt aber das größte Potenzial von insgesamt etwa 15 % Zu- und Ausbaupotenzial, weshalb auch hier ein Schwerpunkt des Vorhabens gesehen wurde. Es wird vermutet, dass die Ursache für die fehlenden Zuwächse im Bezug des EEG auf den § 35 WHG liegt. Die Umsetzung des darin geforderten Schutzes der Fischpopulationen bereitet wegen fehlender wissenschaftlicher Grundlagen und technischer Möglichkeiten an den großen Anlagen Schwierigkeiten.

Es ist zu prüfen, ob auf den Verweis auf die im WHG formulierten Anforderungen an die Wasserkraft verzichtet werden kann. Das könnte als Signal gewertet werden, obwohl die Anforderungen ohnehin bestehen. Damit würde auch der Nachweis der ökologischen Anforderungen entfallen, um den, wie bereits in der Vergangenheit, eine intensive Diskussion im Rahmen des Erfahrungsberichts stattfand. Als Ergebnis der Diskussion wurden Empfehlungen zur Konkretisierung der Regelung erarbeitet. Diese Konkretisierungen sind nur erforderlich, wenn der Verweis auf das WHG bestehen bleibt.

Die Analyse der Stromgestehungskosten und der Vergleich mit den Vergütungssätzen nach EEG 2012 hat gezeigt, dass die Stromgestehungskosten beim Neubau und bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen für die Leistungsklasse bis 500 kW deutlich höher sind als die Vergütung, während die Gestehungskosten in den übrigen Leistungsklassen weitgehend im Bereich der Vergütungssätze liegen.

Für die Modernisierung von Anlagen > 5 MW reicht die aktuelle Vergütung aus, um die ermittelten Kosten für die Umrüstung der Steuerung oder den Bau einer zusätzlichen Dotierturbine zu decken. Weitere Maßnahmen, insbesondere zur Umsetzung von §§ 33 bis 35 WHG, können durch die Vergütung nicht finanziert werden. Anlagen dieser

Leistungsklasse vermarkten den erzeugten Strom in der Regel direkt. Der langjährige Betrieb der Anlagen lässt den Schluss zu, dass der Börsenpreis bisher für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichend war.

In diesem Zusammenhang wurden auch die Auswirkungen der Auslegung des Anlagenbegriffs intensiv betrachtet. Dieser spielt insbesondere beim Neubau einer Erzeugungseinheit an einer bestehenden Anlage, also auch bei Dotierturbinen, eine Rolle. Hier scheint die enge Auslegung des Begriffs einen größeren Anreiz zum Ausbau der Wasserkraft zu bieten.

Weitere Bearbeitungspunkte der Studie waren die Betrachtung der System- und Marktintegration von Wasserkraft. Hier wurden die Anforderungen des Systems betrachtet, die vorhandenen Märkte beschrieben und die Möglichkeiten der Wasserkraft daran teilzunehmen. Darüber hinaus wurden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Anlagen in Trink- und Abwassersystemen und Meeresenergieanlagen betrachtet. Die aktuellen Regelungen zum Wasserentnahmeentgelt wurden dargestellt. Ferner wurden Empfehlungen zum Anlagenregister erarbeitet.

13.1 Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

Die gutachterlichen Empfehlungen werden nachfolgend in Kurzform dargestellt:

Empfehlung zu § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012
Es wird empfohlen, den Begriff „Anlage“ für die Wasserkraft in dem Sinn zu definieren, dass alle Erzeugungseinheiten, die ein gemeinsames Wasserentnahmebauwerk benutzen, als eine Anlage bezeichnet werden. An einer Stauanlage können sich folglich mehrere „Anlagen“ befinden. Auf diese Weise werden Dotierturbinen als eigenständige Anlage betrachtet, und somit wird ein Anreiz geschaffen, diese an Anlagen > 5 MW zu installieren und das dort noch vorhandene Potenzial auszuschöpfen.

Weiterhin wird empfohlen, die Vergütung der Energie aus Trinkwasser- und Abwassersystemen in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 oder an anderer Stelle in das EEG aufzunehmen. Vergütet werden sollte nur der Nettoenergiegewinn, also die Energieerzeugung abzüglich der Pumpleistung.

Empfehlung zu § 20 EEG Absatz 2 Nr.1
Es wird empfohlen, die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen, da hier keine Lerneffekte und Kostendegressionen, sondern Preissteigerungen, auch durch erhöhte Anforderungen an die Gewässerökologie, zu erwarten sind (siehe auch Kap. 4.2.5).

