

# Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben II d: Wasserkraft

## Zwischenbericht

In Zusammenarbeit mit:

**consentec**

**FICHTNER**  
WATER & TRANSPORTATION

**Hydrotec**  
Ingenieurgesellschaft für  
Wasser und Umwelt mbH

**IHS**

Erstellt im Auftrag des  
Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Energie

Aachen, Mai 2018



Erstellt durch:

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH

Ein Unternehmen der **FICHTNER** Water & Transportation GmbH

Bachstraße 62-64, 52066 Aachen

+49 (0)241 / 565 272 0

[info@floecksmuehle-fwt.de](mailto:info@floecksmuehle-fwt.de)

Schwerpunkte: Projektleitung, Umfragen, Datenauswertung, ökonomische Aspekte, technische und ökologische Anforderungen, Potenziale

Frau Dipl.-Phys. Pia Anderer

Frau Dipl.-Ing. Rita Keuneke

Frau Dipl.-Ing. Edith Massmann

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH

Projektpartner:

consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

+49 (0)241 / 938360

[info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

Schwerpunkt: System und Marktintegration

**FICHTNER** Water & Transportation GmbH (FWT)

Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart

+49 (0)711 / 89950

[info@fwt.fichtner.de](mailto:info@fwt.fichtner.de)

Schwerpunkte: Technologie, Wasserkraftanlagen > 1 MW, Pumpspeicher

Hydrotec Ingenieurgesellschaft

für Wasser und Umwelt mbH

Bachstraße 62-64, 52066 Aachen

+49 (0)241 / 946890

[mail@hydrotec.de](mailto:mail@hydrotec.de)

Schwerpunkt: Datenauswertung

Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische  
Strömungsmaschinen IHS

Pfaffenwaldring 10, 70550 Stuttgart

+49 (0)711 / 68563260

[sekretariat@ihs.uni-stuttgart.de](mailto:sekretariat@ihs.uni-stuttgart.de)

Schwerpunkt: Meeresenergie

Die bearbeitenden Büros bedanken sich bei

- den MitarbeiterInnen des BMWi und der BNetzA sowie des Projektträgers Jülich für die Unterstützung und für die hilfreichen Diskussionen;
- den VertreterInnen von Landesbehörden, Wasserkraftverbänden, Netzbetreibern, Vermarktern und Herstellern von Wasserkraftanlagen für die Teilnahme an Interviews und die bereitgestellten Informationen;
- Zahlreichen Betreibern und Betreiberinnen von Wasserkraftanlagen für ihre Bereitschaft, Daten zur Verfügung zu stellen;
- den Teilnehmern und Teilnehmerinnen der Sitzung des Expertenworkshops im November 2016 für die engagierten Diskussion und die nützlichen Hinweise zur Projektbearbeitung.

Aachen, im Mai 2018, Pia Anderer

## Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	VII
TABELLENVERZEICHNIS.....	XIII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	XVII
1. ZUSAMMENFASSUNG.....	1
2. EINFÜHRUNG.....	5
2.1. Stand der Technik .....	6
2.2. Technologieentwicklung in der Wasserkraft .....	7
2.2.1. Hydraulische Strömungsmaschinen für kleine Durchflüsse und niedrige Fallhöhen.....	8
2.2.2. Speicher.....	22
2.2.3. Fischökologisches Monitoring an Wasserkraftanlagen in Bayern .....	23
2.2.4. Fischschonende Turbinen .....	25
3. WASSERKRAFT IM KONTEXT DER ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZE (EEG) .....	27
3.1. Förderung durch das EGG 2014 .....	28
3.1.1. Vergütung bei geförderter Direktvermarktung.....	29
3.1.2. Sonstige Direktvermarktung.....	29
3.1.3. Feste Einspeisevergütung nach § 37 (Einspeisevergütung für kleine Anlagen).....	29
3.1.4. Feste Einspeisevergütung nach § 38 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen).....	29
3.1.5. Modernisierte Anlagen – Erhöhung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens .....	30
3.2. Regelungen innerhalb des EEG 2017 .....	31
3.2.1. Inbetriebnahme und Neuinbetriebnahme .....	32
3.2.2. Einspeisevergütung und Ausfallvergütung nach § 21 .....	32
3.2.3. Grünstromvermarktung .....	32
3.3. Entwicklung der Förderung vom EEG 2000 bis zum EEG 2017 .....	33
3.4. Der Anlagenbegriff.....	37
4. METHODIK UND TEILNAHME AN DER DATENERHEBUNG .....	38
4.1. Datenquellen.....	38
4.1.1. Anlagenregister.....	38
4.1.2. Marktstammdatenregister (MaStR).....	39
4.2. Auswertung der EEG-Daten.....	40
4.3. Umfragen und Beteiligung .....	42
4.3.1. Netzbetreiber .....	42
4.3.2. Wasserkraftanlagenbetreiber (Anlagenregister).....	43
4.3.3. Wasserkraftanlagenbetreiber ( $P \geq 1 \text{ MW}$ ).....	45
4.3.4. Wasserkraftanlagenbetreiber (neue bzw. reaktivierte Anlagen).....	46
4.4. Interviews und Gespräche.....	46

5.	STAND DER MARKTEINFÜHRUNG UND MARKTENTWICKLUNG.....	47
5.1.	Entwicklung des Anlagenbestands.....	47
5.1.1.	Auswertung des Anlagenregisters der BNetzA für die Jahre 2014 bis 2017 .....	47
5.1.2.	EEG-geförderte Wasserkraftanlagen .....	54
5.1.3.	Bestand aller Wasserkraftanlagen in Deutschland.....	64
5.2.	Alter und Zustand des Wasserkraftanlagenbestands .....	67
5.2.1.	Umfrageergebnisse zur Inbetriebnahme (Anlagenregister, Stand Januar 2017, P < 1 MW) ....	67
5.2.2.	Umfrageergebnisse zu Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung (P ≥ 1 MW) .....	67
5.3.	Vermarktung .....	69
5.3.1.	Direktvermarktung innerhalb des EEG.....	70
5.3.2.	Entwicklung verschiedener Vermarktungswege innerhalb und außerhalb des EEG .....	71
5.3.3.	Wechsel zwischen den Veräußerungsformen Einspeisevergütung und geförderte Direktvermarktung.....	74
5.3.4.	Umfrageergebnisse für WKA mit P < 1 MW .....	75
5.3.5.	Umfrageergebnisse für WKA mit P ≥ 1 MW .....	75
5.3.6.	Terminhandel mit Herkunfts-nachweisen an der EEX .....	77
5.3.7.	Regionalstrom .....	77
5.3.8.	Eigenverbrauch.....	78
5.4.	Auswirkungen des EEG 2014 auf Hersteller und Planer.....	81
6.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE .....	82
6.1.	Berechnungsgrundlagen zur Kostenermittlung.....	82
6.1.1.	Investitionen.....	83
6.1.2.	Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen .....	90
6.1.3.	Betriebskosten.....	91
6.1.4.	Kapitalkosten und Abschreibung.....	93
6.1.5.	Volllaststunden.....	94
6.1.6.	Gewählte Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten .....	96
6.2.	Sensitivitätsanalyse.....	98
6.3.	Ermittlung der Stromgestehungskosten.....	99
6.3.1.	Stromgestehungskosten bei Neubau von Laufwasserkraftanlagen.....	100
6.3.2.	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen bis 5 MW.....	101
6.3.3.	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasser-kraftanlagen ab 5 MW.....	102
6.4.	Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse .....	103
6.4.1.	Gegenüberstellung beim Neubau .....	103
6.4.2.	Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen bis 5 MW .....	104
6.4.3.	Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen ab 5 MW .....	106
6.5.	Wasserentnahmeeentgelte .....	107
6.6.	Wirtschaftlichkeit des nicht geförderten Anlagenbetriebs .....	109
6.7.	Förderung außerhalb des EEG .....	109
6.7.1.	Baden-Württemberg.....	110

6.7.2.	Nordrhein-Westfalen.....	110
6.7.3.	Bayern .....	110
6.8.	Analyse der <i>wirtschaftlichen</i> Lebensfähigkeit aufgrund der ermittelten technischen Lebensfähigkeit der Anlagen.....	110
6.9.	Zukünftige Entwicklung.....	111
6.9.1.	Kostenentwicklung bei Wasserkraftanlagen.....	111
6.9.2.	Auswirkungen des Klimawandels.....	111
7.	ÖKOLOGISCHE ANFORDERUNGEN .....	111
7.1.	Umsetzung ökologischer Maßnahmen .....	113
7.1.1.	Auswertung Anlageregister.....	114
7.1.2.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$ .....	114
7.1.3.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	115
7.2.	Einschätzung bzgl. der Anforderungen des WHG.....	119
7.2.1.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$ .....	119
7.2.2.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	119
8.	TECHNISCHE ANFORDERUNGEN .....	120
8.1.	Umsetzung technischer Maßnahmen .....	120
8.1.1.	Auswertung Anlageregister.....	121
8.1.2.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$ .....	122
8.1.3.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	123
8.1.4.	Modernisierungsstau für Anlagen der Leistung $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	125
8.2.	Nachweis der Umsetzung technischer Maßnahmen.....	125
8.3.	Fernsteuerbarkeit und Eingriffe.....	126
8.3.1.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$ .....	127
8.3.2.	Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	127
9.	SYSTEM- UND MARKTINTEGRATION .....	128
9.1.	Märkte für Stromhandel.....	129
9.1.1.	Terminmarkt.....	129
9.1.2.	Day-Ahead-Markt .....	129
9.1.3.	Intraday-Markt.....	130
9.1.4.	Preisentwicklung / Erlösmöglichkeiten.....	130
9.2.	Märkte für Regelreserve.....	133
9.2.1.	Technische und organisatorische Eigenschaften und Anforderungen .....	135
9.2.2.	Entwicklung der Produkte und der Teilnahmevoraussetzungen an den Reservemarkten .....	137
9.3.	Möglichkeiten der Teilnahme von Wasserkraftanlagen an Märkten für Regelreserve .....	137
9.3.1.	Steuerbarkeit.....	137
9.3.2.	Organisation.....	138
9.3.3.	Umfang der Eignung heutiger Wasserkraftanlagen.....	139
9.3.4.	Vermarktung der Schwarzstartfähigkeit.....	142
9.4.	Aktuelle Teilnahme am Reservemarkt.....	142

9.4.1.	Gemäß Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen .....	142
9.4.1.	Gemäß Angaben der Übertragungsnetzbetreiber .....	143
9.5.	Redispatch-Maßnahmen .....	144
9.6.	Bereitstellung von Blindleistung .....	145
10.	SPEICHER- UND PUMPSPEICHERKRAFTWERKE .....	146
10.1.	Umfrageergebnisse Speicherkraftwerke für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	146
10.2.	Pumpspeicherkraftwerke .....	147
10.2.1.	Bestand .....	147
10.2.2.	Neu- und Ausbauprojekte .....	150
10.2.3.	Wirtschaftlichkeit und Vermarktung .....	153
10.2.4.	Fazit .....	156
11.	MEEREENERGIE .....	156
11.1.	Technische Realisierung .....	157
11.1.1.	Gezeitenkraftwerke .....	157
11.1.2.	Meeresströmungskraftwerke .....	160
11.1.3.	Wellenkraftwerke .....	161
11.1.4.	Osmose-Kraftwerke .....	165
11.1.5.	OTEC Kraftwerke .....	166
11.1.6.	Kombinierte Anwendungen .....	167
11.2.	Potenzziale der Meeresenergie in Deutschland .....	167
11.2.1.	Gezeitenkraftwerke .....	168
11.2.2.	Gezeitenströmungskraftwerke .....	170
11.2.3.	Wellenkraftwerke .....	171
11.2.4.	Osmosekraftwerke .....	171
11.2.5.	OTEC-Anlagen .....	172
11.2.6.	Zusammenfassung .....	172
11.3.	Meeresenergietechnologien für deutsche Standorte .....	172
11.3.1.	Gezeitenkraftwerke .....	173
11.3.2.	Gezeitenströmungskraftwerke .....	174
11.3.3.	Wellenkraftwerke .....	175
11.3.4.	Osmosekraftwerke .....	175
11.3.5.	OTEC-Anlagen .....	175
11.4.	Mögliche Beteiligung deutscher Unternehmen an Meeresenergieprojekten .....	175
11.4.1.	Gezeitenkraftwerke .....	175
11.4.2.	Gezeitenströmungskraftwerke .....	176
11.4.3.	Wellenkraftwerke .....	176
11.4.4.	Osmosekraftwerke .....	177
11.4.5.	OTEC-Anlagen .....	177
11.4.6.	Deutsche Zulieferer .....	178
11.4.7.	Zusammenfassung .....	178
11.5.	Aktuelle Projekte .....	178

11.5.1.	Gezeitenkraftwerke.....	178
11.5.2.	Gezeitenströmungskraftwerke.....	180
11.5.3.	Wellenkraftwerke.....	183
11.5.4.	Osmosekraftwerke .....	183
11.5.5.	OTEC-Kraftwerke .....	184
11.6.	Zusammenfassung.....	184
12.	<b>WASSERKRAFTPOTENZIALE</b> .....	185
12.1.	Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale .....	185
12.1.1.	Baden-Württemberg.....	188
12.1.2.	Nordrhein-Westfalen.....	189
12.1.3.	Thüringen .....	190
12.2.	Zubaupotenzial für WKA mit $P \geq 1$ MW aus Betreiberumfrage.....	190
12.3.	Potenziale Pumpspeicherkraftwerke.....	190
12.4.	Speicherpotenziale in Fließgewässern und Kanälen .....	191
12.4.1.	Speicherpotenzial an WKA der Leistung $> 1$ MW.....	191
12.4.2.	Speicherpotenzial an Bundeswasserstraßen.....	191
13.	<b>STEUERUNGS- BZW. ANREIZMÖGLICHKEITEN FÜR DEN AUSBAU DER WASSERKRAFT AUS BETREIBERSICHT</b> .....	192
13.1.	EEG-spezifische Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten.....	192
13.1.1.	Anreize und Hemmnisse für Anlagen mit $P < 1$ MW.....	192
13.1.2.	Anreize und Hemmnisse für Anlagen mit $P \geq 1$ MW.....	194
13.2.	Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten außerhalb des EEG .....	194
14.	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	196

## ANHANG

1.	<b>FRAGEBÖGEN</b> .....	1
1.1.	Datenerhebungsbogen Netzbetreiber .....	1
1.2.	Postkarte zur Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen $P < 1$ MW .....	6
1.3.	Gesprächsleitfaden zur Datenerhebung zu Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung $P \geq 1$ MW .....	8
1.4.	Datenerhebungsbogen zu Investitionen bei Neuanlagen des Anlagenregisters.....	11
2.	<b>DATENGRUNDLAGEN ZUM BESTAND DER WASSERKRAFTANLAGEN</b> .....	13
2.1.	Entwicklung der EEG-vergüteten Wasserkraft unter dem EEG 2014 .....	13
2.2.	Daten der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur .....	18
2.3.	Daten des statistischen Bundesamtes .....	19
2.4.	Bestand der Wasserkraftanlagen außerhalb des EEG .....	22

3.	ERKLÄRUNG UND SONDERVEREINBARUNG ZUM EINSPEISEMANAGEMENT FÜR WASSERKRAFTANLAGEN MIT SCHWALLBETRIEB.....	24
4.	STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND BÖRSENPREISE 2015/2016.....	25
4.1.	Stromgestehungskosten und Betriebskosten bayerischer Wasserkraftanlage der Leistung > 5 MW .....	25
4.2.	Förderung der Wasserkraft in der Schweiz .....	26
5.	BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN .....	28
5.1	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen	
5.2	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen	

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Aufbau einer Wasserkraftanlage .....	7
Abbildung 2.2:	Zusammenfassende Darstellung der Haupteinsatzbereiche unterschiedlicher hydraulischer Strömungsmaschinen im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (die Grenzen sind als fließend zu sehen) (Heimerl & Kohler 2014) .....	9
Abbildung 2.3:	Haupttypen von Wasserrädern: 1) unterschlächtiges Schaufelrad; 2) mittelschlächtiges Zellenrad, 3) oberschlächtiges Zellenrad (nach Giesecke et al. 2014) .....	10
Abbildung 2.4:	Haupteinsatzbereich für Wasserkraftschnecken im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (Heimerl & Kohler 2014).....	12
Abbildung 2.5:	Wasserwirbelkraftwerk: Funktionsskizze (links) (Mühle et al. 2013); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014).....	14
Abbildung 2.6:	Steffturbine: Prinzipskizze (links) (Malcherek et al. 2011); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014).....	15
Abbildung 2.7:	VLH-Turbine: Prinzipskizze (links) (MJ2 Technologies 2012); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014).....	16
Abbildung 2.8:	Haupteinsatzbereich der überströmbaren Kraftwerkskonzepte im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (Heimerl & Kohler 2014).....	17
Abbildung 2.9:	Naturspeicher im Bau (Quelle: <a href="http://www.naturspeicher.de/">http://www.naturspeicher.de/</a> , Aufruf vom 23.05.2017) .....	22
Abbildung 2.10:	Standorte innovativer Wasserkraftanlagen in Bayern mit fischökologischem Monitoring .....	24
Abbildung 2.11:	Detail einer Minimum-Gap-Runner Turbine (Voith 2014).....	26
Abbildung 2.12:	Fischfreundliche Turbine Dörverden (Foto: Statkraft) .....	26
Abbildung 2.13:	Pentair Nijhuis Turbine (Grünig 2013).....	27
Abbildung 3.1:	Entwicklung der Vergütungs- bzw. Förderhöhe in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres für verschiedene Leistungen von Wasserkraftanlagen.....	37
Abbildung 4.1:	Anzahl Rücksendungen aus der Betreiberumfrage für P< 1 MW nach Bundesländern .....	44

Abbildung 4.2:	Anzahl Rücksendungen aus der Betreiberumfrage für P< 1 MW nach Leistungsklasse.....	45
Abbildung 5.1:	Zubauleistung an neuen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2014 (August bis Dezember) und 2015, 2016 und 2017 nach Bundesländern gemäß Anlagenregister .....	49
Abbildung 5.2:	Brutto-Zubau Wasserkraftanlagen mit Ertüchtigung in 2014, 2015, 2016 und 2017 nach Bundesländern gemäß Anlagenregister.....	50
Abbildung 5.3:	Anzahl der Wasserkraftanlagen gefördert nach EEG 2014 bzw. EEG 2017 mit Neubau und Ertüchtigung bis einschließlich Dezember 2017 nach Leistungsklassen gemäß Anlagenregister.....	52
Abbildung 5.4:	Zubau der installierten Leistung für Wasserkraftanlagen gefördert nach EEG 2014 und EEG 2017 (Neubau/Reaktivierung und Ertüchtigung) bis einschließlich Dezember 2017 nach Leistungsklassen gemäß Anlagenregister.....	53
Abbildung 5.5:	Anzahl, Leistung und Jahresarbeit aller EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2000 bis 2016 .....	55
Abbildung 5.6:	Anzahl aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013 bis 2016 nach Leistungsklassen.....	57
Abbildung 5.7:	Installierte Leistung aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013 bis 2016 nach Leistungsklassen.....	57
Abbildung 5.8:	Installierte Leistung der nach EEG geförderten Anlagen in den Jahren 2011 bis 2016 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung).....	59
Abbildung 5.9:	Darstellung des Eintritts der Wasserkraftanlagen in die jeweiligen EEG-Vergütung (ohne Direktvermarktung), Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklasse, Vergütungskategorie.....	63
Abbildung 5.10:	Anzahl der WKA und Leistung differenziert nach Ende der EEG-Vergütungsdauer, ohne reine Direktvermarktung .....	64
Abbildung 5.11:	Karte der Wasserkraftanlagen in Deutschland (Stand 2017) .....	66
Abbildung 5.12:	Installierte Leistung und Stromerzeugung aller Wasserkraftanlagen gemäß AGEE Stat inklusive Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss. Die installierte Leistung ist als Säule, die Stromerzeugung als Linie dargestellt.....	67
Abbildung 5.13:	Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung von Wasserkraftanlagen der Leistung P ≥ 1 MW; 2100 = keine Befristung der wasserrechtlichen Zulassung; gestrichelte Kurve: 100 Jahre Betriebszeit; gestrichelte Senkrechte: 1960.....	69

Abbildung 5.14: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit auf Festvergütung und Direktvermarktung nach EEG .....	72
Abbildung 5.15: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit nach Vergütung und Direktvermarktung nach EEG und nach außerhalb des EEG vermarkterter Jahresarbeit .....	74
Abbildung 5.16: Anteile des erzeugten Stroms an der jeweiligen Vermarktungsform .....	76
Abbildung 5.17: Tarife der Direktvermarktung aus der für Wasserkraftanlagen der Leistung $P \geq 1 \text{ MW}$ .....	77
Abbildung 5.18: Kostenvergleich Regionalstrom und Standardstrom; Jahreskosten Strombezug für einen 2-Personen Haushalt (Preise ohne Sofortbonus etc., Stand 05.01.2018) .....	78
Abbildung 5.19: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen (ohne Kraftwerksverbrauch) aus der Betreiberumfrage für $P < 1 \text{ MW}$ .....	79
Abbildung 5.20: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen mit EEG-Förderung in 2015.....	80
Abbildung 5.21: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen mit EEG-Förderung in 2016.....	81
Abbildung 6.1: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung $P_{\text{inst}}$ .....	85
Abbildung 6.2: Spezifische Investitionen in €/kW für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung $P_{\text{inst}}$ in kW.....	86
Abbildung 6.3: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung von 200 kW hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter.....	98
Abbildung 6.4: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden $T_{\text{voll}}$ um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017; Daten aus Tabelle 6.14.....	103
Abbildung 6.5: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW mit Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017; Daten aus Tabelle 6.16 .....	105
Abbildung 6.6: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kosten ökol., techn. Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017 .....	106

Abbildung 7.1:	Schwellbetrieb und installierte Leitung aus der Betreiberumfrage für P $\geq 1$ MW.....	112
Abbildung 7.2:	Anzahl der ökologischen Maßnahmen (Doppelnennungen waren möglich) aus der Betreiberumfrage für P $< 1$ MW .....	115
Abbildung 7.3:	Geplante und durchgeföhrte ökologische Maßnahmen aus der Betreiberumfrage für P $\geq 1$ MW.....	116
Abbildung 7.4:	Vorhandene und geplante Fischaufstiegsanlagen aus der Betreiberumfrage für P $\geq 1$ MW.....	117
Abbildung 7.5:	Erzeugungsverluste aufgrund verschiedener durchgeföhrter ökologischer Maßnahmen aus der Betreiberumfrage für P $\geq 1$ MW.....	118
Abbildung 8.1:	Verteilung des Zubaus aus Ertüchtigung nach prozentualer Leistungssteigerung gemäß Anlagenregister, Stand 01/2018.....	122
Abbildung 8.2:	Anzahl der Rückmeldungen nach Kategorien der Steigerung der jährlichen Erzeugung .....	123
Abbildung 8.3:	Erfolgte Abregelungen über die Fernsteuerung aus der Betreiberumfrage für P $< 1$ MW .....	127
Abbildung 8.4:	Angaben zur Zahl der Anlagen der Leistung P $\geq 1$ MW, die in 2016 von einer Fernabschaltung betroffen/nicht betroffen waren aus der Betreiberumfrage für P $\geq 1$ MW.....	128
Abbildung 9.1:	Entwicklung der durchschnittlichen Day-Ahead-Preise an Montagen bis Freitagen sowie Samstagen und Sonntagen in den Jahren 2012 bis 2017.....	131
Abbildung 9.2:	Vergleich der Day-Ahead-Preise je Stunde eines Tages an Montagen bis Freitagen in den Jahren 2012 bis 2017 .....	132
Abbildung 9.3:	Vergleich der Day-Ahead-Preise je Stunde eines Tages an Samstagen und Sonntagen in den Jahren 2012 bis 2017 .....	133
Abbildung 9.4:	Zeitbereich der unterschiedlichen Reservequalitäten .....	134
Abbildung 9.5:	Präqualifizierte Leistung differenziert nach Regelleistungsprodukten und nach Primärenergieträger, Stand Ende 2. Quartal 2017.....	143
Abbildung 10.1:	Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit Betriebs- bzw. Planungszustand (Stand 09/2017).....	148
Abbildung 10.2:	Kumulierter Barwert der betrachteten Vermarktungsoptionen.....	154
Abbildung 10.3:	Erzeugung der Erneuerbaren Energien in MWh/h (bunte Bänder, Skala rechts), der Stromverbrauch in MWh/h (rote Linie, , Skala rechts) und die Großhandelspreise (Day-Ahead-Börsenpreis als Stufenprofil, Skala	

links) in €/MWh für das Marktgebiet Deutschland, Österreich und Luxemburg.....	155
Abbildung 11.1: Schematische Darstellung eines Gezeitenkraftwerks (Grafik: IHS) .....	158
Abbildung 11.2: Schematische Darstellung zum Betrieb eines Gezeitenkraftwerks (Grafik: IHS).....	158
Abbildung 11.3: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich (Foto: Larozze 1990).....	158
Abbildung 11.4: Gezeitenkraftwerk Shiwa in Korea (Foto: U-Chang Plant 2018).....	159
Abbildung 11.5: Geplante Tidal lagoon bei Cardiff (Foto: Penarth Daily News 2015) .....	159
Abbildung 11.6: Gezeitenströmungsturbine der Fa. Andritz Hammerfest (Foto: Andritz) ....	160
Abbildung 11.7: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit (Grafik: IHS) .....	161
Abbildung 11.8: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device (Grafik: IHS).....	162
Abbildung 11.9: Pelamis-Anlage (Foto: alt.energy 2008).....	162
Abbildung 11.10: Schematischer Aufbau eines Overtopping Device (Grafik: IHS) .....	163
Abbildung 11.11: Seawave Slot-cone Generator (SSG) (Foto: Knapp 2008) .....	163
Abbildung 11.12: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks (Grafik: IHS) .....	164
Abbildung 11.13: OWC-Kraftwerk OE Bouy in Irland (Foto: OE).....	164
Abbildung 11.14: Prinzip der Breakwater-Turbinen (Grafik: Voith o. J.).....	165
Abbildung 11.15: Wellenkraftwerk mit Breakwaterturbinen in Mutriku, Spanien (Foto: Voith o.J.).....	165
Abbildung 11.16: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks (Grafik: IHS) .....	166
Abbildung 11.17: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft (Foto: scinexx.de 2010).....	166
Abbildung 11.18: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC (Grafik: IHS) .....	167
Abbildung 11.19: Deutsche Hoheitsgewässer in der Nordsee (Quelle: Leuschner o.J.).....	168
Abbildung 11.20: Langjähriger mittlerer Tidenhub (Quelle: Ecofys 2010) .....	169
Abbildung 11.21: Langjähriger mittlere tiefengemittelte Strömungsgeschwindigkeiten (Quelle: Ecofys 2010).....	170
Abbildung 11.22: Mittlerer Energiefluss der Wellen in kW/m (Quelle: Ecofys 2010) .....	171
Abbildung 11.23: Schematischer Aufbau eines Damms für ein Lagunen-Kraftwerk (Quelle: Leuschner o.J.).....	173
Abbildung 11.24: TRITON-Haltestruktur mit SIT Turbinen von Schottel Hydro 2014).....	174
Abbildung 11.25: Point-Absorber der Firma SINN Power (Grafik: Sinnpower 2018).....	177

Abbildung 11.26: Geplantes „Tidal Lagoon“-Kraftwerk in der Swansea Bay (Foto: Tidal Lagoon Power o.J.).....	179
Abbildung 11.27: Geplante weitere Lagunen im Bristol Channel (Foto: Kretschmer 2015)....	180
Abbildung 11.28: Gezeitenströmungsturbine der Firma Atlantis (Foto: BusinessGreen 2017) .....	181
Abbildung 11.29: Gezeitenströmungsturbine der Firma Andritz Hammerfest bei der Installation (Foto: Andritz).....	181
Abbildung 11.30: Schwimmende Gezeitenturbine SR 2000 von Scotrenewables (Grafik: Scotrenewables 2016).....	182
Abbildung 11.31: Gezeitenströmungsturbine der Firma OpenHydro (Foto: TidalEnergy Today 2017).....	182
Abbildung 13.1: Nennung von Anreizen bzgl. Modernisierungsmaßnahmen aus der Betreiberumfrage für Anlagen der Leistung < 1 MW .....	193
Abbildung 13.2: Nennung von Hemmnissen bzgl. Modernisierungsmaßnahmen aus der Betreiberumfrage für Anlagen der Leistung < 1 MW.....	193

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Zusammenfassung der Haupteinsatzbereiche und der jeweiligen wesentlichen Kennwerte der verschiedenen Wasserradtypen. Fallhöhe $h_f$ ; maximal nutzbarer Abfluss $Q_{max}$ ; Wirkungsgrad $\eta$ ; maximal erzeugte mechanische Leistung $P_{mech,max}$ ; nutzbarer Abfluss pro Meter Breite $Q_{spez}$ .....	10
Tabelle 2.2:	Innovative Wasserkraftanlagen in Bayern mit fischökologischem Monitoring.....	25
Tabelle 3.1:	Anzulegende Werte für Wasserkraftanlagen nach § 40 EEG 2014 .....	28
Tabelle 3.2:	Anzulegende Werte und Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014 .....	29
Tabelle 3.3:	Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach § 38 EEG 2014 für das Jahr 2016 .....	30
Tabelle 3.4:	Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009.....	34
Tabelle 3.5:	Vergütungssätze EEG 2012 und anzulegende Werte für die Förderung der Wasserkraft nach EEG 2014 und EEG 2017.....	35
Tabelle 3.6:	Vergütungsdauer und Degression für Wasserkraftanlagen von EEG 2000 bis EEG 2017.....	36
Tabelle 4.1:	Zahl von Mehrfachnennungen von Adressen und Häufigkeit innerhalb der Stammdaten.....	42
Tabelle 4.2:	Zahl der befragten Netzbetreiber und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zur installierten Leistung der Wasserkraftanlagen im Versorgungsgebiet.....	43
Tabelle 4.3:	Zahl der befragten Betreiber von Wasserkraftanlagen aus dem Anlagenregister und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zu installierter Leistung und Jahresarbeit .....	43
Tabelle 4.4:	Zahl der befragten Betreiber von Wasserkraftanlagen der Leistung $P \geq 1$ MW und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zu installierter Leistung und Jahresarbeit .....	45
Tabelle 4.5:	Verteilung von Anzahl, Leistung und Jahresarbeit von Laufwasserkraftwerken aus der Betreiberumfrage für $P \geq 1$ MW auf Leistungsklassen.....	46
Tabelle 5.1:	Zubau an neuen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen und ertüchtigten Wasserkraftanlagen differenziert nach Inbetriebnahme- bzw. Meldedatum gemäß Anlagenregister (Stand 01/2018).....	48

Tabelle 5.2:	Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durchführung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens auf die verschiedenen Leistungsklassen, aus der Betreiberumfrage für P< 1 MW .....	51
Tabelle 5.3:	Zubau nach Leistungsklassen für neu installierte bzw. reaktiviert und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister (1.8.2014 bis einschließlich Dezember 2017) .....	52
Tabelle 5.4:	Anzahl der neuen/reaktivierten und ertüchtigten Wasserkraftanlagen mit oder ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung gemäß Anlagenregister bis einschließlich Dezember 2017.....	53
Tabelle 5.5:	Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG- geförderten Anlagen von 2000 bis 2007.....	54
Tabelle 5.6:	Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG-geförderten Anlagen von 2008 bis 2016.....	55
Tabelle 5.7:	Anzahl und installierte Leistung aller nach EGG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013– 2016 nach Leistungsklassen .....	56
Tabelle 5.8:	Installierte Leistung der nach EEG-geförderte Anlagen in den Jahren 2011 bis 2016 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung).....	58
Tabelle 5.9:	Anzahl der im Jahr 2016 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung, differenziert für EEG 2000 bis EEG 2014 für verschiedene Klassen der installierten Leistung.....	60
Tabelle 5.10:	Installierte Leistung der im Jahr 2016 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung, differenziert für EEG 2000 bis EEG 2014 für verschiedene Klassen der installierten Leistung.....	60
Tabelle 5.11:	Vergütungs- und Försersummen und Jahresarbeit der im Jahr 2016 nach EEG geförderten Anlagen inklusive geförderter Direktvermarktung (DV) für Klassen der installierten Leistung.....	61
Tabelle 5.12:	Entwicklung der Jahresarbeit der Wasserkraft mit und ohne Direktvermarktung; Zahlen in der Klammer verdeutlichen die Berechnungsweise der Zeilen untereinander).....	71
Tabelle 5.13:	Jahresarbeit der Wasserkraftanlagen mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2016 nach Leistungsklassen.....	73
Tabelle 5.14:	Anzahl der Wasserkraftanlagen mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2016 nach Leistungsklassen.....	75
Tabelle 5.15:	Geplanter Eigenverbrauch von neu in Betrieb genommenen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister .....	79

Tabelle 5.16:	Geplanter Eigenverbrauch von erfüchtigten Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister.....	79
Tabelle 6.1:	Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen .....	84
Tabelle 6.2:	Spezifische Investitionen für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen.....	87
Tabelle 6.3:	Spezifische Investitionen (Mittelwerte) für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen $\leq$ 5 MW.....	88
Tabelle 6.4:	Spezifische Investitionen für die ökologische Anpassung von Wasserkraftanlagen (Stand 2013).....	90
Tabelle 6.5:	Betriebskosten für neu gebaute Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung als Mittelwert aus dem prozentualen Anteil an den Investitionen und an den Erträgen.....	92
Tabelle 6.6:	Betriebskosten für modernisierte Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung.....	93
Tabelle 6.7:	Zinstabelle für Wasserkraftanlagen.....	93
Tabelle 6.8:	Mischzinssätze (Kalkulationszins) für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung.....	94
Tabelle 6.9:	Volllaststunden für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung.....	95
Tabelle 6.10:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen.....	96
Tabelle 6.11:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen kleiner als 5 MW.....	97
Tabelle 6.12:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW.....	97
Tabelle 6.13:	gewählte Eigenverbrauchsanteile .....	100
Tabelle 6.14:	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation bei Änderung der Volllaststunden $T_{voll}$ um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017 .....	100
Tabelle 6.15:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 ohne Grundgestehungskosten (s. Tabelle 6.16) mit Variation bei Änderung der Volllaststunden $T_{voll}$ um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017 .....	101
Tabelle 6.16:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 mit Variation	

bei Änderung der Vollaststunden $T_{voll}$ um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2017.....	102
Tabelle 6.17: Gesetzliche Regelungen zu Wasserentnahmementgelten (WEE) in den Bundesländern .....	108
Tabelle 8.1: Art der Ertüchtigung für ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister, Stand 01/ 2018 (Doppelnennungen möglich), Anzahl und Gesamtleistung der Meldungen; UND, ODER entsprechen logischen Verknüpfungen.....	121
Tabelle 8.2: Verteilung der Anlagen mit einer Leistungssteigerung von > 10 – 20 % auf Leistungsklassen .....	123
Tabelle 8.3: Geplante technische Modernisierungen an WKA der Leistung $P \geq 1$ MW; k. A. = keine Angabe .....	124
Tabelle 9.1: Technische und organisatorische Anforderungen der Reservemarkte in Deutschland.....	135
Tabelle 9.2: Installierte Nettotonnenleistung und Anschlussnetzebene für Laufwasserkraftwerke > 10 MW gemäß Kraftwerksliste (BNetzA).....	140
Tabelle 9.3: Installierte Nettonennleistung (Erzeugung) und Anschlussnetzebene für Pumpspeicherkraftwerke gemäß Kraftwerksliste (BNetzA) .....	140
Tabelle 9.4: Netz- oder Umspannebenen nach EEG-Daten 2016 für Wasserkraftanlagen < 10 MW.....	142
Tabelle 10.1: Verteilung von Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der Speicherkraftwerke auf Leistungsklassen aus der Betreiberumfrage für $P \geq 1$ MW.....	147
Tabelle 10.2: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (PM) und ohne (PO) natürlichem Zufluss, Stand 7/2017 .....	149
Tabelle 10.3: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Deutschland, Stand 07/2017 .....	152
Tabelle 11.1: In Betrieb befindliche Gezeitenkraftwerke.....	159
Tabelle 11.2: Maximale theoretische Leistung und Energie des Tidenhubs für verschiedene Standorte .....	169
Tabelle 11.3: Zusammenfassung des Potenzials der Meeresenergie für Deutschland nach Technologien aufgeschlüsselt .....	172
Tabelle 12.1: Potenzialuntersuchungen in den Bundesländern; Maßnahmen zur Erfüllung von § 35 Absatz 3 WHG.....	187
Tabelle 12.2: Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Baden-Württemberg für verschiedene Einzugsgebiete; * ohne Bundeswasserstrasse Neckar.....	189

## Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
AnlRegV	Anlagenregisterverordnung
BayWG	Bayerisches Wassergesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDW	Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e. V.
BEW	Bayerische Elektrizitätswerke
BFE	Bundesamt für Energie, Schweiz
BfG	Bundesanstalt für Gewässerkunde
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
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/NRW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.
EE	Erneuerbare Energien

EEX	Leipziger Energiebörse (European Energy Exchange), Terminmarkt für längerfristige Stromlieferungen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinMan	Einspeisemanagement
ENTSO_E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EPEX (SPOT)	Europäische Strombörse (European Power Exchange) für Day-Ahead und Intraday Handel.
EU	Europäische Union
EU-WRRL	Europäische Wasserrahmenrichtlinie
FAA	Fischauftiegsanlage
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FWT	Fichtner Water and Transportation GmbH
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
IBFM	Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LW	Laufwasserkraftwerk
LZ	Lastzyklus
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MVarh	Einheit der Blindenergie. Diese ergibt sich aus der Einheit der Blindleistung „Var“ als 1 Mio. Var = 1 M(ega)Var mit dem Zusatz Stunde h.
MW <sub>EPEX</sub>	Monatsmarktwert: Der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse EPEX in Cent pro Kilowattstunde.
NSM	Netzsicherheitsmanagement
OTC-Handel	OTC = Over the Counter, außerbörslicher ggf. bilateraler Handel, auch als Direkthandel bezeichnet
P <sub>EEG</sub>	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
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
Q <sub>min</sub>	Erforderlicher Abfluss in der Ausleitungsstrecke (Mindestabfluss)
QBW	Querbauwerk(e)
RAV	Das Regelarbeitsvermögen bezeichnet die jährliche Stromerzeugung, die über einen längeren Zeitraum gemittelt erbracht wurde bzw. prognostiziert wird.

SächsWG	Sächsisches Wassergesetz
SEG	Stromeinspeise- oder Stromeinspeisungsgesetz
TLUG	Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBEW	Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
WasEE-VO LSA	Verordnung über die Erhebung eines Entgelts für die Wasserentnahme
WEE	Wasserentnahmeeentgelte
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Wasserkraftanlage (n)
WNGebO	Verordnung über Gebühren für die Nutzung staatseigener Gewässer

## 1. Zusammenfassung

Die Wasserkraft ist eine bereits seit Jahrhunderten genutzte und bewährte Energiequelle. In Deutschland existieren ca. 7.300 Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5.600 MW (inkl. der Leistung der Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zustrom von rund 1.200 MW) und einer Jahresarbeit von rund 19,8 TWh im Jahr 2017. Das Leistungsspektrum der Anlagen reicht von einigen kW bis ca. 120 MW. Wasserkraftanlagen existieren für Durchflüsse von einigen Litern bis zu mehreren 100 m<sup>3</sup>/s.

Während bisher zur Ermittlung des Anlagenbestandes unterschiedliche Quellen ausgewertet werden mussten, wird Ende des Jahres 2018 mit Hilfe des Marktstammdatenregisters erstmals eine umfassende Bestandsaufnahme der Stammdaten aller Stromerzeugungsanlagen und somit auch aller Wasserkraftanlagen vorliegen.

Technische Neuerungen sind relativ häufig im Bereich der Wasserkraftanlagen in Fließgewässern (hydraulische Strömungsmaschinen) zu finden. Diese Anlagen sind primär für Durchflüsse bis zu ca. 10 m<sup>3</sup>/s und Fallhöhen bis etwa 8 m geeignet. Neue Konzepte für die Fischdurchgängigkeit von Wasserkraftstandorten werden aktuell in Bayern in Pilotanlagen realisiert und ihre Auswirkungen auf die Fischfauna werden mit Hilfe eines Monitoring untersucht. Darüber hinaus werden Speicherkonzepte diskutiert und erprobt, die z. B. Türme von Windkraftanlagen als Wasserspeicher nutzen.