Empfehlung zu § 23 EEG Absatz 1 bis 3
Grundsätzlich wird empfohlen, die Vergütungshöhe an den Stromgestehungskosten zu orientieren. Weiterhin sollten Überlegungen hinsichtlich der absoluten Höhe der Vergütung im Sinn einer gesamtwirtschaftlichen Angemessenheit sowie hinsichtlich der

gewässerökologischen und technischen Anforderungen an die Wasserkraft und dem damit verbundenen Aufwand berücksichtigt werden. Die ermittelten Stromgestehungskosten sind für Anlagen < 500 kW höher als die hier vorgeschlagenen Vergütungssätze. Daher werden flankierend Empfehlungen zur Umsetzung von Maßnahmen zur ökologischen Verbesserung außerhalb des EEG gegeben.

Es wird empfohlen, die Vergütungssätze und die Vergütungsdauer von 20 Jahren für alle Leistungsklassen beizubehalten. Die bereits eingesetzte Degression sollte wieder aufgehoben werden. Tabelle 60 gibt einen Überblick über die vorgeschlagenen Vergütungssätze.

Tabelle 60: Vorschlag für die Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen

P_{EEG} bis einschl.	Vergütungshöhen in ct/kWh	
	bis einschl. 5 MW	ab 5 MW
	Neubau oder Modernisierung	Neubau, Erweiterung
500 kW	12,70	12,70
2 MW	8,30	8,30
5 MW	6,30	6,30
10 MW		5,50
20 MW		5,30
50 MW		4,20
ab 50 MW		3,40

Empfehlung zu § 23 EEG Absatz 2

Es wird empfohlen, den Anspruch auf Vergütung auch auf Anlagen auszuweiten, die den Stand der Technik erfüllen.

Für den Nachweis der Erfüllung der technischen Anforderungen wird empfohlen, das im Hinweis 2012/14 der Clearingstelle empfohlene Verfahren zu etablieren und gleichzeitig klar zu stellen, dass sich die Erhöhung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens nur auf die Erhöhung aufgrund der technischen Maßnahmen bezieht. Eine Verrechnung der Leistungssteigerung mit dem Erzeugungsverlust durch ökologische Abflüsse sollte nicht stattfinden. Der Anreiz, neben den ohnehin erforderlichen ökologischen Anforderungen auch die technischen Anforderungen zu erfüllen, wäre zu gering.

Empfehlung zu § 23 EEG Absatz 4

Es wird empfohlen, den § 23 Absatz 4 und damit die ökologische Vergütungsvoraussetzung zu streichen. Die Anforderungen an die Wasserkraft bestehen durch das WHG ohnehin.

Bleibt der **Verweis auf das WHG** bestehen, werden folgende Änderungen für die Nachweisregelung empfohlen:

- Es wird empfohlen, im EEG klarzustellen, dass die technischen und gewässerökologischen Anforderungen, die als Voraussetzung für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft definiert wurden, über die gesamte Dauer des Vergütungszeitraums einzuhalten sind und dass der Netzbetreiber angehalten ist, die Zahlungen dann einzustellen, wenn die erforderlichen Anforderungen gemäß WHG nicht mehr eingehalten werden. Die Rechtsfolgen für die EEG-Vergütung sollten präzisiert werden. Hier bietet sich eine Kürzung auf den Marktwert des Stroms entsprechend der Regelung des § 17 Abs. 2 EEG an.
- Es wird weiterhin empfohlen, eine Informationsmöglichkeit der zuständigen Behörden an den Netzbetreiber hier oder an anderer Stelle im EEG zu verankern. Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, begründeten Hinweisen zur möglichen Nichteinhaltung der technischen oder ökologischen Anforderungen nachzugehen.
- Des Weiteren sollte im EEG, z.B. in § 23 Absatz 4, klargestellt werden, dass der Netzbetreiber angehalten ist, die Zahlungen dann einzustellen, wenn die erforderlichen Anforderungen gemäß WHG nicht mehr eingehalten werden
- Es wird empfohlen, die Regelung der Nachweispflicht in § 23 Abs. 4 Satz 2 und 3 zunächst beizubehalten und im Rahmen des folgenden Erfahrungsberichts erneut zu überprüfen. Die wirtschaftliche Angemessenheit von Maßnahmen könnte durch eine Gutachterin oder einen Gutachter in Zukunft geprüft werden.
- § 23 Abs. 4 Satz 3, Nr. 2 sollte dahin gehend ergänzt werden, dass in begründeten Fällen eine einmalige Verlängerung der Zwei-Monats-Frist zulässig ist.

Empfehlung zu § 23 EEG Absatz 5

Durch die Gültigkeit des WHG kann § 23 Absatz 5 entfallen. Das Verschlechterungsverbot verhindert den Neubau von Staustufen oder Wehranlagen in gewässerökologisch empfindlichen Strecken ohnehin.

Empfehlung zu § 46

Zusammen mit den Angaben zu Standort, Leistung und Strommenge, die die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber mitteilen, sollte für Wasserkraftanlagen auch eine Beschreibung der durchgeführten ökologischen Maßnahmen, die zur Vergütung nach EEG geführt haben, erfolgen. Die Daten sollten in ein Anlagenregister aufgenommen werden.

13.2 Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

Empfehlungen zur Umsetzung von Maßnahmen zur ökologischen Verbesserung

- Besonders bei Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW ist die Vergütung nicht ausreichend, um die gewässerökologischen Anforderungen zu erfüllen. Es sollten Förderprogramme zur Unterstützung bei der Umsetzung von Maßnahmen für eine wesentliche ökologische Verbesserung an und im Umfeld von Wasserkraftanlagen aufgelegt werden. Auf Ansätze des Programms in Baden-Württemberg wird hier verwiesen.

Empfehlungen zum Schutz der Fischpopulationen

- Um den Wissensstand zum Schutz von Fischpopulationen zu erweitern, ist eine Forschungsförderung erforderlich. Auch fehlen geeignete technische Lösungen insbesondere für Wasserkraftanlagen > 1 MW, um den Schutz der Fischpopulationen bei Aufrechterhaltung der Wasserkraftnutzung zu verwirklichen. Hier ist die Förderung von Pilotanlagen und die Begleitung durch Forschungs- und Entwicklungsvorhaben von grundlegender Bedeutung. Die Förderung könnte unter finanzieller Beteiligung von Betreibern, Ländern, Wasserschifffahrtsverwaltung etc. erfolgen.
- Des Weiteren wird empfohlen, dass Bund und Länder einen gemeinsamen Leitfaden zur Umsetzung des Fischschutzes bei großen Wasserkraftanlagen erarbeiten. Der Leitfaden sollte ein Verfahren beschreiben, wie das Ziel perspektivisch erreicht werden kann.

Empfehlungen zur Meeresenergie

- Zur Technologieentwicklung sollte eine Forschungsförderung sowohl im Bereich der Grundlagenforschung und Konzeptentwicklung als auch auf Ebene der Produktentwicklung stattfinden.
- Die Gründung eines nationalen Verbands, der von Seiten der Industrie mit entsprechenden finanziellen Mitteln ausgestattet und politisch unterstützt wird, könnte die Interessenvertretung international stark verbessern.
- Durch entsprechende politische Abkommen sollte der Zugang zu europäischen und außer-europäischen Testfeldern für die jeweiligen Firmen unbürokratisch geregelt werden. So könnte auf ein deutsches Testfeld für Meeresenergie verzichtet werden.

Empfehlungen zur Marktintegration von Wasserkraftanlagen

- Eine Vereinfachung des Poolings unterschiedlicher Anlagen erleichtert das Erschließen von Synergieeffekten an sämtlichen Handelsplätzen. Insbesondere kann bei einer gemeinsamen Vermarktung eine effiziente Marktteilnahme, etwa durch wenige Stromhändler, erreicht werden.
- An den Märkten für Reserve stellen die wöchentlichen Produktzeiträume von Primär- und Sekundärregelreserve ein Hindernis für die Integration von Wasserkraftanlagen dar. Eine Verkürzung der Produktzeiträume hin zu einem

täglichen Handel, wie er bereits heute bei der Minutenreserve etabliert ist, würde die Marktintegration der Wasserkraftanlagen verbessern.

Empfehlungen zu Pumpspeicherkraftwerken

Um den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken langfristig zu sichern sowie notwendige Neubauprojekte zu unterstützen, um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig sicher zu stellen, ist eine ausreichende Vergütung erforderlich. Diese lässt sich durch verschiedene Möglichkeiten erreichen:

- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten kurzfristig von den Netznutzungsentgelten befreit werden, da sie keine Endverbraucher sind oder
- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten kurzfristig besser in den Reservemarkt integriert werden, z.B. durch eine "Speicherumlage" oder
- Die Pumpspeicherkraftwerke könnten langfristig durch ein neues Strommarktdesign besser integriert werden.

Literaturverzeichnis

ADAM, B., U. SCHWEVERS & U. DUMONT (1999): Beiträge zum Schutz abwandernder Fische: Verhaltensbeobachtungen in einem Modellgerinne. Solingen (Verlag Natur und Wissenschaft), Bibliothek Natur & Wissenschaft 16, 63 S.

ADAM, B. 2000 MIGROMAT®- ein Frühwarnsystem zur Erkennung der Aalabwanderung.- Berlin (Blackwell Wissenschafts-Verlag), Wasser & Boden, 52/4, 16-19

ALDEN 2013 www.aldenlab.com

ANDERER et al 2007 Anderer, P., U. Dumont, R. Kolf: Das Wasserkraftpotenzial in Nordrhein-Westfalen, Wasser und Abfall 7-8, 2007, S. 16-20

ANDERER et al 2009 Anderer, P., Dumont, U., Linnenweber C., Schneider B., „Das Wasser-kraftpotenzial in Rheinland-Pfalz“, Korrespondenz Wasserwirtschaft 2009(2), Nr. 4, S. 223-227

ANDERER et al 2010a Anderer, P., Dumont, U.; Heimerl, S., Ruprecht, A., Wolf-Schumann, U., „Das Wasserkraftpotential in Deutschland“. In: WasserWirtschaft 100, Nr. 9, 2010, S. 12-16