Die installierte Leistung der über das EEG vermarkteteten Anlagen hat sich im Laufe des Bestehens der Erneuerbare-Energien-Gesetze seit 2000 kontinuierlich von 1,0 GW auf 1,6 GW erhöht. Im Geltungszeitraum des EEG 2014 und des EEG 2017 wurden im Zeitraum von August 2014 bis Ende 2017 laut Anlagenregister 141 neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 12,6 MW installiert und eine relativ große Zahl, nämlich 875 in Betrieb befindliche Wasserkraftanlagen wurden bei gleichzeitiger Erhöhung des Leistungsvermögens ertüchtigt. Der größte Zubau fand dabei in der Leistungsklasse 200 bis 500 kW statt. Zu den Ertüchtigungsmaßnahmen, die teilweise in Kombination ausgeführt wurden, zählen z. B. die Erneuerung von Steuerung, Generator, Getriebe, oder die Installation einer Rechenreinigungsmaschine. Durch Ertüchtigungsmaßnahmen konnte ein Leistungszuwachs von rund 23 MW erzielt werden. Insgesamt wurden angeregt durch das EEG 2014 bzw. das EEG 2017 von August 2014 bis Dezember 2017, also in einem Zeitraum von etwa drei Jahren, mehr als 10 % aller Wasserkraftanlagen modernisiert. Zusammen mit neu gebauten bzw. reaktivierten Anlagen ergab sich insgesamt eine zusätzliche Leistung von etwa 35 MW.

Neben den oben genannten technischen Maßnahmen wurden im Anlagenregister bei der Ertüchtigung relativ selten ökologische Maßnahmen wie z. B. der Bau einer Fischaufstiegsanlage, einer Fischschutz- und Fischabstiegsanlage benannt. Dies wird darauf zurückgeführt, dass in den Gesetzen EEG 2014 und EEG 2017 der Verweis auf das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) entfallen ist. Dabei ist zu bedenken, dass die ökologischen Maßnahmen durch das WHG gefordert sind und an den Standorten entweder schon durchgeführt wurden, oder zu einem späteren Zeitpunkt umgesetzt werden müssen.

Eine EEG-Förderung erhielten im Jahr 2016 etwa 7.100 Anlagen mit einer Leistung von 1.600 MW und einer Jahresarbeit von 6.000 GWh. Diese Jahresarbeit wurde etwa zu gleichen Teilen entweder durch eine Einspeisevergütung oder mit Hilfe der Marktprämie in der Direktvermarktung gefördert. Die gesamte Fördersumme belief sich dabei auf 470 Mio. Euro.

Ein Großteil des Bestands an Wasserkraftanlagen ist relativ alt. Einige Anlagen wurden vor über 100 Jahren errichtet. Daher liegt das Ausbaupotenzial insbesondere im Bereich der Optimierung der Steuerungssysteme, der Modernisierung der Generatoren und dem Einsatz neuer Turbinen. Die relativ große Zahl von Ertüchtigungsmaßnahmen zeigt, dass das EEG 2014 und das EEG 2017 hier einen entsprechenden Anreiz geschaffen hat. Dass jedoch vorwiegend Anlagen im Leistungsbereich < 5 MW ertüchtigt wurden, weist darauf hin, dass für größere Leistungen die Erhöhung des Leistungsvermögens um 10 % in der Regel nicht möglich bzw. nicht wirtschaftlich lukrativ ist. Dies hat zur Folge, dass trotz zahlreicher Ertüchtigungsmaßnahmen die Gesamtleistung aller Wasserkraftanlagen nur in geringem Maß, nämlich um weniger als 1 % erhöht wurde.

Die Stromerzeugungskosten wurden für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen auf Grundlage typischer Kosten und betriebswirtschaftlicher Hauptparameter sowohl für Neubau- als auch für Ertüchtigungsmaßnahmen ermittelt.

Die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten und der Fördersätze des EEG 2017 zeigt sowohl für neue als auch für modernisierte Anlagen deutlich, dass Investitionen in Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich < 500 kW nicht rentabel sind, wenn gleichzeitig gewässerökologische Maßnahmen durchgeführt werden. Für sehr kleine Anlagen (< 100 – 200 kW) ist die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich. Trotzdem werden in diesem Leistungsbereich Ertüchtigungen durchgeführt. Dies liegt maßgeblich daran, dass Anlagenbetreiber im Rahmen dieser Modernisierung häufig nur Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens durchgeführt haben und andere kostentreibende Maßnahmen, wie z.B. Fischschutzeinrichtungen oder Maßnahmen zur Umsetzung der Durchgängigkeit schon vorher umsetzen mussten oder mittel- bis langfristig werden umsetzen müssen. Die Stromgestehungskosten für diese rein technischen Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens liegen unter den Fördersätzen. Um einen Anreiz auf umfassende Modernisierungen zu bieten, werden von einigen Bundesländern zusätzliche Fördergelder für ökologische Maßnahmen angeboten.

Bei Anlagen > 500 kW liegt der Fördersatz etwa innerhalb der Bandbreite der Stromerzeugungskosten. Die Grenze der Wirtschaftlichkeit ist für den Neubau oder die Ertüchtigung stark abhängig von den Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen für Fremdkapital, von der Erwartung der Investoren an die Höhe der Eigenkapitalrendite, der Möglichkeit zum Eigenverbrauch, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Volllaststunden.

Bei Anlagen > 5 MW wird nur der Anteil der Stromerzeugung vergütet, der einer Leistungserhöhung zuzurechnen ist. Die Stromgestehungskosten sind hier schwer abschätzbar, da einerseits nur wenige Daten vorliegen und andererseits die Kosten je nach Maßnahmenumfang und Größe der Wasserkraftanlage stark unterschiedlich sind. Die Kosten für eine umfassende Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung > 5 MW inklusive der Durchführung ökologischer Maßnahmen wird durch die EEG-Förderung nicht gedeckt.

Eine Vermarktung außerhalb des EEG erfolgt insbesondere für Wasserkraftanlagen mit großer Leistung und betrifft 70 % des gesamten erzeugten Wasserkraftstromes. Dieser wird in etwa 155 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von rund 3.830 MW erzeugt und an der Börse oder über bilaterale Geschäfte veräußert. Dabei wählen die Betreiber zur Minimierung des Vermarktungsrisikos und zur Maximierung des Gewinns gemischte Vermarktungswege, indem Anteile am Terminmarkt mit mehrjährigen Laufzeiten veräußert und kurzfristige Geschäfte am Spotmarkt getätigt werden.

Die Wasserkraft stellt im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern wie z. B. Gas, Stein- oder Braunkohle den größten Anteil der präqualifizierten Regelleistung. Hier bieten insbesondere Pumpspeicherkraftwerke positive und negative Regelleistung an. Darüber hinaus nehmen Speicherkraftwerke und Wasserkraftanlagen größerer Leistung am Reservemarkt teil. Die Teilnahme am Reservemarkt hat sich im Vergleich zum letzten Berichtszeitraum für Anlagen größerer Leistung leicht erhöht. Dabei werden vorwiegend die Märkte der Sekundär- und der Minutenreserve bedient. Anlagen mit einer installierter Leistung  $P < 1 \text{ MW}$  vermarkten laut Umfrageergebnissen nur in wenigen Fällen Systemdienstleistungen.

Pumpspeicherkraftwerke stellen einen wichtigen Baustein bei der Stabilisierung der Stromnetze dar. Derzeit befinden sich 28 Anlagen in Betrieb. Ihre Nettoerzeugung lag in den vergangenen Jahren relativ konstant bei etwas über 6 TWh/a, die Gesamtleistung der Turbinen bei etwa 6,6 GW. Die Entwicklung auf dem Strommarkt der letzten Jahre hat dazu geführt, dass einige Anlagen heute nur noch als Speicherkraftwerke betrieben werden oder aufgrund der wirtschaftlichen Situation außer Betrieb genommen wurden.

Potenzialstudien zu Pumpspeicherkraftwerken für einzelne Bundesländer belegen, dass durchaus Standorte für einen weiteren Ausbau dieser Anlage vorhanden sind. Aktuell sind über 30 konkrete Projekte für neue Pumpspeicherkraftwerke oder für den Ausbau von existierenden Anlagen zu verzeichnen. Eine Vielzahl von Projekten ist jedoch zurückgestellt, bis sich vor allem die wirtschaftlichen Randbedingungen verbessert haben.

Im Bereich der Meeresenergie fand in den letzten Jahren eine Konsolidierung statt. Dabei wurden große Fortschritte erzielt, sodass die Meeresenergie-Technologien am Beginn einer Kommerzialisierung stehen. International kann damit gerechnet werden, dass große Neuanlagen von Gezeitenkraftwerken in naher Zukunft ans Netz gehen werden. Im Bereich der Meeresströmung entstehen erste Turbinen-Parks. Auch für den Bereich der Wellenenergie wird an der Installation erster Parks gearbeitet. Eine Nutzung an deutschen Standorten ist lediglich an einzelnen, wenigen Standorten überhaupt wirtschaftlich sinnvoll. In der Ostsee führt der geringe Tidenhub zu niedrigen Gezeiten-Strömungsgeschwindigkeiten. Außerdem sind die Wellenamplituden vergleichsweise gering, so dass ist die verfügbare Energie nicht für eine wirtschaftliche Nutzung ausreicht. Die Nordsee verfügt zwar über energetisch nutzbare Gebiete bzw. Standorte. Hier kommt es aber durch zahlreiche Schiffsroute, große Naturschutzgebiete und touristische Aktivitäten zu erheblichen Nutzungskonflikten und Einschränkungen. Es verbleiben lediglich einzelne, wenige Standorte, an denen die Realisierbarkeit individuell untersucht werden könnte. Das Meeresenergiopotenzial ist daher in Deutschland sehr gering. Trotzdem ist dieser Markt für deutsche Unternehmen interessant, die in internationalen Projekten als Lieferanten von Turbinen oder als Zulieferer von Einzelteilen auftreten.

Während Anzahl und installierte Leistung der Wasserkraftanlagen, die mit Hilfe des EEG gefördert werden, in den letzten Jahren langsam aber stetig gestiegen sind, hat sich nach den Angaben der AGEE Stat die installierte Leistung aller betriebenen Wasserkraftanlagen in Deutschland seit dem Jahr 2011 nur geringfügig erhöht. Das nach einer bundesweiten Studie ermittelte Zubaupotenzial von etwa 15 bis 20 % wurde demnach bisher nicht ausgeschöpft. Es befindet sich zu über 65 % an bestehenden Standorten größerer Wasserkraftanlagen.

## 2. Einführung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schafft als das zentrale Fördergesetz die notwendigen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Zur Ermittlung der Wirksamkeit des Gesetzes finden regelmäßig Evaluierungen u. a. zu den Auswirkungen des EEG auf den Ausbau der unterschiedlichen Energieträger statt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) schreibt dazu entsprechende Leistungen zu koordinierenden, sparten spezifischen und sonstigen Vorhaben aus.

Mit Einführung des EEG 2014 soll die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stärker an wettbewerblichen und marktwirtschaftlichen Maßstäben ausgerichtet werden. Dabei werden als Vermarktungsmodelle vorrangig die Direktvermarktung und für Strom aus Freiflächenanlagen (solare Strahlungsenergie) erstmals Ausschreibungen festgeschrieben.

Das im Folgenden präsentierte Vorhaben Ild beschäftigt sich im Rahmen des Erfahrungsberichtes zum EEG 2014 mit der Wasserkraft und dabei in der Hauptsache mit Wasserkraftanlagen an Fließgewässern. Darüber hinaus werden Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sowie Meeresenergieanlagen einbezogen. Die innerhalb des Vorhabens behandelten Schwerpunktthemen lauten:

- Marktentwicklung
- Kostenentwicklung
- Wasserkraftanlagen und Netzstabilität
- System- und Marktintegration
- Potenziale der Wasserkraft
- Technische und ökologische Anforderungen im EEG
- Pumpspeicherkraftwerke
- Meeresenergienutzung.

Am 8. Juli 2016 wurde der Entwurf des EEG 2016 (im Folgenden EEG 2017 genannt) im Bundestag verabschiedet. Da mit dem EEG 2017 eine Novelle des EEG verabschiedet wurde, bevor die Evaluation des Vorgängergesetzes abgeschlossen ist, werden innerhalb des vorliegenden Erfahrungsberichtes beide Fassungen des Gesetzes betrachtet. Das EEG 2017 zielt vornehmlich darauf ab, den gesetzlichen Rahmen für die Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und hier für Windkraft und Photovoltaik zu schaffen. Für die Wasserkraft ergeben sich im EEG 2017 nur wenige Änderungen im Vergleich zum EEG 2014. Diese werden innerhalb des vorliegenden Berichtes beschrieben.

In dem vorliegenden Bericht werden zunächst der Stand der Technik und die technische Entwicklung bei den Wasserkraftmaschinen betrachtet. Hier liegt der Schwerpunkt bei den hydraulischen Strömungsmaschinen. Darüber hinaus werden Konzepte und Prototypen von Turbinen vorgestellt, die einen fischschonenden Betrieb erlauben sollen. In Kapitel 3 werden wichtige gesetzliche Rahmenbedingungen der Erneuerbare-Energien Gesetze für die Energiequelle Wasserkraft vorgestellt. Zusätzlich zu den vorhandenen Daten wurde ein großer Teil der Informationen mit Hilfe von Interviews und Umfragen ermittelt. Die dabei angewandte Methodik

sowie der Umfang der Rückmeldungen wird in Kapitel 4 erläutert. In Kapitel 5 werden die Auswertungsergebnisse zur Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung von Wasserkraftanlagen dargestellt. Darüber hinaus werden die genutzten Vermarktungswwege aufgezeigt. Die Angemessenheit der derzeitigen Vergütungshöhen wird mit Hilfe von Kostenberechnungen, die auf umfangreichen Recherchen bei Anlagenbetreibern und Verbänden basieren, untersucht (Kapitel 6).

Wasserkraftanlagen sind gesetzlich verpflichtet, bestimmten ökologischen und technischen Anforderungen zu genügen. Diese sind in den Kapiteln 7 und 7.2.2 beschrieben und der Grad der Umsetzung der Maßnahmen wird ausgewertet. Die Integration des Bestands an Wasserkraftanlagen in das Stromnetz und den Strommarkt wird in Kapitel 9 diskutiert. Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zustrom sind zwar keine regenerativen Energieerzeuger. Sie stellen allerdings einen wichtigen Baustein bei der Stabilisierung der Stromnetze dar. Der Bestand und mögliche Neubauprojekte sind in Kapitel 10 aufgeführt.

Die Nutzung der Meeresenergie befindet sich noch im Stadium der Erprobung. In Kapitel 11 sind die für Deutschland verfügbaren Potenziale und vielversprechende internationale Entwicklungen zusammengefasst. Obschon ein Großteil des Wasserkraftpotenzials an Fließgewässern bereits ausgeschöpft ist, weisen neuere Untersuchungen der Bundesländer zusätzliche Potenziale aus. Diese werden zusammen mit Potenzialuntersuchungen zu Pumpspeicherkraftwerken und Speicherpotenzialen in Fließgewässern dargestellt (Kapitel 12).

Anreize und Hemmnisse für den Ausbau der Wasserkraft wurden u. a. aus Interviews mit Betreibern und Verbänden zusammengetragen (Kapitel 13). Datenerhebungsbögen und weiterreichendes Material sind in der Anlage zusammengestellt.

## 2.1. Stand der Technik

Die Wasserkraft ist eine der ältesten Energiequellen der Menschheit. Bei ihrem Einsatz kann die Strömungsenergie der fließenden Welle genutzt werden, die in früheren Zeiten z. B. Schiffsmühlen antrieb. Oder das Gewässer wird aufgestaut, so dass mit Hilfe der potentiellen Energie aufgrund der Fallhöhe an einer Staustufe eine Wasserkraftmaschine, wie ein Wasserrad oder eine Turbine, angetrieben wird (Abbildung 2.1). Der Einsatz von Wasserkraftanlagen an Staustufen ist heute am weitesten verbreitet. Aufgrund der hohen Energiedichte des Wassers entstehen für die Maschinen und die baulichen Anlagen Belastungen, denen sie insbesondere bei Hochwasser und Frost standhalten müssen. Zusätzlich werden durch gesetzliche Vorgaben auch ökologische Anforderungen gestellt, die vorwiegend die Durchgängigkeit der Standorte für die Aquafauna betreffen, so dass Wasserkraftanlagen die höchsten spezifischen Investitionen aller regenerativen Energiequellen aufweisen. Somit ergeben sich lange Amortisationszeiten, denen aber auch lange Lebensdauern gegenüber stehen, denn die Anlagen erreichen aufgrund ihrer langen Entwicklungsgeschichte eine sehr hohe Zuverlässigkeit. Noch heute sind viele Turbinen aus dem Beginn des letzten Jahrhunderts in Betrieb.

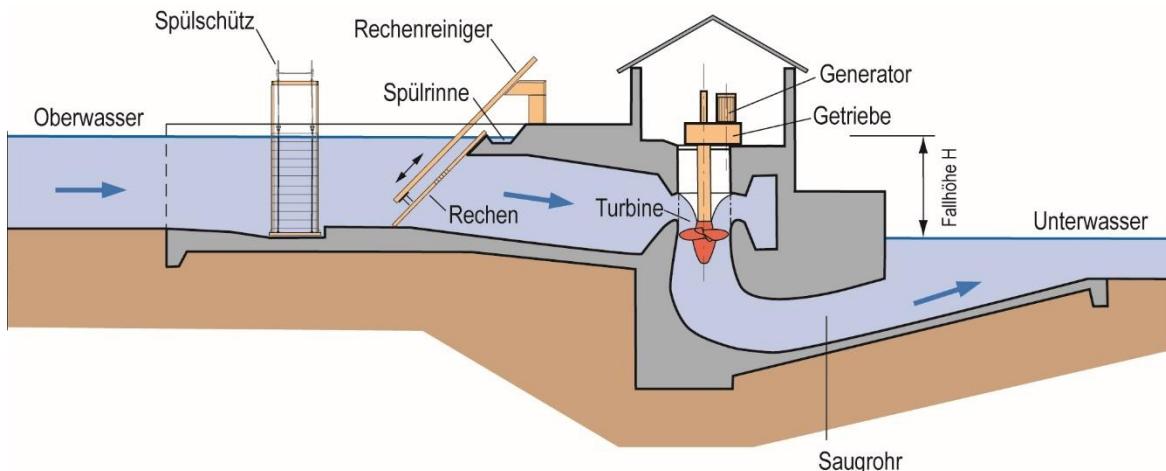


Abbildung 2.1: Aufbau einer Wasserkraftanlage

## 2.2. Technologieentwicklung in der Wasserkraft

Wasserkraftanlagen zeigen eine große Spannweite der installierten Leistung. Diese reicht von einigen Kilowatt bis in den Bereich von 100 Megawatt. Große Anlagen mit Leistungen von einigen Megawatt erreichen heute Wirkungsgrade von bis zu gut 90 %. Hier ist keine große Steigerung mehr zu erwarten. Auch moderne kleine Anlagen zeigen relativ hohe Wirkungsgrade (im Bereich von über 85 %). Weitere Steigerungen sind nur begrenzt möglich.

Bei alten Wasserkraftanlagen dagegen, die auch in den kommenden Jahren den Großteil des Bestands ausmachen werden, besteht insbesondere durch eine Optimierung des hydraulischen Systems zur Reduzierung von Verlusten und durch den Einsatz neuer Turbinen ein Steigerungspotenzial. Alte Wasserkraftanlagen zeigen nach einigen Jahrzehnten einen Abfall des Anlagenwirkungsgrads gegenüber dem Neuzustand um 3 bis 6 %. Durch den Einsatz moderner Berechnungsverfahren können beispielsweise inzwischen neue Turbinendesigns entwickelt werden, die zu Wirkungsgradverbesserungen gegenüber dem Neuzustand der Turbine von 2 bis 5 % führen können. Insgesamt kann also der Einbau einer neuen Turbine mit optimalem Design zu einer Wirkungsgradsteigerung von 5 bis 11 % gegenüber einer 60 Jahre alten Turbine führen. Bei großen Anlagen ist der Wirkungsgradabfall aufgrund der in der Regel wesentlich besseren Wartung geringer. Auch ist der Wirkungsgrad der alten Anlagen meist relativ gut, da sich diese Anlagen schon damals auf einem hohen Entwicklungsstand befanden. (BMU 2010)

Neue Entwicklungen konzentrieren sich seit dem Ende der 1990er-Jahre auf folgende Bereiche:

- Verbesserung in der Auslegung der Anlagen und in der Betriebsführung,
- Standardisierung von Turbinen zur Kostenreduktion,
- Fischfreundliche Turbinen,
- Anlagen und Komponenten zur Verbesserung der Durchgängigkeit von Geschiebe und Fischen,
- Nutzung geringer Fallhöhen,
- Strömungsmaschinen (ohne Aufstau).