ANDERER et al 2010b Anderer, P., Dumont, U., Stark, B., Wolf-Schumann, U., „Vom Linien-potential zum technischen Wasserkraftpotential – Methode“. In: WasserWirtschaft 100, 2010, Heft 9, S. 17-22

ANDRITZ 2013 http://www.andritz.com/hy-hydromatrix

AQUALIBRE 2013 www.aqualibre.at

ASCHWANDEN 2012 Schweizerisches Bundesamt für Umwelt; Vortrag bei der Tagung der AGAW 2012, München

ASMUSSEN 2010 Asmussen, J.: „Vattenfall´s Ocean Energy Programm - von der Vision zu den ersten Prototypen“, 3. Deutsches Meeresenergieforum, Bremen, 2010-

AT KEARNEY 2007 AT Kearney, „Megatrends in der Energiewirtschaft“, 2007

ATV-DVWK 2004 ATV-DVWK: Fischschutz- und Fischabstiegsanlagen - Bemessung, Gestaltung, Funktionskontrolle. – Hrsg.: ATV-DVWK - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hennef, ISBN 3-934063-91-5, 2004, 256 S..

BAUER et al 2010 Bauer, N., Ruprecht, A., Heimerl, S.: Ermittlung des Wasserkraftpotenzials an Standorten mit einer Leistung über 1 MW in Deutschland. In: WasserWirtschaft 100, 2010, Heft 9, S. 23.

BFE 2013 Bundesamtes für Energie, Schweiz, Internetaufruf vom 22.4.2013

BAFU 2012 Bundesamt für Umwelt (BAFU) (Hrsg.) „Sanierung Schwall-Sunk Strategische Planung“, Bern, 2012, 128 S.

BEGA 2013 http://www.bega-wasserkraft.de/

BDEW 2010 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Broschüre Abwasserdaten Deutschland – Zahlen und Fakten der Abwasserentsorgung, Berlin, Juni 2010

BDEW 2011 BDEW: Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG“, http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm; Stand 21.11.2011

BDEW 2012 Anhörung Haushaltsbegleitgesetz, BDEW 12.12.2012

BDEW 2013 Positionspapier, Register zur zentralen Stammdatenhaltung im deutschen Stromerzeugungsmarkt, 8.8.2013

BFE 2010 Schweizer Bundesamt für Energie, „Mehr Geld für Wasserkraftkantone und für erneuerbaren Strom“, Hrsg. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Mitteilung vom 3.11.2010

BFE 2011 Schweizer Bundesamt für Energie, „Nachtragskredit für Wasserkrafteinbußen“, Hrsg. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Mitteilung vom 3.11.2010, 2011

BMU 2010 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, Berlin, Juni 2010

BMU 2010a Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), „Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie.“, 2010

BMU 2011 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): „Forschungsbericht – Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IId Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft“, Berlin.

BNetzA 2010a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): „EEG Statistikbericht 2010“, August 2012

BNetzA 2010b Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Beschluß in dem Verwaltungsverfahren wegen Festlegung zum Einsatz von Regelenergie“, März 2010

BNetzA 2011a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Beschluß in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung“, April 2011

BNetzA 2011b Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Beschluß in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung“, April 2011

BNetzA 2011c Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Beschluß in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve“, Oktober 2011

BNetzA 2011d Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): „EEG Statistikbericht 2011“, August 2013

BNetzA 2012 Monitoringbericht 2012

BOSY 2013 http://www.bosy-online.de/Wasserkraft/Wasserrad_mit_integriertem_Generator-Drews.jpeg

BRUIJS, M.C.M. e.a. (2003): Management of silver eel: Human impact on downstream migration eel in the river Meuse – Final Report Contract Q5RS-2000-31141, Arnhem (NL).

BR 2013 www.br.de/themen/wissen/alternative-energie-wasserkraft-schachtkraftwerk100.html

BUNDESTAG 2008 Der Deutsche Bundestag, „Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen

	Elektrizitäts- und Gas-versorgung (Messzugangsverordnung - MessZV)“, Oktober 2008
BUNDESTAG 2011	Der Deutsche Bundestag, Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften – EnWG, August 2011
BUNDESTAG 2012a	Der Deutsche Bundestag, „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, Juli 2012
BUWAL 2003	Schweizerisches Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL): Gewässerökologische Auswirkungen des Schwallbetriebs, Ergebnisse einer Literaturuntersuchung, Mitteilungen zur Fischerei, Nr. 75, Bern, 2003
BWG 2002	Schweizerisches Bundesamt für Wasser und Geologie: „Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz“, Berichte des BWG, Serie Wasser, Nr. 3; Bern, 2002
BWV (2010)	Bodenssee-Wasserversorgung: Geschäftsbericht 2010 (http://www.zvbwv.de
DANY (2000)	Dany, G., „Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil“, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Bd. 71, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
DESTATIS 2012	Statistisches Bundesamt: „Qualitätsbericht – Erhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeversorgung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung“, erschienen am 05.11.2012
DUMONT et al 2005	Dumont, U., P. Anderer, U. Schwevers, Ministerium für Umwelt, Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MUNLV) (Hrsg.) „Handbuch Querbauwerke“, Hrsg. Düsseldorf, 2005, 213 Seiten.
DURIF, C. (2003)	La migration d'avalaison de l'anguille européenne Anguilla anguilla:Caractérisation des fractions dévalantes, phénomènede migration et franchissementd'obstacles. - Dissertation, Universität Toulouse,348 S.
DVWK 1996	Deutscher Verband für Wasserwirtschaft und Kulturbau e.V. (DVWK) Merkblätter zu Wasserwirtschaft „Fischaufstiegsanlagen - Bemessung, Gestaltung, Funktionskontrolle“, 232/1996, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 1996.
DWA 2005	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hrsg., DWA-Themen: Fischschutz- und Fischabstiegsanlagen - Bemessung, Gestaltung, Funktionskontrolle. – Hennef (DWA - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.), 2. Auflage, 256 S.
DWA 2010	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., Hrsg.: DWA Merkblatt M 509 Entwurf Fischaufstiegsanlagen und fischpassierbare Bauwerke - Gestaltung, Bemessung, Qualitätssicherung, DWA, 978-3-941897-04-5, 2010, 285 S.
EBEL 2008	Ebel, G.: Turbinenbedingte Schädigung des Aales (Anguilla anguilla) - Schädigungsraten an europäischen Wasserkraftanlagenstandorten und Möglichkeiten der Prognose. Mitteilungen aus dem Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie Dr. Ebel, Heft 3, 176 S., Halle (Saale), 2008
ECOFYS 2010	Ecofys, „Nutzung der Meeresenergie in Deutschland“, Endbericht, 2010.
EEG 2000	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt I 2000, 305.

EEG 2004 Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt I 2004, 1918.

EEG 2009 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) - amtliche Fassung vom 25. Oktober 2008 - Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008, S. 2074.

EEG 2012 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Bundesgesetzblatt I 2011, 1634

EG-WRRL (2000) Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik. – Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 327 vom 22.12.2000, 1 – 72.

ENBW 2012 Studie der ENBW zum Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Baden-Württemberg, 2012

ENERGIEKONZEPT-ST 2007 „Das Energiekonzept der Landesregierung von Sachsen-Anhalt für den Zeitraum zwischen 2007 und 2020“; www.sachsen-anhalt.de, 2007

EON & BEW 2009 EON & BEW: Potenzialstudie „Ausbaupotenziale Wasserkraft in Bayern“, Veröffentlichung der E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut und der Bayerischen Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg, September 2009

EPEX 2013 European Power Exchange SE, (http://www.epexspot.com/de/), Juni 2013

E-SCHWEIZ 2012 Hrsg. Bundesamt für Energie, Überarbeitung „Handbuch Kleinwasserkraftwerke, Informationen für Planung, Bau und Betrieb“, Juni 2012, Original aus 1997

ESTOPPEY 2009 Estoppey, R. (2009) „Schwallbetrieb von Wasserkraftwerken: Überblick über die Situation in der Schweiz“, BAFU, 2009.

EUPD&DCTI 2012 EuPD Research und Deutsches CleanTech Institut: „Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 bis 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung in Sachsen-Anhalt“, im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt, Endbericht 31.07.2012

FfE 2013 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE); Flexibilisierung der Laufwasserkraftwerke in Bayern – Potenzialabschätzung der flexibel einsetzbaren Leistung in Laufwasserkraftwerken in Bayern; München

FLM 2013 http://www.flm.mw.tum.de/hm/forschung/WaveSSG.html

FREHMANN et al 2012 Frehmann, T., Brockmann, H., Berger, V., Niemann, A.: „Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in der Abwasserbeseitigung“, Vortrag im Rahmen der DWA Energietage, 29.10.2012, 30.10.2012, Niedernhausen

GAWEL 2011 Gawel, E.: „Wasserentnahmeentgelte in Berlin, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt – Stand und Perspektiven; in Landes und Kommunalverwaltung, Verwaltungsrechts-Zeitschrift, 20. Jahrgang, LKV 12/2011, S. 529 – 536

GIESECKE et al. 2009 Giesecke, J.; Mosonyi, E. †; Heimerl, S.: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 5. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 2009.