Nachfolgend soll auf die wesentlichen technischen Entwicklungen eingegangen werden.

## 2.2.1. Hydraulische Strömungsmaschinen für kleine Durchflüsse und niedrige Fallhöhen

Insbesondere im Bereich kleiner Durchflüsse und niedriger Fallhöhen existieren eine Vielzahl von Konzepten für hydraulische Strömungsmaschinen unterschiedlichster Art, um die den natürlichen Wasserressourcen innewohnende potenzielle sowie kinetische Energie zu nutzen und insbesondere in elektrischen Strom umzuwandeln.

Dieses Kapitel soll versuchen, einen strukturierten Überblick über die hydraulischen Strömungsmaschinen, die in den letzten Jahren entwickelt und eingesetzt wurden, zu geben. Diese Konzepte sind primär für den Einsatzbereich von Durchflüssen bis ca. 10 m<sup>3</sup>/s und Fallhöhen bis etwa 8 m geeignet. Für darüber hinausgehende Einsatzbereiche gibt es keine nennenswerten Neuentwicklungen. Ergänzend sind die Prinzipien von einigen schon länger eingesetzten Konzepten aufgeführt, wie z. B. Wasserräder und Wasserkraftschnecken, da diese die Grundlage für neuere Entwicklungen darstellen.

Dabei ist festzustellen, dass in diesem Bereich sehr viele Erfinder und Planer engagiert sind, da offensichtlich diese Anlagengrößen sowohl finanziell als auch bautechnisch interessant sind. Des Weiteren ist bei etlichen Konzepten auffällig, dass nur unzureichende Angaben zur Effizienz gemacht werden, indem nicht der Anlagengesamtwirkungsgrad, sondern z. B. nur der mechanische Wirkungsgrad der hydraulischen Strömungsmaschine oder der des Generators angegeben wird. Diesbezüglich wären klare Aussagen für alle Beteiligten hilfreich, um nicht zuletzt Fehlinvestitionen vorzubeugen.

In diesem Kapitel sollen daher

- nur Maschinenkonzepte mit einem gewissen Realisierungspotenzial aufgegriffen werden;
- schwerpunktmäßig Ideen weiterverfolgt werden, die über das Patent und/oder den Modellstatus hinausgekommen sind;
- nicht auf einzelne periphere Maßnahmen eingegangen werden, wie z. B. Frequenzumrichter, mittels derer bekannte Konzepte verbessert werden sollen;
- bekannte Turbinentypen, die in größeren Dimensionen eingesetzt werden können, wie z. B. Hydromatrix-Turbinen, Kompaktbauweisen (Dive-Turbine etc.), Turbinen für Rohrleitungssysteme (Axent-Turbine, rückwärts laufende Pumpen etc.), ausgespart bleiben (Giesecke et al. 2014);
- auf manche Konzepte v. a. der kinetischen Turbinen ebenfalls nicht eingegangen werden, die eher für Meereströmungen und nicht für Strömungen in Binnengewässer geeignet sind, wie beispielsweise oszillierende Tragflächen etc.

Die nachfolgenden Angaben gehen primär auf typische Einsatzbereiche unabhängig vom Ort ein; Sonderlösungen sind vielfach denkbar und möglich.

Eine Übersicht der Einsatzbereiche einiger der nachfolgend aufgeführten Strömungsmaschinen ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

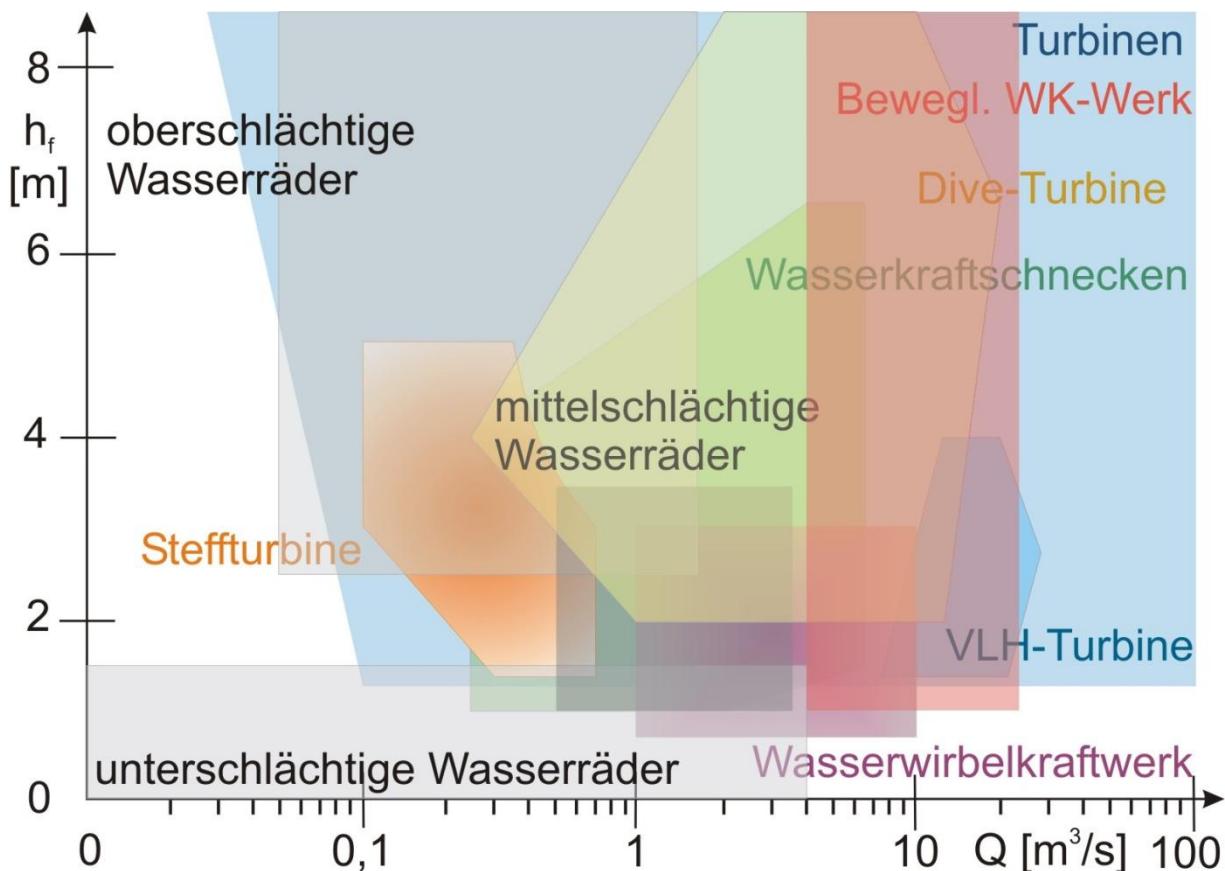


Abbildung 2.2: Zusammenfassende Darstellung der Haupteinsatzbereiche unterschiedlicher hydraulischer Strömungsmaschinen im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (die Grenzen sind als fließend zu sehen) (Heimerl & Kohler 2014)

### 2.2.1.1. Allgemeine Entwurfsgrundsätze und Weiterentwicklungen bei Wasserrädern

Bei allen Wasserrädern sind zwei Grundsätze von besonderer Bedeutung (Giesecke et al. 2014). Zum einen soll das Wasser möglichst tangential zum Radumfang und ohne Stoß in das Rad eintreten sowie es mit einer möglichst kleinen Geschwindigkeit verlassen. Des Weiteren sollte die Umfangsgeschwindigkeit des Rades die Hälfte der Geschwindigkeit betragen, mit der das Wasser in das Rad eintritt. Daher laufen Wasserräder normalerweise mit einer langsamen Drehzahl von 5-8 Umdrehungen pro Minute bzw. einer Umfangsgeschwindigkeit von etwa 1,5-2,0 m/s und benötigen eine Drehzahlübersetzung in Form eines Getriebes oder eines Riemenantriebes.

Bei der Auslegung spielt das optimale Verhältnis von Wasserdargebot bzw. Ausbaudurchfluss, Zellengröße, je nach Bauweise auch Zellenform und Umdrehungsgeschwindigkeit eine wichtige Rolle, um vor allem bei den Befüll- und Entleerungsvorgängen der Zellen weder Überwasser zu verschenken noch ein rechtzeitiges verlustarmes Entleeren am Tiefpunkt bzw. nach dem Auftauchen aus dem Unterwasser zu verhindern. Hinzu kommen noch zahlreiche weitere Details, die bei der Dimensionierung hin zu einem möglichst verlustarm arbeitenden Wasserrad zu berücksichtigen sind (Nuernbergk 2013; Nuernbergk 2007; Giesecke et al. 2014). Generell gilt, dass sich die Schluckfähigkeit in der Regel mit steigender Fallhöhe reduziert.

Bei den ursprünglichen Wasserrädern unterscheidet man im Wesentlichen hinsichtlich der Radtypen drei Gruppen, die in Abbildung 2.3 schematisch dargestellt sind. In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Kennwerte herkömmlicher Wasserräder gelistet.

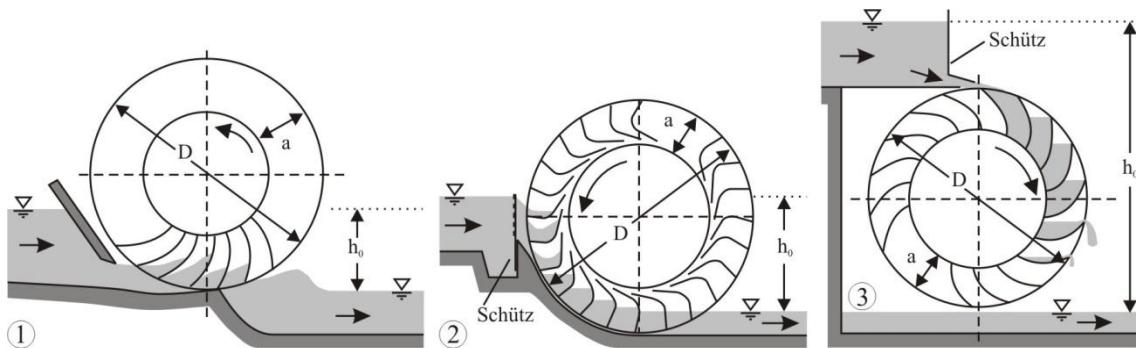


Abbildung 2.3: Haupttypen von Wasserrädern: 1) unterschlächtiges Schaufelrad; 2) mittelschlächtiges Zellenrad, 3) oberschlächtiges Zellenrad (nach Giesecke et al. 2014)

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der Haupteinsatzbereiche und der jeweiligen wesentlichen Kennwerte der verschiedenen Wasserradtypen. Fallhöhe  $h_f$ : maximal nutzbarer Abfluss  $Q_{max}$ ; Wirkungsgrad  $\eta$ ; maximal erzeugte mechanische Leistung  $P_{mech,max}$ ; nutzbarer Abfluss pro Meter Breite  $Q_{spez}$

Typ des Wasserrades (WR)	$h_f$ [m]	$Q_{max}$ [ $m^3/s$ ]	$\eta$ [-]	$P_{mech,max}$ [kW]	$Q_{spez}$ [ $m^3/(s \cdot m)$ ]	Bemerkung
1 Unterschlächtiges WR	0-1,5	1-4	0,30 (max. 0,55)	12	0,80	$\eta = 0,55$ nur bei gekrümmten Schaufeln; i. d. R. unwirtschaftlich
2a Mittelschlächtiges WR (Zuppinger-WR)	1-3	0,5-3,75	0,75 (max. 0,80)	83 (meist <50)	0,75	$\eta = 0,80$ nur bei langsam umlaufenden WR ( $u_a < 1,3 \text{ m/s}$ )
2b Mittelschlächtiges WR (Bachsches Kulissenrad)	1,5-3,5	0,5-3,25	0,80 (max. 0,85)	90 (meist <50)	0,65	-
3 Oberschlächtiges WR	2,5-10	0,05-1,15	0,80 (max. 0,85)	90 (meist <50)	0,23	$\eta = 0,85$ nur bei vollständig ausgerundeten Blechzellen

Quelle: nach Giesecke et al. 2014

Waren anfangs die Wasserräder rein aus Holz gebaut, so setzten sich bald Radachsen, Speichen und Radkränze aus Stahl durch, da diese eine gleichmäßige Form unabhängig der äußeren Beeinflussungen gewährleisten. Bei den Schaufeln sind einerseits reine Holz- oder Stahlkonstruktionen sowie andererseits Kombinationen aus Stahlhalterungen mit Holzflächen anzutreffen. Seit Mitte der 1990er-Jahre werden Wasserräder auch zunehmend aus Leichtmetallen gefertigt, um die zu bewegende Radmasse und damit die Verluste bei Erhalt der Stabilität zu verringern.

Die Steuerung der Wasserräder erfolgt im Wesentlichen über einfache Schütze, durch die die Wasserzufluss geregelt wird. In Verbindung mit einer vollautomatischen Steuerung sowie

idealerweise eines kleinen Zwischenspeichers in Form eines Mühlenteiches kann eine optimale Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Wassers ermöglicht werden.

Bei Anlagen mit Wasserrädern können insbesondere zwei Problemfelder zum Tragen kommen. Dies sind zum einen Lärmemissionen, die auch bei einer optimalen Konstruktion unumgänglich sind, sowie die Notwendigkeit, bei starkem Frost die Anlage außer Betrieb zu nehmen. Durch die Unterbringung des Wasserrades in einer geschlossenen Radstube können diese Probleme deutlich reduziert werden.

Wenn gleich es sich bei den Wasserrädern um eine sehr alte und weitestgehend ausgereifte Technik handelt, so lassen sich auch heute immer noch Weiterentwicklungen zur Wirkungsgradoptimierung verzeichnen, im Rahmen derer beispielsweise neuere Werkstoffe oder Techniken wie erwähnt zum Einsatz gelangen. Auch helfen die modernen Methoden der hydraulischen Auslegung mittels numerischer Verfahren, die Wasserradanströmung oder die geometrischen Größen (Schaufelgeometrie, Verhältnis Schaufelgröße und -anzahl zu Raddurchmesser etc.) zu prüfen und zu verbessern.

Zu nennen sind hier insbesondere folgende Entwicklungen:

- Turas-Wasserrad: Mit dem speziell zur Stromerzeugung entwickelten oberschlächtigen Turas-Wasserrad, das sich durch die einseitige Lagerung an einer kompakten, wesentlich vereinfachten Generatoren-Getriebe-Einheit auszeichnet, wird erstmals bei einer Serienfertigung von der beidseitigen Radachsenlagerung abgewichen (Bega 1997). Durch diese kompakte Konstruktion kann die komplette Wasserradanlage im Werk vorgefertigt und mit geringem Aufwand am Einsatzort aufgestellt werden, wodurch der bisher nicht wirtschaftlich betreibbare Leistungsbereich unter 10 kW für die Stromgewinnung mit einem Wirkungsgrad von über 70 % im Beaufschlagungsbereich von 30-100 % erschlossen wurde.
- Wasserdruckmaschine: Dieser im Rahmen eines größeren EU-Forschungsprojektes weiterentwickelte Laufradtyp baut auf einem mittelschlächtigen Wasserrad auf und nutzt den vorhandenen Druckunterschied zwischen Ober- und Unterwasser (Müller et al. 2012). Dabei wird eine durchgehende Nabe verwendet, die etwa gleich groß wie die vorhandene Fallhöhe ist, und durch die mit den daran angebrachten Schaufeln der durchströmte Querschnitt komplett abgeschlossen werden kann, so dass auf das sonst notwendige Einlaufschütz zur Regelung verzichtet werden kann. Die Schaufeln selbst sind schräg zur Nabennachse angebracht, damit eine gute Befüllung und Entleerung der Kammern erfolgt. Derzeit werden im drehzahlvariablen Betrieb Gesamtwirkungsgrade von bis zu 64 % erreicht.
- Staudruckmaschine: Hierbei handelt es sich im Grunde um ein modifiziertes mittelschlächtiges Wasserrad, das bisher offensichtlich nur in einer Pilotanlage bei Wien realisiert wurde (Wicon 2012). Wirkungsgradangaben sind nicht verfügbar.
- Lamellenturbine: Bei dieser Strömungsmaschine handelt es sich prinzipiell um ein unterschlächtiges Wasserrad, das überwiegend die kinetische Energie nutzt. Die Schaufeln sind als gebogene Blech-Lamellen ähnlich einer Durchströmturbine ausgeführt, die darüber hinaus noch tiefenversetzt angeordnet sind. Ziel dieser Lamellen-Anordnung ist nach Herstellerangaben, das Wasser im Außenkranz zu halten und damit bestmöglich wieder abgeben zu können (BEW-Power 2012). Erwähnenswert ist, dass das Wasserrad durch die Lagerung auf einem Rahmen durch entsprechende Antriebe aus dem Bauwerksquerschnitt

herausgeschwenkt bzw. -gehoben werden kann, womit ggf. dieser Querschnitt für eine sichere Hochwasserabfuhr freigegeben werden kann. Der Gesamtwirkungsgrad dürfte bei maximal etwa 60 % liegen.

Andere Überlegungen zur optimalen Ausgestaltung von Wasserrädern, wie auch mit anderen Materialien, z. B. Carbon, sind bekannt.

### 2.2.1.2. Wasserkraftschnecken

Die Archimedische Schnecke ist bereits seit dem Altertum zur Wasserförderung bekannt und fand im 20. Jahrhundert durch ihre Anwendung in der Abwassertechnik eine erneute Verbreitung. Durch die Umkehrung der Arbeitsweise kann die Förderschnecke zur Energieerzeugung verwendet werden, wie dies bereits von Navier erwähnt, dann verstärkt seit Anfang der 1990er-Jahre wieder in den Fokus kam und seitdem systematisch weiterentwickelt wurde und wird (Nuernbergk 2012b; Giesecke et al. 2014).

Mit einem typischen Schluckvermögen von ca. 0,25-6,5 m<sup>3</sup>/s und üblicherweise nutzbaren Fallhöhen von etwa 1,0-6,5 m (max. 0,5-8,0 m) deckt dieser Maschinentyp einen größeren Einsatzbereich als Wasserräder ab (s. Abbildung 2.4), wobei dieser letztlich konstruktiv durch die Dimensionen bzw. den v. a. längenabhängigen Durchhang der Schnecke, d. h. die notwendigen statisch-konstruktiven Anforderungen begrenzt ist. Von Bedeutung ist des Weiteren, dass das Schluckvermögen einer Wasserkraftschnecke unabhängig von der Fallhöhe der Anlage ist, sondern von den geometrischen Dimensionen bestimmt wird.