GIESECKE (2013)	Giesecke, J; Heimerl, S.; Mosonyi, E. † (2013): Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 6. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag.
GRUN 2010	Grun, E. (Emschergenossenschaft-Lippeverband):, „Energieautonomie von Abwasseranlagen durch vernetzte Strukturen“, Vortrag im Rahmen der DWA Energietage, 29.10.2012, 30.10.2012, Niedernhausen
GRÜNIG 2013	Grünig, Th.: „Die fischfreundliche Niederdruckturbine“, Eurosolarkonferenz, Bonn, 2013.
HARTMANN (2007)	Hartmann, T., „Bewertung von Kraftwerken und Verträgen im liberalisierten Strommarkt“, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Bd. 114, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2007
HARZ (2010)	Harzwasserwerke: Geschäftsbericht 2010 und Broschüre „Wasser mit Energie“, Harzwasserwerke GmbH, Stand Oktober 2008] http://www.harzwasserwerke.de]
H&D 2012	Bartle, A. (Hrsg.): Hydropower & Dams - World atlas & industry guide 2012. Wallington: Aqua-Media International, 2012
HEIMERL et al. 2013	Heimerl, S.; Kohler, B.; Ebert, M.; Libisch, C.: Die großen Stauanlagen Deutschlands im Portrait. In: Deutsches TalsperrenKomitee e. V. (Hrsg.): Talsperren in Deutschland. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013, S. 35-491.
HEIMERL 2009	Heimerl, S. (2009): Wasserkraft - Der Klassiker der Erneuerbaren Energien. In: Böhmer, T.; Weißenborn, C.: Erneuerbare Energien - Perspektiven für die Stromerzeugung. Energie im Dialog Band 3. 2. Aufl. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, S. 71-102.
HEIMERL 2004	Heimerl, S.; Giesecke, J. (2004): Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003. In: Wasserwirtschaft 94, Heft 10, Seite 28-40.
HMUELV 2012	Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: http://www.hmuelv.hessen.de/ (Zugriff 29.11.2012)
HÜBNER 2009	Hübner, D (2009): Funktionskontrolle eines neuartigen Aalabstiegs mit unterschiedlicher Einstiegsanordnung einschließlich des hydraulischen Test eines neuartigen fischschonenden Rechens – Laboruntersuchungen -_. Marburg (Bürogemeinschaft für Fisch- und Gewässerökologische Studien), 77 S..
HYDRO 2013	Hydro Energie Roth GmbH; Elektrizitätswerk Mittelbaden AG: Das bewegliche Wasserkraftwerk (www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de)
HYLOW 2013	www.hylow.eu
IA-OES 2012	IA-OES, Annual Report 2012.
IBFM 2011, 2012	Ingenieurbüro Floecksmühle, „Modellhafte Erarbeitung einer Gesamtbewertung für die Herstellung der Durchgängigkeit der für Thüringen ausgewiesenen Schwerpunktgewässer Durchgängigkeit: Ilm und Unstrut“, Auftraggeber: Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie, Jena, 2011, 2012
IE 2011	Leipziger Institut für Energie GmbH: „Genutztes und zusätzlich ausbaubares Wasserkraftpotenzial in den deutschen Bundesländern“, Ingenieurbüro Floecksmühle, im Auftrag der Leipziger Institut für Energie GmbH, interner Bericht, 2011
IEA 2012	International Energy Agency (Hrsg.): Key World Energy Statistics 2012 (www.iea.org; Aufruf: 29.05.2013).

ISET 2013	http://www.iset.uni-kassel/oceanenergy
IZES 2007	Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH: RES-e Region – Project Report WP 1: „Regional Targets & Strategy“; erarbeitet im Rahmen des Intelligent Energy Europe Programms der EU, 2007
IWS 2009	Institut für Wasserbau (IWS), Universität Stuttgart: „Untersuchung der große Laufwasserkraft in Deutschland im Hinblick auf eine mögliche Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie bei spontanem Rückgang der Windenergieleistung“; Technischer Bericht 08/2009
JUHRIG 2011	Juhrig, L.: „Die Very-Low-Head-Turbine – Technik und Anwendung“, Wasserwirtschaft, 10, 2011.
KASPER (2013)	Kasper, U., „Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve“, Dissertation RWTH Aachen,ABEV Bd. 145, Print Production Verlag, Aachen, April 2013
KÖSSLER O.J.	Kössler-Report Ausgabe 15
KSB 2013	www.ksb.com/ksb-de/investor-relations/IR-News/Verlinkungen-
LARROZE 1990	P. Y. Larroze, „Pumping in a tidal power plant, experience at La Rance and main aspects of the turbine design, Conference on Pumped storage”, London, 1990.
LIMNEX 2004	Limnex: „Auswirkungen des Schwallbetriebes auf das Ökosystem der Fliessgewässer“: Grundlagen zur Beurteilung, 14. September 2001, im AUFTRAG DES WWF, ZÜRICH, 2004, 36 S.
MALCHEREK 2011	Malcherek, A.; Kulisch, H.; Maerker, C.: „Die Steffturbine - eine auf einem Umlaufband beruhende Kleinwasserkraftanlage“, Wasserwirtschaft, 10, 2011.
MOSER 2012	Moser, A., „Planung und Betrieb von Elektrizitätsversorgungssystemen“, Skriptum zur Vorlesung, 2012
MEILE et al 2005	Meile T., Fette M., Baumann P.: „Synthesebericht Schwall-Sunk“, Publikationen des Rhone-Thur Projektes, 2005, 48 S.
MHP 1992	Micro Hydro Power, Lauenau: „Wasserkraft – Nutzungsmöglichkeiten der regenerativen Energie Wasserkraft in Sachsen.-Anhalt“; Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft Technologie und Verkehr, 1992
NIETSCH et al 2012	Nitsch, J., Th. Pregger, T. Naegler, D. Heide, Diego Luca de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus (DLR), N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert, (IWES), B. Wenzel (IFNE): “Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht, BMU - FKZ 03MAP146
NVE 2012	Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE): NVE Energiestatus 2011, www.nve.no.
OCKENFELS 2008	Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoettl, G., „Strommarktdesign“, (http://cdn.eex.com/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf), März 2008
PELAMIS 2013	http://www.altdotenergy.com/wp-content/uploads/2008/11/pelamis-at-sea.jpg
PELIKAN 2012	Pelikan, B.: „Tradition und Innovation in der Wasserkraft“, Kulturtechnik und Wasserwirtschaft heute, BOKU Wien, 2012.

PROGNOS 2012 Ess, F. et al: „Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“, Prognos Berlin, Oktober 2012, im Auftrag des Weltenergierat-Deutschland e.V.

R2B_

CONSENTEC 2010 R2B ENERGY CONSULTING; CONSENTEC, „Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ (http://www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Direktvermarktung_EE_r2b_consentec.pdf), Mai 2012

REGELLEISTUNG (2013)

Regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, (https://www.regelleistung.net), Juni 2013

RERHYDRO 2013 www.rerhydro.com

RIEDER et al 2012 Rieder, S. ; Bernath, K.; Walker, D. (2012): „Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)“, Interface Politikstudien Forschung Beratung, Luzern; Hrsg. Schweizer Bundesamt für Energie, Juli 2012

RINDELHARDT 2011a

Rindelhardt, U.: „Laufwasserkraftwerke in Mecklenburg-Vorpommern“. In: Wasserkraft & Energie 2/2011

RINDELHARDT 2011b

Rindelhardt, U.: „Wasserkraftwerke in Brandenburg“. In: Wasserkraft & Energie 4/2011

RINDELHARDT 2012 Rindelhardt, U.: „Laufwasserkraftwerke in Sachsen-Anhalt“. In: Wasserkraft & Energie 2/2012

RINDELHARDT 2013 Rindelhardt, U.: „Laufwasserkraftwerke in Thüringen“. In: Wasserkraft & Energie 1/2013

ROLAND et al 2011 Roland, F., Theobald, S.: „Das Wasserkraftpotenzial in Hessen. In: WasserWirtschaft 101 / 2011, Heft 7-8, S. 29.

RUPRECHT 2013 Dr. A. Ruprecht, Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen, Universität Stuttgart (IHS), persönliche Mitteilung, April 2013

RWE 2013 RWE: http://www.rwe.com/web/cms/de/87152/rwe-innogy/technologien/neue-technologien/meeresenergie/

SÄCHSWG 2012 Sächsisches Wassergesetz, i. d. F. d. Bek. vom 18.10.2004, SächsGVBl. Jg. 2004 Bl.-Nr. 13, S. 482, Fsn-Nr.: 612-3, Fassung gültig ab: 01.03.2012 (http://www.revosax.sachsen.de)

SCHÄFER 2013 Schäfer, A., „Portfoliooptimierung in dezentralen Energieversorgungssystemen“, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Bd. 152, Print Production Verlag, Aachen, Juni 2013

SCHLENKHOFF et al 2011

Schlenkhoff, A. und Heinz, G.: „Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potenzial von Pumpspeichern in Deutschland; und: Potenzial und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicheranlagen mit kleinen Fallhöhen“; Dresdner Wasserbauliche Mitteilungen, 34. Dresdner Wasserbaukolloquium, 2011

SCHWEVERS, U., ADAM,B., ENGLER, O. (2011): Befunde zur Aalabwanderung 2008/09 - Erarbeitung und Praxiserprobung eines Maßnahmenplans zur ökologisch verträglichen Wasserkraftnutzung an der Mittelweser. UBA-Texte 75/2011.

SH-MSGE 1990 Ministerium für Soziales, Gesundheit und Energie des Landes Schleswig-Holstein: Druckschrift im Rahmen der Reihe „Die neue Energiepolitik , Nr. 6 Wasserkraft“, 1990.

SIPPACH 2010 Sippach, D. (Thüringer Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Technologie): „Wasserkraftnutzung in Thüringen, Entwicklung und Ziele“, Beitrag zur Fachtagung am 26.10.2010 im Thüringer Ministerium für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz.