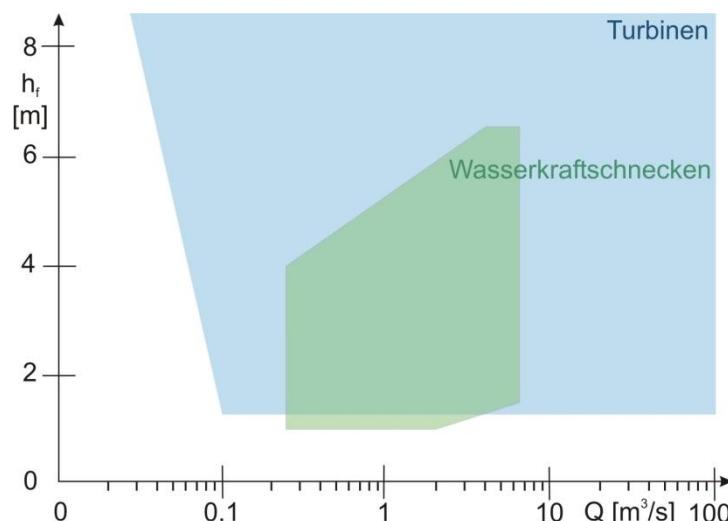


Abbildung 2.4: Haupteinsatzbereich für Wasserkraftschnecken im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (Heimerl & Kohler 2014)

Entsprechend vorgenommener Messungen im Labor und an ausgeführten Anlagen verhält sich ihr Wirkungsgrad ähnlich dem von oberschlächtigen Wasserrädern, wobei dieser in günstigen Fällen bei optimaler Auslegung im Beaufschlagungsbereich zwischen 70-80 % um bis zu 5 % darüber, d. h. bei insgesamt über 80 % liegen kann. Durch einen drehzahlvariablen Betrieb mit Frequenzumrichtern kann v. a. auf schwankende Durchflüsse reagiert und somit der Oberwasserspiegel konstant gehalten werden. Insgesamt erweist sich damit die Wasserkraftschnecke im Vergleich zu einem Wasserrad v. a. beim Wirkungsgrad, der Jahresenergieerzeugung und den Kosten als vorteilhaft.

Von Vorteil ist bei Wasserkraftschnecken, dass die notwendigen baulichen Maßnahmen und somit die Kosten sehr gering gehalten werden können, da sie werksseitig fast vollständig vorgefertigt werden. Hinzu kommt noch, dass diese sehr robust sind, keinen Feinrechen zur Treibgut- und Sedimentabweisung benötigen sowie eine hohe Verschleißbeständigkeit und damit Wartungsfreundlichkeit aufweisen.

Auch ist Wasserkraftschnecken eine verhältnismäßig gute abwärtsgerichtete Durchgängigkeit für Fische u. a. Lebewesen zuzuschreiben, wobei hier besondere Bedeutung dem Schneckenblätterabstand im Hinblick auf die relevanten Fischgrößen sowie insbesondere der gering zu haltenden Spaltweite zwischen Trog und Schnecke zukommen, um den gefahrlosen Fischabstieg zu ermöglichen. Hinzu kommen die niedrigen Drehzahlen zwischen  $80 \text{ min}^{-1}$  bei kleineren und  $20 \text{ min}^{-1}$  bei größeren Schnecken, die diesen Maschinentyp als verhältnismäßig fischfreundlich einstufen lassen. Des Weiteren sind die im Vergleich zu klassischen Überdruckturbinen fehlende Druckunterschiede zu nennen sowie die Tatsache, dass bei entsprechend abgerundeter Ausgestaltung der Schneckenflügel keine besondere Schlaggefährdung für Fische existiert.

Bisher wurden zahlreiche Anlagen an alten Mühlenstandorten, Kläranlagenausläufen oder Dotationskraftwerken etc. im Leistungsbereich bis ca. 235 kW ausgeführt und haben sich im Betrieb bewährt. Weitere Leistungssteigerungen scheinen in begrenztem Umfang möglich.

Inzwischen sind auch noch fischfreundlichere Schnecken entwickelt worden, die den Fischaufstieg entweder in einer Schnecke kombinieren wie beispielsweise die Drehrohr-Doppel-Wasserkraftschnecke, oder die mit zwei parallel laufenden Schnecken arbeiten, die einen Fischaufstieg ermöglichen.

### 2.2.1.3. Weiterentwicklungen von hydraulischen Strömungsmaschinen

Nachfolgend sind einige Weiterentwicklungen dargestellt, wobei es sicherlich noch weitere Varianten hydraulischer Strömungsmaschinen gibt, die hier nicht aufgeführt sind.

#### Wasserwirbelkraftwerk

Bereits seit vielen Jahrzehnten werden Untersuchungen angestellt, die Energie aus Wasserwirbeln zur Stromerzeugung zu nutzen, wie dies u. a. durch ein entsprechendes US-Patent aus dem Jahr 1968 dokumentiert ist. Anfang der 2000er-Jahre wurden die Überlegungen erneut in Österreich aufgegriffen und führten zur Anmeldung verschiedener Patente und in der Folgezeit zur Realisierung einiger Anlagen (Rathke et al. 2012).

Das Wasserwirbelkraftwerk, auch als Gravitationswasserwirbelkraftwerk bezeichnet, ist prinzipiell wie eine im Wasserbau bekannte Wirbelkammerdiode aufgebaut, in deren Ablaufzentrum eine hydraulische Strömungsmaschine angeordnet ist (Abbildung 2.5 links). Diese vertikalachsige Maschine gleicht in ihrer Form einem einfachen Wasserrad, das vom zentralen Wasserwirbel angetrieben wird. Aufgrund der geringen Drehzahl ist die Kopplung mit einem Getriebe und zur Vergleichmäßigung der Stromeinspeisung mit einem Frequenzumrichter notwendig. Infolge des geringen Maschinenwirkungsgrades von offensichtlich unter 50 % und der daraus folgenden Verluste kommt die Anlage auf einen Gesamtwirkungsgrad von deutlich unter 40 %. Derzeit sind nur wenige Messergebnisse verfügbar, die einen Anlagenwirkungsgrad von 23,5 % (Cerri 2010) bzw. ca. 31 % (Mühle et al. 2013) aufzeigen. Diese niedrigen Werte führen zu einer Unwirtschaftlichkeit

derartiger Kraftwerke, wie dies durch die Insolvenz der Betreibergesellschaft des einzigen Wasserwirbelkraftwerks in der Schweiz im Sommer 2016 dokumentiert wird.

Als sinnvolle Einsatzbereiche werden Abflüsse im Bereich von 1,0-10 m<sup>3</sup>/s und Fallhöhen von 0,7-3 m angegeben, so dass ein Leistungsbereich von 6 bis max. 150 kW abgedeckt werden soll (Abbildung 2.5 rechts).

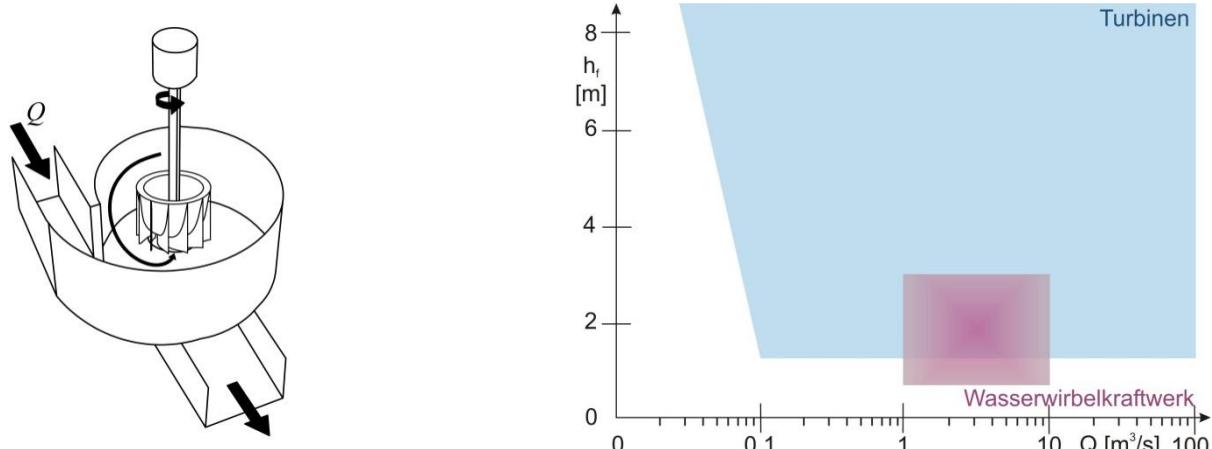


Abbildung 2.5: Wasserwirbelkraftwerk: Funktionsskizze (links) (Mühle et al. 2013); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014)

Eine Weiterentwicklung des Wasserwirbelkraftwerks stellt das sog. „Fischfreundliche Wehr“ dar, dessen Namensgebung letztlich irreführend ist und das über einen Prototypen in Thüringen bisher nicht hinauskam.

Interessant ist die positive Einschätzung der Umweltwirkungen durch die Protagonisten (s. z. B. (Rathke et al. 2012)) im Hinblick auf die geschaffene Möglichkeit einer aufwärtsgerichteten Passage für Fische durch eine Rampe, die vom Unterwasser in den Außenbereich der Wirbelkammer führt; verifizierbare Funktionsprüfungen sind jedoch bislang nicht veröffentlicht worden. Die abwärtsgerichtete Passierbarkeit dürfte aufgrund der geringen Umdrehungszahl der hydraulischen Strömungsmaschine sowie der nicht vollständigen Absperrung des Wasserstromes durch das Rad relativ unkritisch sein. Ob die in jüngster Zeit verwendete Bezeichnung dieser Bauweisen als fischfreundlich daher gerechtfertigt ist, ist fraglich.

### Steffturbine

Die Steffturbine (Eigenname) nutzt ähnlich wie ein oberschlächtiges Wasserrad die potenzielle Energie des Wassers mittels profilierten Schaufeln, die auf eine über zwei Räder laufende Förderkette montiert sind (Abbildung 2.6 links). Über diese Förderkette auf einer schiefen Ebene mit einer dem natürlichen Gelände anpassungsfähigen möglichen Neigung von 30-80° wird ein integrierter Permanentmagnet-Generator zur Erzeugung elektrischen Stroms angetrieben.

Die Entwicklung wurde seit 2009 maßgeblich von einer schweizerischen Firma, der Walter Reist Holding AG, vorangetrieben, die seit Jahrzehnten Förder- und Verarbeitungssysteme produziert und so über das notwendige technische Fachwissen verfügt. Mit Unterstützung der Universität der Bundeswehr München wurde die Technik optimiert (u. a. Baselt 2017), wobei in ersten Messserien Anlagenwirkungsgrade von ca. 67 % ermittelt wurden (Malcherek et al. 2011). Seit Oktober 2011

läuft die Pilotanlage am Kleinkraftwerk Pilgersteg in Rüti, Schweiz. Seitdem wurden nach Herstellerangaben vier weitere Anlagen in der Schweiz, in Tansania und Italien in Betrieb genommen.

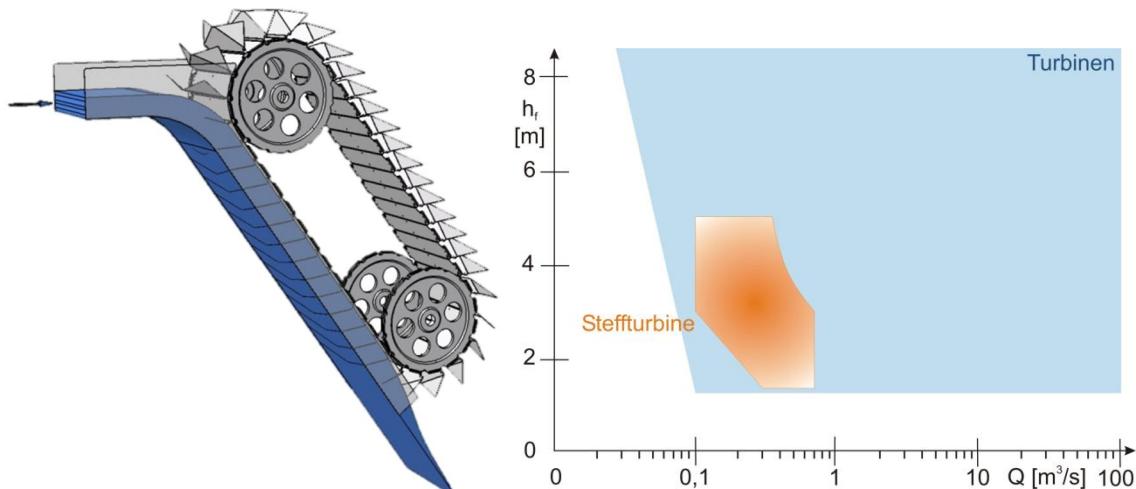


Abbildung 2.6: Steffturbine: Prinzipskizze (links) (Malcherek et al. 2011); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014)

Diese hydraulische Strömungsmaschine ist als Kompaktsystem für einen Fallhöhenbereich von ca. 1,5-5 m und mit den Nenndurchflüssen von 400 und 600 l/s ausgelegt und deckt somit einen Bereich von ca. 150-600 l/s ab (Abbildung 2.6 rechts), wobei die einzelnen Systeme parallel oder seriell kombiniert werden können und damit für größere Abflüsse und Fallhöhen einsetzbar sind. Durch die kompakte Bauweise werden sowohl der Transport als auch die Infrastrukturmaßnahmen vor Ort vereinfacht. Ähnlich der Wasserräder soll die Anlage unempfindlich gegen Feststoffe bzw. unkritisch für abwandernde kleinere Fische sein.

### Very-Low-Head-Turbine

Das Konzept der Very-Low-Head-Turbine, auch als VLH-Turbine bezeichnet, zielt gegenüber klassischen Kaplan- und Rohrturbinen auf große Laufraddurchmesser mit geringen spezifischen Durchflüssen und kleinen Drehzahlen, woraus geringe Geschwindigkeiten resultieren (Abbildung 2.7 links). Damit werden aufwändige, kostenintensive Ein- und Auslaufbauwerke unnötig, ohne wesentliche Wirkungsgradeinbußen zu erhalten (Juhrig 2011). Dieses Niedriggefälle-Turbinen-Konzept wurde beginnend mit der ersten französischen Patentanmeldung im Jahr 2003, welche 2006 international erweitert wurde, stetig weiterentwickelt und zwischenzeitlich sind rund 60 Anlagen (Stand 06/2017) verwirklicht, darunter erste Anlagen in Deutschland, dabei u. a. das Illerkraftwerk Au in Kempten. Infolge der geringen Drehzahl und der relativ großen Abmessungen wird diese Turbinenform als verhältnismäßig fischfreundlich eingestuft.

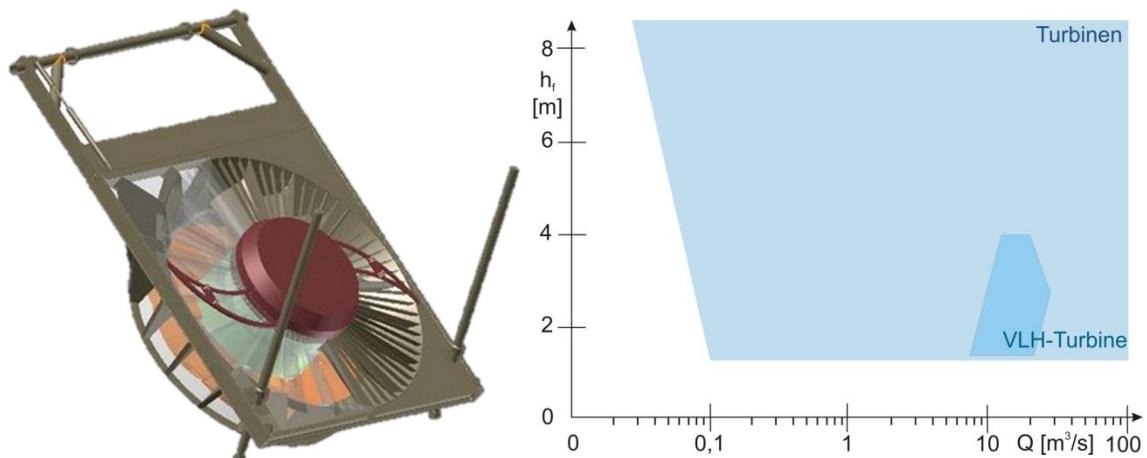


Abbildung 2.7: VLH-Turbine: Prinzipskizze (links) (MJ2 Technologies 2012); Haupteinsatzbereich im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (rechts) (Heimerl & Kohler 2014)

Die VLH-Turbine ist als kompakte Turbinen-Generatoren-Gruppe ausgebildet, die eine in sich geschlossene Einheit darstellt und die im Werk weitestgehend vormontiert wird. Kern der Einheit ist ein Kaplan-Laufrad mit 8 drehbaren Laufradschaufeln, dem ein Leitapparat mit 18 festen Leitschaufeln vorangestellt sowie ein direkt gekuppelter, drehzahlvariabler, permanent erregter Generator nachgeordnet ist. Dieser Generator ist in der kompakten Laufradnabe angeordnet. Der Einlaufrechen mit Rechenreiniger ist in den Leitapparat integriert. Die gesamte Einheit ist in eine stabile Tragkonstruktion eingebettet, die mittels eines Schwenklagers oberhalb des Oberwasserspiegels gelagert und mit Hilfe einer Hubvorrichtung für Unterhaltungsmaßnahmen oder zur Freigabe des kompletten Querschnittes im Hochwasserfall angehoben werden kann. Für den definierten Fallhöhenbereich von 1,5-4,0 m und Durchflüsse von 10-27  $\text{m}^3/\text{s}$  (Abbildung 2.7 rechts) werden bei Anlagenwirkungsgraden von knapp 80 % Klemmenleistungen von max. 500 kW erzielt.

### Wasserkraftwerke in Unterwasseranordnung

Um vorhandene Querbauwerke in Fließgewässern wirtschaftlich zur Stromerzeugung nutzen zu können und dabei die mannigfaltigen genehmigungsrechtlichen Anforderungen v. a. des Umweltschutzes bzgl. des Fließgewässerlebensraumes erfüllen zu können, sind einige Wasserkraftkonzepte entwickelt worden bzw. noch in der Entwicklung, bei denen durch eine Unterwasseranordnung diesen Restriktionen begegnet werden soll. Durch die direkte Anordnung im Querbauwerk selbst werden darüber hinaus die Strömungsverhältnisse im Oberwasser weitestgehend erhalten und so verlustbehaftete Umlenkungen, wie z. B. bei einer Buchtenanordnung, vermieden.

Bei diesen Konzepten spielt neben der korrekten Wahl des Typs und der Auslegung der hydraulischen Strömungsmaschine die bauliche und hydraulische Optimierung eine entscheidende Rolle. Derzeit sind vor allem folgende neuere Konzepte zu nennen:

- Schachtkraftwerk: Bei diesem an der TU München entwickelten Kraftwerkskonzept wird das Triebwasser über eine horizontale Einlaufebene einer vollständig unter Wasser in einer Schachtkammer angeordneten Turbine zugeführt (Rutschmann et al. 2011). Als Turbine können verschiedene Turbinentypen eingesetzt werden, wie beispielsweise die bereits seit gut 10 Jahren eingesetzte Dive-Turbine, eine kompakte, voll gekapselte Propeller-Turbinen-

Generatoren-Einheit für eine Unterwasseranordnung. Alternativ kann auch eine gekapselte, schräg angeordnete Kompakt-Rohrturbine eingesetzt werden. Dieses Konzept wird seit Sommer 2013 in einer Pilotanlage mit einer doppelt-regelbaren 35-kW-Kaplan-turbine eingehend untersucht und soll je Schachtkraftwerkseinheit bei einem Durchflussbereich von 1-20 m<sup>3</sup>/s und Fallhöhen von 2-10 m eine installierte Leistung von 30 bis max. ca. 1.000 kW aufweisen (Abbildung 2.8). Um das Konzept auch an Standorten mit größeren Durchflüssen einsetzen zu können, können mehrere Einzelschächte in Reihenanordnung zu einer Mehrschachtanlage eingesetzt werden (Sepp et al. 2016). Einige Projekte sind bereits genehmigt und in der Ausführungsplanung.

- Bewegliches Wasserkraftwerk: Die Innovation bei dieser Bauweise besteht darin, dass die Rohrturbineneinheit in ein wasserdurchströmtes Stahlgehäuse integriert ist, das vom Rundbogenrechen am Einlauf bis zum Saugrohrende reicht. Diese Einheit ist in einem einfachen U-förmigen Betontrog oberwasserseitig gelagert, so dass das Kraftwerk am unterwasserseitigen Saugrohrende angehoben und somit neben der ohnehin möglichen Überströmung eine komplette Unterströmung zur Geschiebe- und Hochwasserabfuhr sowie zum Fischabstieg erreicht werden kann. Darüber hinaus wird auf diese Weise das aus dem Saugrohr strömende Triebwasser zur besseren Energieausbeute über den „Ejektor-effekt“ beschleunigt, wobei dieses hydraulische Prinzip früher auch als „Fallhöhenmehrer“ bezeichnet wurde und u. a. in den Rheinkraftwerken Kembs und Ottmarsheim seit den 1930er-Jahren eingesetzt wird. Dieses Kraftwerkskonzept wurde seit Anfang 2000 entwickelt und bisher in sieben Anlagen realisiert. Die Auslegung geht von einem abzudeckenden Fallhöhenbereich von 1-8,5 m sowie Durchflüssen von 4-25 m<sup>3</sup>/s aus (Abbildung 2.8), womit dann Leistungen von 50-1800 kW erreicht werden sollen (Hydro Energie Roth & EWM 2012).