SMART-HYDRO 2013 www.smart-hydro.de

SPECKAMP 2012 Speckamp, C., „Bundesweit einheitliches Management von Minutenreserveleistung“, ew - das magazin für die energie wirtschaft, Oktober 2012

SRU 2011 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Januar 2011

STATKRAFT 2013 http://www.statkraft.de/energiequellen/osmosekraft/

STMUG 2012 „Bayerische Strategie zur Wasserkraft – 10-Punkte-Fahrplan für eine ökologische und naturverträgliche Wasserkraftnutzung“, Bayerisches Ministerium für Umwelt und Gesundheit, München, 17. April 2012

StrEG 1990 Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. Bundesgesetzblatt Teil I; S. 2633

THEOBALD et al 2011

Theobald, S., Roland, F., Rötz, A. (2011): „Analyse der hessischen Wasserkraftnutzung und Entwicklung einer Planungswerkzeuges „WKA-Aspekte““, Aufraggeber Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV), Wiesbaden, August 2011

TMWAT 2011 Thüringisches Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Technologie (Hrsg.): „Pumpspeicherkataster Thüringen – Ergebnisse einer Potenzialanalyse“, Erfurt, 2011.

TMWAT 2011a Thüringisches Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Technologie (Hrsg.): „Neue Energie für Thüringen - Ergebnisse der Potenzialanalyse“; Thüringer Bestands- und Potenzialatlas für erneuerbare Energien, Studie im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, 2011

UBA 2001 Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.): „Wasserkraftanlagen als erneuerbare Energiequelle – rechtliche und ökologische Aspekte“ – UBA-Texte 01/01, Berlin, 2001.

UBA 2010a Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.): F + E Vorhaben: "Erarbeitung und Praxiserprobung eines Maßnahmenplans zur ökologisch verträglichen Wasserkraftnutzung an der Weser" (FKZ 370721200) im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, 2010.

UBA 2011 UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.): Wasserkraftnutzung in Deutschland: Wasserrechtliche Aspekte, ökologisches Modernisierungspotenzial und Fördermöglichkeiten, Berlin.

UMWELTBW 2010 Bundesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hrsg.), „Ausbaupotenzial der Wasserkraft bis 1.000 kW im Einzugsgebiet des Neckars unter Berücksichtigung ökologischer

	Bewirtschaftungsziele (ohne Bundeswasserstraße Neckar)“, 2010; Kurzfassung aus 2011
UVEK 2012	UVEK-Mitteilung vom 6.7.2012, www.uvek.admin.ch
VDN (2007)	Verband der Netzbetreiber - VDN e. V. beim VDEW, „TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, (http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf), August 2007
VEE (2008)	VEE: „Grüne Ausbaustrategie 2020, Perspektiven für Erneuerbare Energien in Sachsen“, Vereinigung zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien, VEE Sachsen e.V., im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Sächsischen Landtag, November 2008
VERBUND (2011)	„Masterplan Wasserkraft – Ermittlung möglicher Ausbaupotenziale an Kraftwerken der VERBUND-Innkraftwerke GmbH“, RMD Consult, München, März 2011
VKU (2008)	Holländer et. al.: Trinkwasserpreise in Deutschland
VOITH 2013	http://www.voithhydro.com/vh_de_pus_meeresenergie_wellenkraftwerke.htm
WHG (2009)	Wasserhaushaltsgesetz, Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts, vom 31. Juli 2009 (BGB1.I Nr. 51 vom 6.8.2009, S. 2585), gültig ab 1.3.2010
WMMV (2011)	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern (Hrsg.): „Landesatlas Erneuerbare Energien 2011“, 2011
4ÜNB (2011)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, „Information zur internationalen Erweiterung des Netzregelverbundes um die Regelzone Dänemark-West“, August 2011
4ÜNB (2012a)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, „Information zur internationalen Erweiterung des Netzregelverbundes um den Regelblock Niederlande“, Januar 2012
4ÜNB (2012b)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, „Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung - Beitritt der Schweiz zum Internationalen Netzregelverbund“, Februar 2012
4ÜNB (2012c)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung - Beitritt Tschechiens (CEPS) zum Internationalen Netzregelverbund“, Mai 2012
4ÜNB (2012d)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung - Beitritt Belgien (Elia) zum Internationalen Netzregelverbund“, September 2012
4ÜNB (2012e)	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2012“, 2012

http://www.lfu.bayern.de/wasser/allgemeine_daten_wasserwirtschaft/index.htm

http://www.cipra.org/de/alpmedia/good-practice/386

Pressemitteilungen/4918/flussturbinen-am-netz.html

Anhang

A.1 Anhang 1 Fragebögen

A.2 Anhang 2 Antworten der Landesumweltministerien und Verbände

A.3 Anhang 3 Stellungnahmen

A.4 Anhang 4 Stromgestehungskosten für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen

A.5 Anhang 5 Besondere rechtliche Regelungen im In- und Ausland

A.6 Anhang 6 Gutachten zum Schutz der Fischpopulationen aus rechtlicher Sicht