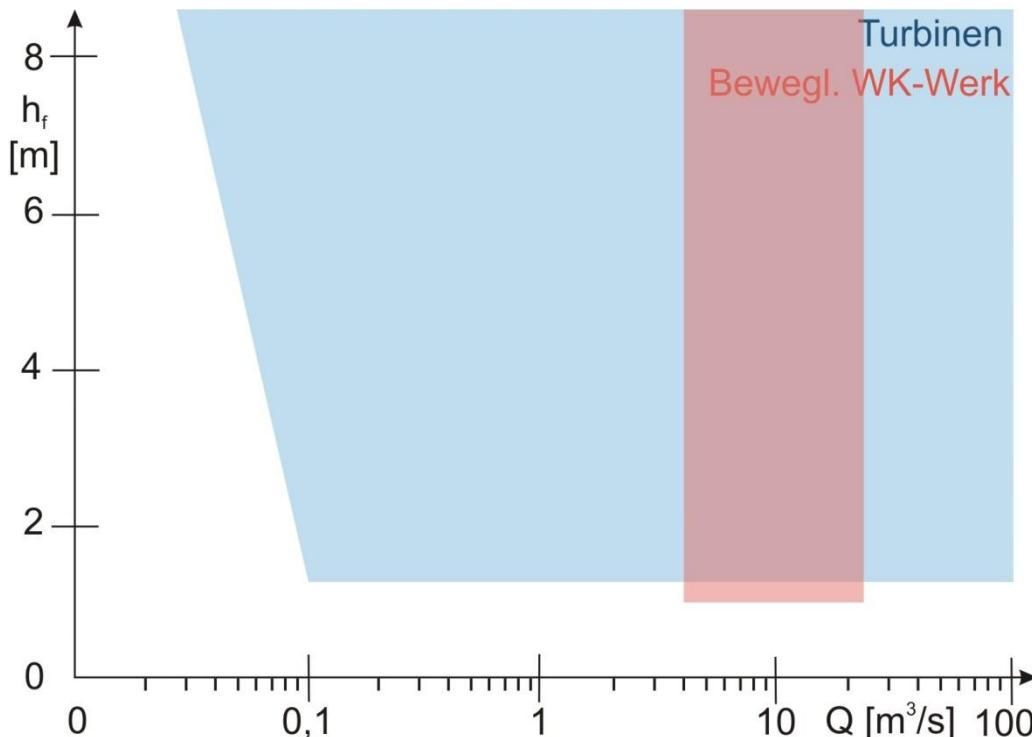


Abbildung 2.8: Haupteinsatzbereich der überströmhbaren Kraftwerkskonzepte im Vergleich zu Turbinen bezogen auf die Fallhöhe und den Durchfluss (Heimerl & Kohler 2014)

- Konzept der Sohlenentnahme: Bei dieser barrierefreien Wasserfassung wird Triebwasser durch Sohlenentnahme dem Fließgewässer entnommen. Aufgrund der hohen Fallhöhenverluste und des begrenzten Entnahmeabflusses (einige m<sup>3</sup>/s) ist das System für Anlagen mit einer Fallhöhe ab ca. 40 m geeignet (Rösch 2016). Für die Wasserentnahme werden auf der Flussohle z. B. Drainagerohre zwischen Gabionen eingebettet; auch andere Lösungen für die Wasserentnahme sind denkbar. Um die Funktionstüchtigkeit zu gewährleisten, sollte das Gewässer einen möglichst geringen Anteil an Feinstmaterialien führen.
- Horizontal<sup>2</sup>Wasserrad: Dieses flache, horizontal angeordnete Wasserrad soll 2017 in den Prototypentest gehen und wurde u. a. auf folgende technische Anforderungen ausgelegt: Wassertiefe bis 50 cm, Anpassungsfähigkeit an schwankenden Wasserstand, Fließgeschwindigkeiten zwischen 1,0-2,5 m/s (Barthel 2016).

#### 2.2.1.4. Kinetische Strömungsmaschinen

Bereits seit Jahrtausenden nutzt der Mensch die kinetische Energie von strömendem Wasser ohne nennenswerten, spürbaren Aufstau u. a. in Fluss- oder Schiffsmühlen, wobei in den letzten Jahrzehnten auch andere Formen in den Fokus gerückt sind.

Grundsätzlich kann man folgende wesentliche Strömungsquellen unterscheiden:

- Strömung in Binnengewässern resultierend aus dem natürlicherweise vorgegebenen Höhenunterschied.
- Meereströmungen infolge der Gezeiten, d. h. Ebbe und Flut (Kapitel 11).
- Meereströmungen infolge von großräumigen Massenströmungen, bei denen vielfältige Einflussfaktoren zu beobachten sind, von denen insbesondere die Wassertemperatur (Meeresoberflächentemperatur infolge Sonneneinstrahlung), die Corioliskraft, die Salinität und daraus resultierend die Dichte des Wassers sowie die Windreibung an der Oberfläche des Meeres zu nennen sind. Exemplarisch kann der Golfstrom als Teil des globalen maritimen Strömungssystems angeführt werden, der mehr als 80 Mio. m<sup>3</sup>/s Wasser an Miami/USA in Richtung Europa vorbeitransportiert und dort zum Nordatlantikstrom wird.

Mit kinetischen Strömungsmaschinen kann der Strömung nicht die gesamte kinetische Energie entzogen werden, da ein Teil der Strömung aufgrund des Aufstaus vor der Strömungsmaschine und des fehlenden seitlichen Verbaus an derselben vorbeifließt (s. a. (Giesecke et al. 2014)). Der Gesamtwirkungsgrad liegt je nach Maschinentyp im Bereich von 72 bis 78 %.

So ergibt sich beispielsweise für den Rhein bei einer optimistischen Betrachtung für eine Strömungsgeschwindigkeit von 2 m/s und einem möglichen Rotordurchmesser von 2 m eine elektrische Leistung von unter 10 kW. Damit wird deutlich, dass die meisten großen Binnengewässer in Deutschland, die in der Regel niedrige Geschwindigkeiten und geringe Wassertiefen als der Rhein aufweisen, für frei umströmte kinetische Strömungsmaschinen ungeeignet sind und diese Turbinen nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Trotz der physikalischen Randbedingungen werden unterschiedliche Maschinen entwickelt. Nachfolgend wird nur auf diejenigen eingegangen, die in Binnengewässern zum Einsatz kommen können, wobei noch etliche weitere Varianten existieren:

## Mantelturbinen

Mit Hilfe eines um die Turbine herum angeordneten Saugmantels kann durch den resultierenden Druckabfall hinter dem Laufrad in Verbindung mit einer sich am Mantelaustritt einstellenden Sogwirkung („Ejektoreffekt“) eine Druckdifferenz erreicht werden, die zu einer Leistungssteigerung führt. Bei einem einfachen symmetrischen Saugmantel beträgt diese Steigerung bis zu ca. 10 %, bei asymmetrischen, sich stärker aufweitenden Saugmantelformen kann dies durchaus 20-40 % betragen (Ruprecht & Ruopp 2011). Beispiele hierfür sind:

- Die Strom-Boje® stellt ein frei schwimmendes Strömungskraftwerk dar, das ohne feste Installationen auskommt und nur über eine Ankerkette an einem im Fluss eingebrachten Ankerstab gehalten wird. Dieses Strömungskraftwerk wird seit Mitte der 2000er-Jahre entwickelt. Seit 2013 ist der 3. Prototyp in der Donau bei Weißenkirchen in der Wachau, Österreich, mit 2,5 m Rotordurchmesser im Einsatz, der bei 2 m/s eine Leistung von ca. 19 kW erzeugen soll (Aqua Libre 2013). Bei einer Geschwindigkeit ab ca. 3,5 m/s soll eine Nennleistung von etwa 70 kW erreicht werden. Die minimale Wassertiefe hängt vom Rotordurchmesser ab, so dass sich für die 3. Generation eine minimale Wassertiefe von 3,5 m ergibt. Bei niedrigeren Wassertiefen müssen Vorgängermodelle mit geringerem Durchmesser gewählt werden. Der Mittelrhein soll sich für diesen Turbinentyp gut eignen, daher laufen hier entsprechende Überlegungen. Konkret sollen zunächst 10 Strom-Bojen unterhalb von Bingen installiert werden. Auch für die Aare, Schweiz, wurde ein Genehmigungsantrag für den Einbau von Strom-Bojen eingereicht.
- Ein ähnliches System stellt die Smart-Hydro-Power-Turbine dar, bei der eine dreiflügelige Mantelturbine an Schwimmkörpern aufgehängt ist und die bei einer Bauhöhe von knapp 2 m ab 250 W Leistung erbringen soll (Smart Hydro Power GmbH 2012). Laut Herstellerangaben wurden bereits mehrere Turbinen weltweit installiert. Es ist auch eine Modifikation zur Befestigung auf der Flussohle oder in einem Kanal vorhanden.
- Die sogenannte KSB-Flussturbine wurde im September 2010 vom Pumpenhersteller KSB als Prototyp im Rhein bei St. Goar installiert und erzeugt dort offensichtlich bei einer Fließgeschwindigkeit von ca. 2 m/s eine überschaubare Leistung von ca. 5 kW (KSB 2010) (aktuellere Angaben zu diesem Projekt sind nicht verfügbar, offensichtlich ist die Turbine noch im Einsatz).

## Mantellose kinetische Kraftwerke

- Schwimmende Mühlen, auch als Schiffsmühlen, Stromräder, Freistromwandler oder schwimmende Energiewandler bezeichnet, nutzen die freie Strömung durch Wasserräder, die auf oder an einen Schwimmkörper montiert sind. Auch aktuelle Untersuchungen und Forschungsprojekte zeigen, dass derartige Anlagen einen Gesamtwirkungsgrad von max. 30 % erreichen können. Lediglich bei Stromräädern mit einer seitlichen Führung aus Schwimmern, auch als Schussgerinne bezeichnet, womit das Gesamtsystem dem Prinzip eines unterschlächtigen Wasserrades mit Kropfgerinne ähnelt, bleibt der Wirkungsgrad unter 40 % (Weichbrodt et al. 2012).
- Der HydroQuest River ist ein schwimmendes Fluss-Kraftwerk in zwei unterschiedlichen „Größen“ mit 40 kW (Modul mit zwei Turbinen) und mit 80 kW (Modul mit vier Turbinen in zwei Ebenen), montiert auf einer ca. 6 m x 15 m großen Plattform. Je nach Notwendigkeit

kann die Verankerung am Ufer oder in der Mitte des Flusses erfolgen. In der Rhône soll bis 2018 das größte schwimmende Fluss-Kraftwerk aus 39 einzelnen Flussturbinen entstehen.

- Der River Rider ist ein 5-kW-Mikro-Wasserkraftwerk ähnlich einer Flussmühle, hauptsächlich für Gewässer mit geringer bis mittlerer Strömung. Der Raddurchmesser des patentierten Wasserrads beträgt 2 m bei einer Schaufelbreite von 4 m (Enertainer 2017).
- Eine kompakte Flüssigkeitsturbine, bekannt unter dem Namen Bladeless Roll Turbine (BRT), wurde vom tschechischen Ingenieur M. Sekláček entwickelt. Hierbei sind nur sehr niedrige Durchflüsse kleiner 2 l/s notwendig. Die Größe der Flüssigkeitsturbine entspricht in etwa der einer Mikrowelle, wobei ca. 22 bis 250 l/s mit einem Wirkungsgrad von 50-60 % bis zu 10 kWh/d erzeugen können.
- Der StECon (Stiller-Energy-Converter) ist ein Wasserkraftwandler mit Zykloidalpropeller, welcher komplett im Wasser eingetaucht ist. Die Achse kann horizontal oder vertikal angeordnet werden (Metzger et al. 2017). Der Prototyp für einen Maximaldurchfluss von 150 l/s und eine daraus resultierende Leistung von 19 W wurde im Rahmen eines Forschungsprojekts an der Universität Siegen im Labor getestet.
- Eine ähnliche Lösung bietet die Strömungsturbine waterblade mit horizontaler Welle (Frei 2017). Die um die Drehachse positionierten Flügel sind schwenkbar gelagert, um ihren Anstellwinkel anpassen zu können. Auch waterblade kann vollständig im Wasser eingetaucht sein und besitzt eine maximale Leistung von 8,5 kW. Bei größeren Breiten können auch Doppelturbinen bis max. 15 kW eingesetzt werden. Nach Herstellerangaben ist es gelungen, einen Wirkungsgrad von mehr als 80 % zu erreichen.
- Schließlich ist noch der Energierotor MF zu erwähnen, bei dem es sich um ein horizontal im Gewässer liegendes Wasserrad handelt, bei dem die Flügel lose hängend an Speichen montiert und jeweils in schwimmender bzw. kraftschlüssiger Stellung sind. Seit 2014 ist ein Prototyp in der Trave bei Bad Oldesloe eingebaut.

#### Weitere Varianten kinetischer Strömungsmaschinen

- Free Flow Power: 40-kW-Turbineneinheit, Testaufbau 2011 im Mississippi für 6 Monate installiert, momentan unter SmarTurbine weiter vertrieben.
- Instream Energy: 25-kW-Turbine, 2010 vier Turbinen als Prototypen in Kanada installiert, 2013 weitere Anlage in USA installiert.
- Verdant Power: basierend auf Gezeitenenergie, Kinetic Hydropower System (KHPS) bereits in 5. Generation weiterentwickelt.

#### Varianten kinetischer Strömungsmaschinen, die nicht über eine Pilotanlage hinausgekommen sind

- TREK-Turbine: großmaßstäblicher Prototyp für 4 Jahre im St.-Lorenz-Strom, Kanada, in Betrieb, keine Weiterentwicklung.
- Hydro Green Energy: 100-kW-Turbineneinheit, Prototyp für 3 Jahre in Betrieb.
- Clean Current: Wenige Testturbinen in Betrieb.
- Kegelturbine: Prototyp in eine Rohrleitung integriert.

Aufgrund der Vielzahl der o. g. Varianten, die nicht über eine Pilotanlage hinausgekommen sind, kann schlussgefolgert werden, dass ein wirtschaftlicher Einsatz offensichtlich nicht möglich ist.

Kinetische Strömungsmaschinen werden im Bereich der Binnengewässer auch weiterhin nur ein Nischenprodukt für beispielsweise die Inselversorgung von abgelegenen, nicht erschlossenen Gebieten darstellen, da deren Effizienz, wie dargestellt, nicht sehr hoch ist.

### 2.2.1.5. Sonderformen

#### Wasserkraftnutzung in Trink- und Abwassersystemen

In Abwassersystemen kann theoretisch ein Wasserkraftpotenzial der ungereinigten Abwässer vor der Kläranlage sowie des gereinigten Abflusses aus der Kläranlage genutzt werden.

- Wasserkraftnutzung an Kläranlagen: In der Regel erfolgt die Wasserkraftnutzung des gereinigten Wassers im Ablauf der Kläranlage, wie z. B. bei der Kläranlage Emschermündung. Der Leistungsbereich liegt typischerweise unter 100 kW installierter Leistung bei einem relativ hohen Nutzungsgrad, da der Abfluss aus der Kläranlage typischerweise während des gesamten Jahres sehr konstant ist. Hierbei kommen neben klassischen Strömungsmaschinen vielfach auch Wasserkraftschnecken oder Wasserräder zum Einsatz.
- Wasserkraftnutzung in Kanalnetzen: Bei diesem Einsatzgebiet stellt das hoch aggressive Abwasser in Kanalnetzen eine besondere Herausforderung dar, da es zu einer extrem kurzen Standzeit der maschinellen Einrichtungen führt und diese Nutzung daher i. d. R. unwirtschaftlich ist. Die bisher errichteten Versuchsanlagen sind nach derzeitigem Kenntnisstand wieder alle außer Betrieb genommen bzw. rückgebaut worden, so dass heute in Deutschland keine derartige Anlage in Betrieb ist. In der Schweiz betreibt die Services Industriels de Bagno (SIB) die einzige Turbine in der Schweiz, welche ungereinigtes Abwasser verarbeiten kann, über die Standzeit und weitere Erfahrungen ist bisher noch nichts bekannt.
- In Trinkwassersystemen kommen vor allen Dingen Standardmaschinen zum Einsatz, wie z. B. Kaplan-, Francis-Turbinen oder rückwärtlaufende Pumpen (PaT). 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. (BMWi 2014)

#### Blue Freedom Portable

Als das wohl kleinste Wasserkraftwerk der Welt, wie der Hersteller es bezeichnet, hat das Blue Freedom Portable einen Durchmesser von 20 cm und eine Höhe von 6 cm. Mit seinem Gewicht von nur 400 g kann es gut im Rucksack mittransportiert werden (Pro Idee 2016). Es ist somit eine mobile Aufladestation für elektrische Kleingeräte, sobald ein Fließgewässer in der Nähe ist.

## 2.2.2. Speicher

### 2.2.2.1. Naturstromspeicher – Eine Kombination von Windkraft- und Pumpspeicheranlage

Die Nutzung der Türme von Windkraftanlagen als Wasserspeicher wurde bereits häufiger diskutiert. Im baden-württembergischen Gaildorf werden in einem Pilotprojekt an drei Windkraftanlagen die unteren Turmteile und ein offenes Speicherbecken am Fundament als Wasserspeicher bzw. Oberbecken genutzt (Abbildung 2.9). Im Bedarfsfall fließt das gespeicherte Wasser zu einem Unterbecken und treibt dabei Turbinen an, die Strom erzeugen. Das Unterbecken wird in einer Flutmulde des Gewässers „Kocher“ ausgeführt. Im gesamten System befinden sich 160.000 m<sup>3</sup> Speicherwasser (Schechner 2017). Der Energieinhalt der Wasserspeicher beträgt 70 MWh.

Das Pumpspeicherkraftwerk wird mit drei reversiblen Pumpturbinen mit einer installierten Gesamtleistung von 16 MW ausgestattet. Die im Windpark Gaildorf bis Ende 2017 errichteten vier Windanlagen, die jeweils über eine Leistung von 3,4 MW verfügen, können zum Antrieb der Pumpen genutzt werden. Ende 2018 soll das Pumpspeicherkraftwerk in Betrieb gehen.

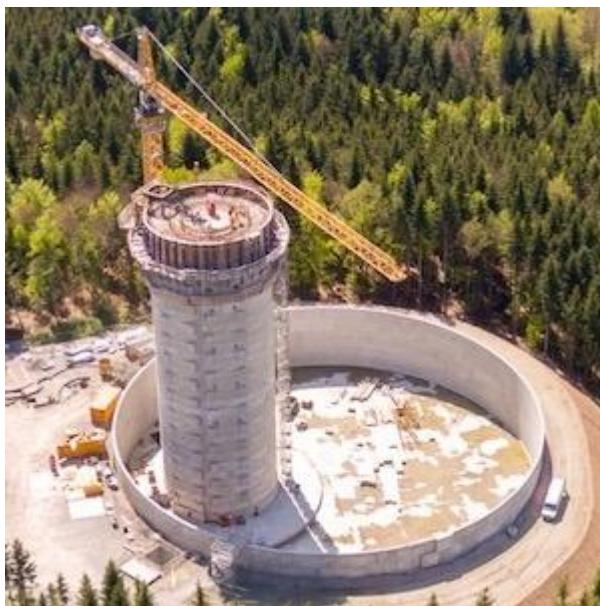


Abbildung 2.9: Naturspeicher im Bau (Quelle: <http://www.naturspeicher.de/>, Aufruf vom 23.05.2017)

### 2.2.2.2. StEnSea (Storing Energy at Sea) – ein neuartiges Offshore-Pumpspeicherkonzept (Bard 2017)

Am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) wurde ein Pumpspeicherkonzept erprobt, bei dem Hohlkörper auf dem Meeresgrund montiert werden sollen. Diese entsprechen dem Unterwasserbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes und nutzen die darüber liegende Wassersäule entsprechend dem oberen Speicherreservoir eines konventionellen Pumpspeicherkraftwerks. Im Entladebetrieb läuft Wasser über eine Turbine in den Hohlkörper, im Pumpbetrieb wird das Wasser aus dem Hohlkörper heraus gepumpt. Grundvoraussetzung für das Konzept ist eine ausreichende Wassertiefe unmittelbar vor der Küste. Innerhalb der Konzeptstudie wurden als Zielgrößen für die Anlage folgende Kenndaten festgelegt:

- Wassertiefe 750 m
- Innendurchmesser Hohlkörper 28,6 m

- Elektrische Speicherkapazität 18,3 MWh
- Installierte elektrische Leistung 5 MW

Die Leistung der einzelnen StEnSe-Anlage liegt zwar unterhalb der meisten konventionellen Pumpspeicherwerkwerke, die im Bereich einiger MW bis mehr als 1.000 MW liegen (Tabelle 10.2), kann aber über die Zahl der Anlagen skaliert werden. In Europa soll es vor allem an der Atlantikküste und im Mittelmeerraum eine Vielzahl geeigneter Standorte geben.

Die spezifischen Investitionen eines Pumpspeicherwerkwerks mit 80 StEnSea-Anlagen wurden ermittelt zu 1.680 €/kW bzw. 460 €/kWh, was im selben Bereich wie die Investitionen für konventionelle Pumpspeicherwerkwerke liegt.

Ein Vorteil des Konzeptes ist, dass bei der Installation im Meer kaum mit Akzeptanzproblemen zu rechnen ist. Allerdings ist die große Wassertiefe ein Nachteil für Wartung und Installation.

In einem Modellversuch wurde ein Prototyp im Maßstab 1:10 realisiert und 2016 über einen Zeitraum von vier Wochen im Bodensee erfolgreich getestet. Es ist ein Folgeprojekt mit einem Prototyp im Maßstab 1:3 geplant, der in großer Wassertiefe im Meer getestet werden soll.

### 2.2.2.3. Unterirdische Pumpspeicherkonzepte

Untersuchungen im Bereich der unterirdischen Pumpspeicherwerkwerke, die den bestehenden oder stillgelegten Tagebauinfrastruktur nutzen könnten, werden an Universitäten durchgeführt. Beispielhaft seien hier folgende Projekte genannt:

- Wissenschaftler der Universität Duisburg-Essen und der Ruhr-Universität Bochum erforschen innerhalb eines interdisziplinären Verbundvorhabens mit Industrieunternehmen die Möglichkeit, ein Steinkohlebergwerk, das 2018 seinen Betrieb einstellen wird, als Unterflur-Pumpspeicherwerk (UPSW) zu nutzen (UDE&RUB 2018).
- Die hydrodynamischen Prozesse beim Füll- und Entladevorgang in unterirdischen Kanalnetzen wurden im Zusammenhang mit unterirdischen Pumpspeicherreservoirs an der RWTH Aachen untersucht (Pummer & Schüttrumpf 2017).

Beide Projekte werden als zukunftsweisende Vorhaben betrachtet, da das derzeitige Strommarktfeld neue Pumpspeicherwerkwerke nicht fördert.

### 2.2.3. Fischökologisches Monitoring an Wasserkraftanlagen in Bayern

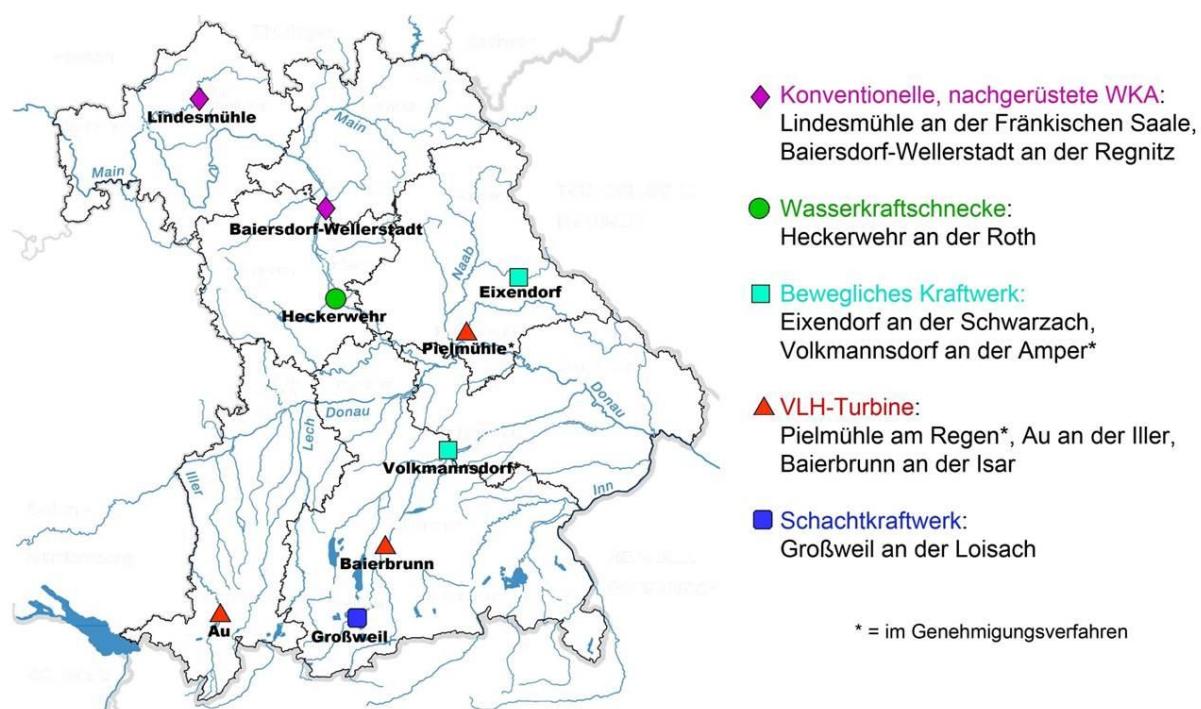
Die TU München führt seit März 2014 im Auftrag des Bayerischen Landesamtes für Umwelt ein Fischmonitoring an innovativen Wasserkraftanlagen durch. Die neun Anlagen sind über ganz Bayern verteilt (Abbildung 2.10) und verfügen über Leistungen zwischen 80 kW und 900 kW (Tabelle 2.2). Bisher wurden die fischökologischen Untersuchungen an den beiden konventionellen Anlagen, die mit Fischschutz- und Fischabstiegsanlagen nachgerüstet wurden, abgeschlossen. Die Auswertung der Ergebnisse steht kurz vor dem Abschluss (LfU BY 2017). Neben den konventionellen, nachgerüsteten Anlagen an Saale und Regnitz wurden/werden neue innovative Wasserkraftanlagen gebaut:

- drei VLH-Turbinen an Regen, Iller und Isar,
- zwei bewegliche Kraftwerke an der Schwarzach und der Amper,
- ein Schachtkraftwerk an der Loisach und

- eine Wasserkraftschnecke an der Roth, die als Fischaufstiegsanlage dienen kann.

Nach LfU BY (2017) wurden in 2016 die VLH-Turbine an der Iller und die Wasserkraftschnecke an der Roth untersucht. Im Frühjahr 2017 fand die erste Phase des Fischmonitoring am beweglichen Kraftwerk Eixendorf statt, an dem im Herbst 2017 die zweite Untersuchungsphase folgen wird. Außerdem laufen im Herbst die Untersuchungen an der VLH-Turbine an der Isar an.

Als erstes Ergebnis des Projektes wurde eine wissenschaftliche Veröffentlichung zur Erfassung von Schäden an Fischen publiziert, wobei mit der Veröffentlichung von ersten Teilergebnissen des Monitoring ab 2018 zu rechnen ist. (LfU BY 2017)



Quelle: (Energieatlas BY 2017)

Abbildung 2.10: Standorte innovativer Wasserkraftanlagen in Bayern mit fischökologischem Monitoring

**Tabelle 2.2: Innovative Wasserkraftanlagen in Bayern mit fischökologischem Monitoring**

Anlage	Gewässer	Ausbau-leistung [kW]	Inbetrieb-nahme	Anlagentyp	Maßnahme
WKA Baiersdorf-Wellerstadt	Regnitz	660	1926, Nachrüstung 2012	konventionelle, nachgerüstete Wasserkraft-anlage	15 mm Vertikalrechen (27° geneigt); Spülrinne am dauerhaft überströmten Rechen; Technischer Fischpass direkt am Kraftwerk
WKA Lindesmühle	Fränkische Saale	280	2000, Nachrüstung 2012	konventionelle, nachgerüstete Wasserkraft-anlage	15 mm Horizontalrechen; Aalwanderhilfe (Zick-Zackrohr); Fischrutsche mit oberflächen- und bodennahem Anschluss
WKA Heckerwehr	Roth	80	2015	Wasserkraft-schnecke	Neben der Wasserkraftschnecke ist eine Fischaufstiegsschnecke eingebaut
WKA Eixendorf	Schwarzach	190	2017	bewegliches Kraftwerk	
WKA Volkmannsdorf	Isar		Im Genehmigungsverfahren	bewegliches Kraftwerk	
WKA Au	Iller	900	2015	VLH-Turbine	
WKA Baierbrunn	Isar	380	2017	VLH-Turbine	
WKA Pielmühle	Regen		Im Genehmigungsverfahren	VLH-Turbine	
WKA Großweil	Loisach	420	Baubeginn November 2017	Schachtkraftwerk	

Quelle: (Energieatlas BY 2017), (Bayerische Landeskraftwerke 2018), (Bayerischer Rundfunk 2018)

## 2.2.4. Fischschonende Turbinen

In den letzten Jahren sind verschiedene sogenannte fischfreundliche oder fischschonende Turbinen entwickelt worden. Wasserkraftschnecken, die VLH-Turbine (VLH 2014) und neuere Entwicklungen von Turbinen ohne Gewässeraufstau gelten als fischfreundlich (BMWi 2014). Für Abflüsse > 50 m<sup>3</sup>/s sind hier die Alden-Turbine (Voith 2014, EPRI 2011), der Minimum-Gap-Runner (Abbildung 2.11, Voith 2014) und die Pentair-Nijhuis-Turbine (Abbildung 2.13, Grünig 2013) zu nennen.

Bei der Entwicklung einer fischschonenden Turbine wird darauf geachtet, dass die Schädigungsursachen (direkte Verletzungen durch Kontakt mit festen oder beweglichen Turbinenteilen, Druckschwankungen, Kavitation (DWA 2005)) möglichst vermieden werden. Das führt dazu, dass eine fischfreundlichere Turbine nahezu spaltfrei ist (Abbildung 2.12). 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. Dicke Laufradschaufeln reduzieren das Schädigungsrisiko bei der Kollision. Zudem sollte die Oberfläche aller Anlagenteile möglichst glatt sein (Odeh 1999).

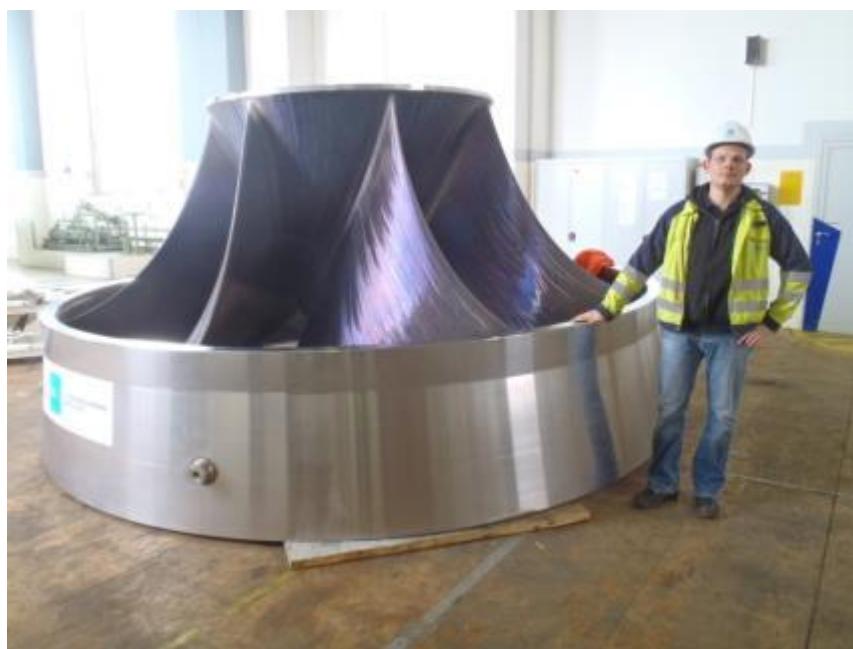


*Abbildung 2.11: Detail einer Minimum-Gap-Runner Turbine (Voith 2014)*

Um fischfreundlichere Turbinen zu generieren, werden aktuell Kaplan-Turbinen, deren Schädigungsichten ohnehin geringer sind als die anderer Turbinentypen nach den oben genannten Kriterien umgebaut. In Mainz-Kostheim sind derart umgebaute Turbinen im Einsatz. Allerdings konnten die Untersuchungen von Schneider et al. (2012) die Fischfreundlichkeit nicht bestätigen.

Eine weitere modifizierte Turbine mit feststehendem Kranz wurde 2011 in Dörverden an der Weser eingebaut. Nach anfänglichen technischen Schwierigkeiten ist die Turbine in den Dauerbetrieb gegangen. Untersuchungen zur Ermittlung der Turbinen-Überlebensrate sind vom Betreiber geplant.

Auch an der bundeseigenen Wasserkraftanlage Eddersheim am Main wurde eine der drei Turbinen gegen eine modifizierte ausgetauscht. Hier ist ein umfangreiches Monitoring mit einem Vergleich der Mortalitäten zu einer konventionellen Turbine vorgesehen.



*Abbildung 2.12: Fischfreundliche Turbine Dörverden (Foto: Statkraft)*

Die Planung für den Neubau der Wasserkraftanlage Türkheim an der Wertach sieht den Einbau einer Pentair-Nijhuis-Turbine vor.

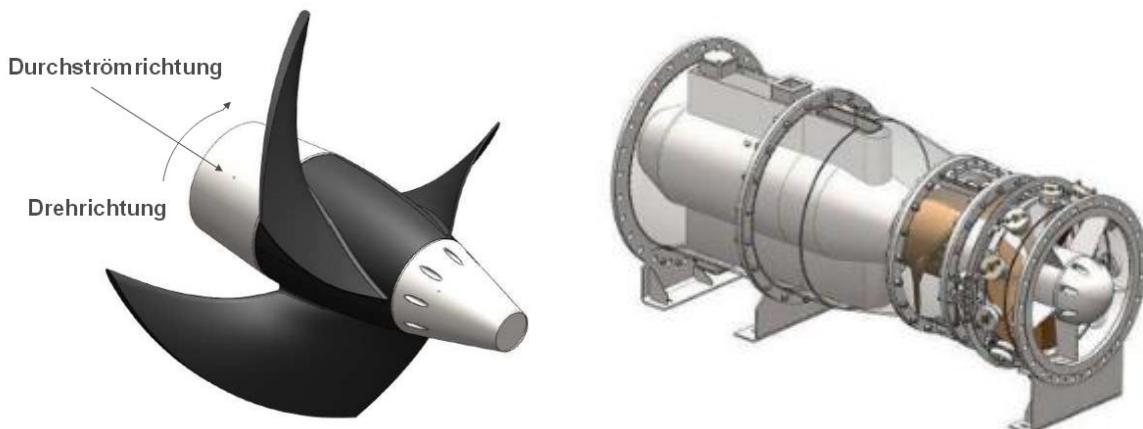


Abbildung 2.13: Pentair Nijhuis Turbine (Grünig 2013)

### 3. Wasserkraft im Kontext der Erneuerbare-Energien-Gesetze (EEG)

Das Stromeinspeisegesetz aus dem Jahr 1990, das zum 1. Januar 1991 in Kraft trat, setzte den Start für die bundesweite Regelung zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das öffentliche Netz. Neben der Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, den Strom aus regenerativen Quellen abzunehmen, wurden Vergütungsregelungen festgeschrieben und somit eine Grundlage geschaffen, auf der die in den Folgejahren verabschiedeten Erneuerbaren Energien Gesetze aufbauen konnten. Während das Stromeinspeisegesetz 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. So wird auch heute ein Großteil des Wasserkraftstroms außerhalb des EEG z. B. über die Börse vermarktet (vgl. Kapitel 5.3.2). Die anderen Energieformen wie Windkraft und Solarenergie werden fast ausschließlich über das EEG vermarktet.

Das Stromeinspeisegesetz wurde im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000) ersetzt, das in den Jahren 2004, 2009, 2012, 2014 und 2016 novelliert wurde. Von 2004 bis 2012 war die Vergütung von Wasserkraftanlagen an bestimmte Voraussetzungen zur Verbesserung des ökologischen Zustands gekoppelt. Mit dem EEG 2014 ist der explizite Verweis auf die ökologischen Maßnahmen gemäß Wasserhaushaltsgesetz (WHG) entfallen (vgl. Kapitel 7). Seit 2009 sind auch sogenannte technische Anforderungen zu erfüllen, nämlich eine Steigerung der Leistung oder des Leistungsvermögens und die Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung.

In diesem Kapitel werden die Vermarktungswege innerhalb des EEG und spezielle Regelungen des EEG 2017 aufgezeigt, sowie die Entwicklung der in den Gesetzen festgelegten Vergütungssätze bis zum EEG 2017. Die Auswertung der tatsächlich gezahlten Vergütungen ist in Kapitel 5.1.2.1 dargestellt.

### 3.1. Förderung durch das EEG 2014

Innerhalb des EEG 2014 werden verschiedene Vermarktungsformen gefördert. Nach § 19 haben Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, einen Anspruch auf eine Förderung durch Inanspruchnahme einer Marktprämie oder einer Einspeisevergütung. Dabei ist nach § 20 ein Wechsel zwischen folgende Veräußerungsformen möglich:

- geförderte Direktvermarktung (Marktprämie § 34)
- sonstige Direktvermarktung
- Einspeisevergütung nach § 37 (Einspeisevergütung) und
- Einspeisevergütung nach § 38 (Ausfallvergütung).

Die Höhe der Förderung durch das EEG 2014 hängt von der Vermarktungsform ab und basiert auf den anzulegenden Werten aus § 40 EEG (Tabelle 3.1). Dabei wird die Bemessungsleistung  $P_{EEG}$  aus der Jahresarbeit einer Stromerzeugungsanlage  $E_a$  und der Anzahl der Stunden eines Jahres (8.760 h) wie folgt berechnet:

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

$P_{EEG}$  ergibt sich als Leistung in Watt, Kilowatt etc.. Um eine Vorstellung der entsprechenden Anlagenleistung zu erhalten, erfolgte für Tabelle 3.1 eine grobe Umrechnung von  $P_{EEG}$  mit einer angenommenen mittleren Vollaststundenzahl von  $t_{voll} = 4.000 \text{ h/a}$

$$P_{inst,schätz} = P_{EEG} * 8.760 \text{ h} / 4.000 \text{ h.}$$

Neben neu errichteten Anlagen werden auch modernisierte Anlagen gefördert. Bei modernisierten Anlagen mit einer installierten Leistung größer 5 MW wird nur die Stromerzeugung vergütet, die sich aus einer Leistungserhöhung ergibt. Der Vergütungszeitraum beträgt für alle Leistungsklassen 20 Jahre, die Degression 0,5 % pro Jahr.

*Tabelle 3.1: Anzulegende Werte für Wasserkraftanlagen nach § 40 EEG 2014*

Bemessungsleistung $P_{EEG}$ bis einschließlich*	Installierte Leistung $P_{inst,schätz}$ (grobe Schätzung mit $t_{voll} = 4.000 \text{ h/a}$ )	Anzulegender Wert [ct/kWh]
500 kW	≈ 1,1 MW	12,52
2 MW	≈ 4,4 MW	8,25
5 MW	≈ 11 MW	6,31
10 MW	≈ 22 MW	5,54
20 MW	≈ 44 MW	5,34
50 MW	≈ 110 MW	4,28
> 50 MW		3,50

\*bei Ertüchtigung von Anlagen der installierten Leistung > 5 MW nur für den Anteil der Leistungserhöhung

Quelle: EEG 2014

Für bestehende Anlagen, die modernisiert werden, gilt der Vergütungsanspruch nur, wenn die Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW müssen mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgerüstet sein.

### 3.1.1. Vergütung bei geförderter Direktvermarktung

Strom, der mittels geförderter Direktvermarktung vermarktet wird, erhält als Vergütung nach dem EEG eine Marktprämie. Diese wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt nach § 34 rückwirkend als Differenz aus dem anzulegenden Wert nach § 40 EEG und dem jeweiligen Monatsmarktwert MW(EPEX). Der Monatsmarktwert ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörsen EPEX für die Preiszone Deutschland/Österreich.

### 3.1.2. Sonstige Direktvermarktung

Neben der geförderten Direktvermarktung sieht das EEG 2014 die sonstige Direktvermarktung vor. Nach § 5 (9) bezeichnet der Begriff Direktvermarktung die Veräußerung des Stroms an Dritte und die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung. Eine monetäre Förderung durch das EEG wird bei der sonstigen Direktvermarktung nicht wirksam. Daher kann der Strom aus diesen nicht geförderten Anlagen als grüner Strom oder Ökostrom vermarktet und dafür z. B. Herkunftsachweise veräußert werden.

### 3.1.3. Feste Einspeisevergütung nach § 37 (Einspeisevergütung für kleine Anlagen)

Eine feste Einspeisevergütung erhalten nach § 37 nur noch Anlagen kleiner Leistung:

- Anlagen mit einer installierten Leistung  $\leq 500 \text{ kW}$ , wenn sie vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommen wurden, oder
- Anlagen mit einer installierten Leistung  $\leq 100 \text{ kW}$ , wenn die Inbetriebnahme nach dem 31.12.2015 erfolgte.

Nach § 37 Absatz 3 verringert sich die Einspeisevergütung für Strom aus Wasserkraft um 0,2 ct/kWh vor der Absenkung durch die Degression nach § 27 (1) für das Jahr 2016 (Tabelle 3.2).

*Tabelle 3.2: Anzulegender Wert und Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014*

	Anzulegender Wert [ct/kWh]	Einspeisevergütung [ct/kWh]	Einspeisevergütung [ct/kWh]
P <sub>EEG</sub> bis einschließlich	Nach § 40	Neubau bis 31.12.2015 P <sub>inst</sub> $\leq 500 \text{ kW}$	Neubau ab 1.1.2016 P <sub>inst</sub> $\leq 100 \text{ kW}$
500 kW	12,52	12,32	12,26

*Quelle: EEG 2014*

### 3.1.4. Feste Einspeisevergütung nach § 38 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen)

Nach § 38 wird abweichend von § 37 auch für Anlagen größerer Leistung eine feste Vergütung gezahlt. Mit dieser Regelung soll das Risiko für Anlagenbetreiber bei Unregelmäßigkeiten in der Direktvermarktung reduziert werden. So besteht bei der Insolvenz eines Direktvermarkters oder nicht direkt anschließender Wechselmöglichkeit zwischen verschiedenen Direktvermarktern mit dem § 38 die Möglichkeit, solche Risiken für die Anlagenbetreiber durch eine Übergangs- bzw. Mindestvergütung abzufedern. Die Höhe der Vergütung ergibt sich aus dem anzulegenden Wert nach § 40 und wird nach der Absenkung durch die Degression gemäß § 27 nochmals um 20 % verringert (Tabelle 3.3).

**Tabelle 3.3: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach § 38 EEG 2014 für das Jahr 2016**

	Vergütungshöhe [ct/kWh]	Vergütungshöhe [ct/kWh]
P <sub>EEG</sub> bis einschl.	Neubau 2015	Neubau 2016 Degression 0,5 %
500 kW	10,02	9,97
2 MW	6,60	6,57
5 MW *	5,05	5,02
10 MW *	4,43	4,41
20 MW *	4,27	4,25
50 MW *	3,42	3,41
ab 50 MW *	2,80	2,79

\*bei Ertüchtigung einer Anlage der Leistung > 5 MW gelten die Vergütungssätze nur für den Anteil der Leistungserhöhung

Quelle: EEG 2014

### 3.1.5. Modernisierte Anlagen – Erhöhung der Leistung bzw. des Leistungsvermögens

Für modernisierte Anlagen besteht nach § 40 (2) EEG 2014 (und EEG 2017) ein Vergütungsanspruch, wenn die Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Dabei wird zwischen wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungen und nicht zulassungspflichtigen Ertüchtigungen unterschieden.

Bei den wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungsmaßnahmen genügt jedwede Steigerung des Leistungsvermögens der Anlage, jedoch muss die Wasserbehörde vor Erteilung der Zulassung prüfen, ob alle wasserrechtlichen Voraussetzungen, u. a. die des WHG, erfüllt sind. Die Einhaltung des WHG ist damit keine eigenständige Vergütungsvoraussetzung mehr. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Maßnahmen zum Fischschutz und der Durchgängigkeit aufgrund der unabhängig vom EEG vorgesehenen Pflichten gemäß WHG bereits umgesetzt wurden bzw. umzusetzen sind.

Bei allen nicht zulassungspflichtigen Ertüchtigungsmaßnahmen besteht ein Anspruch auf Förderung nach § 40 EEG nur dann, wenn das Leistungsvermögen um mindestens 10 % erhöht worden ist. In diesen Fällen ist die Einhaltung der WHG-Vorschriften zwar ebenfalls keine eigenständige Vergütungsvoraussetzung mehr. Zu beachten ist aber, dass die Wasserbehörde bei einer Wasserkraftanlage, deren Betrieb nicht im Einklang mit dem WHG steht, unabhängig von der Förderung durch das EEG nachträglich gemäß § 34 Absatz 2 und § 35 Absatz 2 WHG Maßnahmen zur Durchgängigkeit und zum Fischschutz anordnen kann.

Unter der Erhöhung des Leistungsvermögens wird wie schon im EEG 2012 die Erhöhung der Leistung oder der Stromerzeugung (Jahresarbeit) der Wasserkraftanlage verstanden. Die Clearingstelle hat in einem Hinweisverfahren (Hinweis 2012/14) die Auslegung und Anwendung des § 23 Absatz 2 EEG 2012 näher betrachtet. Das Ergebnis ist in BMWi (2014) zusammengefasst.

Das Leistungsvermögen kann insbesondere durch folgende Maßnahmen erhöht werden:

- Austausch von Generator, Getriebe, Turbine oder Laufrad,
- Erweiterung der Anlage durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses und/oder der Fallhöhe,
- automatische Wasserstandsregelung,

- automatische Rechenreinigung,
- bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen die automatische Einsatzoptimierung,
- Einsatz permanent erregter Generatoren und die Verbesserung der Zu- und Abströmung (Hydraulik-Turbinenzuströmung, Ober- und Unterwasserkanal).

Hinweis 2012/24 (Absatz 22) zitiert darüber hinaus aus der Gesetzesbegründung zu § 23 Abs. 2 EEG 2012 zu den oben genannten Maßnahmen:

*„Sie sind nicht zwingend mit einer höheren Stromerzeugung verbunden, da insbesondere ökologische Anforderungen nach Absatz 4 die Stromerträge wieder reduzieren können.“*

Und in Absatz 23 Hinweis 2012/24 wird ergänzt:

*„Eine Erhöhung des Leistungsvermögens liegt demnach immer dann vor, wenn (aktive) Maßnahmen ergriffen wurden, die die technische Funktionsfähigkeit der Anlage dergestalt verbessern, dass sie potenziell zu einer erhöhten Stromausbeute (Jahresertrag) der Wasserkraftanlage führen.“*

Laut einem in 2016 abgeschlossenen Verfahren der EEG-Clearingstelle (Votum 2016/35 Seite 6) ist die Erhöhung der installierten Leistung nicht zwingend, um einen Anspruch auf die erhöhte Förderung zu bejahen. Eine Erhöhung des Leistungsvermögens i. S. d. EEG liegt immer dann vor, wenn aktive Maßnahmen ergriffen wurden, die die technische Funktionsfähigkeit der Anlage derart verbessern, dass sie potenziell zu einer erhöhten Stromausbeute der Wasserkraftanlage führen.

Zum Nachweis der Ertüchtigungsmaß müssen gemäß Hinweis 2012/24 der Clearingstelle Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar z. B. mittels Herstellerunterlagen, oder technischen Datenblättern darlegen, inwieweit die ergriffenen Maßnahmen zur Steigerung des Leistungsvermögens beigetragen haben. Dabei sollte erläutert werden, inwiefern die Maßnahmen zu einer Erhöhung der installierten Leistung bzw. des Leistungsvermögens führen, und auf den jeweiligen Einzelfall bezogen sollte eine hydrologisch und technisch begründete Angabe der erwarteten Auswirkungen auf das Jahresarbeitsvermögen der WKA erfolgen unter Berücksichtigung von Ertragseinbußen aufgrund von ökologischen Anpassungsmaßnahmen. Laut Hinweis 2012/24 Rn. 36 kann eine solche Darlegung von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern verfasst werden.

Grundsätzlich empfiehlt die Clearingstelle EEG Anlagenbetreibern und Netzbetreibern zur Vermeidung von Streitigkeiten, sich im Vorhinein über die Nachweisfragen hinsichtlich der Erhöhung der installierten Leistung bzw. des Leistungsvermögens untereinander abzustimmen. Idealerweise ist zum Nachweis eine Vergleichsmessung vorher und nachher bei gleichen Randbedingungen anzustellen (vgl. Clearingstelle EEG Hinweis 2012/24).

### 3.2. Regelungen innerhalb des EEG 2017

Mit dem EEG 2017 wurde die Förderung der erneuerbaren Energien in den Bereichen Windenergie, Photovoltaik und Biomasse auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt. Die Wasserkraft ist davon ausgenommen und die Förderung folgt im EEG 2017 in den meisten Punkten den Bestimmungen des EEG 2014. Die Fördersätze entsprechen denen des EEG 2014 unter Berücksichtigung einer jährlichen Degression von 0,5 % (Tabelle 3.5). Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre.

Als Vermarktungswege für den Strom werden nach EEG 2017 folgende Veräußerungsformen angegeben:

- Marktprämie nach § 20 EEG 2017
- Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2017
- sonstige Direktvermarktung § 21 a EEG 2017.

Anders als im EEG 2014 gilt eine ertüchtigte Anlage nach Abschluss einer Ertüchtigungsmaßnahme nach § 40 Absatz 2 EEG 2017 als neu in Betrieb genommen. Mit dem Datum der Neuinbetriebnahme beginnt der Vergütungszeitraum.

### 3.2.1. Inbetriebnahme und Neuinbetriebnahme

Gemäß der Definition in § 3 EEG 2017 ist unter „Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft zu verstehen. Weiter heißt es „*der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme*“.

Demgegenüber steht die Definition der „Neuinbetriebnahme“ für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind und nach dem 31. Dezember 2016 ertüchtigt wurden. Diese gelten nach § 40 (2) EEG 2017 mit Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme als „neu in Betrieb genommen“.

Anlagen, die eine Einspeisevergütung erhalten und nach der Ertüchtigung über eine Leistung > 100 kW verfügen, werden damit nach EEG 2017 zur Direktvermarktung verpflichtet.

### 3.2.2. Einspeisevergütung und Ausfallvergütung nach § 21

Nach § 21 Absatz 1 Satz 1 erhalten nur Anlagen mit einer installierten Leistung  $\leq 100$  kW eine Einspeisevergütung, wobei der anzulegende Wert für die Berechnung der Einspeisevergütung nach § 53 Satz 1 um 0,2 ct/kWh verringert wird. Die Förderdauer beträgt 20 Jahre. Eine entsprechende Regelung wurde bereits in § 37 (2) Satz 2 und § 37 (3) Satz 1 EEG 2014 getroffen.

Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW können eine Einspeisevergütung als sogenannte Ausfallvergütung für die Dauer von drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und bis zu sechs Kalendermonaten im Kalenderjahr in Anspruch nehmen. Die Vergütung beträgt 80 % des anzulegenden Wertes (§ 53 Satz 2). Nach Überschreitung der vorgegebenen Zeiten wird als Vergütung der Monatsmarktwert ( $MW_{EPEX}$ ) angesetzt.

Neben der reduzierten Vergütung kann es durch die zeitliche Begrenzung der Vergütung insbesondere für Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von wenigen 100 kW wirtschaftlich schwierig werden, wenn sie keinen Direktvermarkter finden (Kapitel 5.3.1).

### 3.2.3. Grünstromvermarktung

#### 3.2.3.1. Regionalnachweise

Regional erzeugter Strom wird bereits heute von Stromlieferanten wie z. B. Stadtwerken angeboten. Ziele sind dabei, Kunden aus der Region zu binden und die Akzeptanz der Stromkunden für den regionalen Ausbau der erneuerbaren Energien zu steigern. Außerdem sind manche Kunden bereit, für regionalen Grünstrom einen erhöhten Stromtarif zu zahlen.

Um eine geordnete Vorgehensweise zu etablieren und um sicher zu stellen, dass nicht mehr regionaler Grünstrom angeboten wird, als erzeugt wurde, hat gemäß § 79 a EEG 2017 in 2016 das Umweltbundesamt (UBA) die Aufgabe übernommen, ein Regionalnachweisregister (RNR) aufzubauen und zu führen (UBA 2018). In diesem wird der nach dem EEG mit der Marktpremie geförderte Strom verwaltet, der als Regionalstrom veräußert wird. Eine regionale Kennzeichnung soll Strom aus den Anlagen erhalten, die sich im Umkreis von etwa 50 km zum Stromkunden befinden. Festgelegt wird die Region anhand der jeweiligen Postleitzahlen.

Das Regionalnachweisregister befindet sich derzeit im Aufbau. Der rechtliche Rahmen wird in der Herkunftsnnachweisregisterdurchführungsverordnung festgelegt, die nach telefonischer Auskunft des UBA voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte in Kraft tritt, so dass das Register voraussichtlich am 1.1.2019 in Betrieb gehen kann.

Anlagenbetreiber, die Regionalnachweise nutzen, können damit höhere Einnahmen erzielen. Um eine Überförderung des Stroms zu vermeiden, wird nach § 53 b EEG 2017 der anzulegende Wert für die Anlagen, die eine Marktpremie für regional gekennzeichneten Grünstrom beanspruchen, um 0,1 ct/kWh reduziert.

Aktuell wird bereits Strom unter der Bezeichnung „Regionalstrom“ vermarktet. Beispiele für die Preise von Regionalstrom im Vergleich zu konventionell erzeugtem Strom sind in Kapitel 5.3.7 aufgeführt.

### 3.2.3.2. Herkunftsnnachweise

Herkunftsnnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien werden als europäische Zertifikate am Terminmarkt der EEX gehandelt. Sie können aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nur für den Stromanteil vergeben werden, der nicht durch das EEG gefördert wird. Für Strom, der durch das EEG gefördert wird, erhalten die Anlagenbetreiber keine Herkunftsnnachweise. Lieferanten erhalten für die Zahlung der EEG-Umlage das Recht ihn gegenüber den Stromverbrauchern als Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG auszuweisen. Das Herkunftsnnachweisregister wird beim Umweltbundesamt (UBA) geführt. Das Register soll sicherstellen, dass der so zertifizierte Strom tatsächlich aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt und nur einmal als Grünstrom gehandelt wird. Die Netzbetreiber melden die entsprechenden Strommengen an das Register.

Die Erlösmöglichkeiten über den Verkauf der Zertifikate sind auch wegen der hohen Verfügbarkeit ausländischer Herkunftsnnachweise eher gering. Zusätzliche Einnahmen ergeben sich jedoch aus der Vermarktung als Ökostrom (Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).

## 3.3. Entwicklung der Förderung vom EEG 2000 bis zum EEG 2017

Die Höhe der Förderung durch die Erneuerbare-Energien-Gesetze und die entsprechenden Rahmenbedingungen haben sich seit Inkrafttreten des ersten EEG im Jahr 2000 relativ stark verändert.

Tabelle 3.4 zeigt die Entwicklung der gesetzlich festgelegten Vergütungssätze vom EEG 2000 hin zum EEG 2009, Tabelle 3.5 für das EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017. Als Grundlage für die Höhe der Vergütungssätze dient die Bemessungsleistung  $P_{EEG}$ . Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit und der Jahresstundenzahl 8.760 h, so dass sie sich aufgrund der Erzeugungsschwankungen in gewissen Spannbreiten jährlich ändern kann.

Im EEG 2000 waren nur zwei unterschiedliche Vergütungssätze vorhanden und es wurde nicht zwischen Neubau und Modernisierung unterschieden. Im EEG 2004 wurden nur bei Anlagen mit  $P_{inst} > 5 \text{ MW}$  unterschiedliche Vergütungshöhen für Neubau und Modernisierung unterschieden und die Vergütung nur für den Anteil der Leistungserhöhung gezahlt. Diese Regelung wurde in das EEG 2009 übernommen, wobei auch im Leistungsbereich  $P_{inst} \leq 5 \text{ MW}$  unterschiedliche Vergütungssätze für Neubau und Modernisierung festgelegt waren.

Die Höhe der Vergütung ist für Anlagen mit Bemessungsleistungen  $P_{EEG} \leq 5 \text{ MW}$  vom EEG 2000 bis zum EEG 2009 gestiegen, da hierdurch auch ökologische Maßnahmen finanziert werden sollten. Für Anlagen mit  $P_{EEG} > 5 \text{ MW}$  verringerte sich die Vergütung mit dem EEG 2004 und mit dem EEG 2009.

*Tabelle 3.4: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009*

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

\*bei Erreichung einer Anlage der Leistung > 5 MW gelten die Vergütungssätze nur für den Anteil der Leistungserhöhung  
 Quelle: EEG 2000 – EEG 2009

Die veränderte Zielrichtung des EEG 2014 führt unter anderem dazu, dass nicht mehr wie in § 23 EEG 2012 für alle Leistungsklassen eine feste Vergütung festgelegt wird, sondern es wird in § 40 der „anzulegende Wert“ angegeben, der der maximalen Förderung bei Direktvermarktung entspricht (Tabelle 3.5). Diese Sichtweise wird im EEG 2017 fortgeführt. Die Einspeisevergütung für Anlagen der installierten Leistung  $\leq 100 \text{ kW}$  bzw.  $500 \text{ kW}$  wird aus dem anzulegenden Wert durch

Subtraktion von 0,2 ct/kWh berechnet. Mit dem EEG 2017 ist für Anlagen der Leistung > 100 kW eine Förderung durch das EEG nur noch in der geförderten Direktvermarktung möglich.

Für Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW, besteht ein Förderanspruch nur für den Anteil der Leistungserhöhung (nach § 40 (3) EEG 2014 bzw. EEG 2017).

Bis zu einer Bemessungsleistung von 2 MW ist die Vergütung bzw. der anzulegende Wert vom EEG 2012 bis zum EEG 2017 gesunken. Für Bemessungsleistungen  $P_{EEG} > 5$  MW steigen die anzulegenden Werte vom EEG 2012 zum EEG 2014. Zum EEG 2017 sinken die Werte, da sich die anzulegenden Werte des EEG 2017 aus denen des EEG 2014 unter Anwendung der Degression von 0,5 % berechnen.

Wie bereits im EEG 2012 wird in den Folgegesetzen bei der Höhe der Vergütungssätze nicht zwischen Neubau und Modernisierung von Anlagen unterschieden. Die Abgrenzung zwischen Modernisierung und Neubau bleibt aber für Anlagen mit einer installierten Leistung größer 5 MW relevant. Werden diese Anlagen modernisiert bzw. laut Gesetzestext „ertüchtigt“, wird nur die Stromerzeugung, die sich aus der Erhöhung des Leistungsvermögens ergibt, vergütet.

*Tabelle 3.5: Vergütungssätze EEG 2012 und anzulegende Werte für die Förderung der Wasserkraft nach EEG 2014 und EEG 2017*

	Vergütungshöhe [ct/kWh]	anzulegender Wert [ct/kWh]	anzulegender Wert [ct/kWh]
$P_{EEG}$ bis einschließlich	EEG 2012	EEG 2014	EEG 2017
500 kW	12,70	12,52	12,40
2 MW	8,30	8,25	8,17
5 MW	6,30	6,31	6,25
10 MW	5,50	5,54	5,48
20 MW	5,30	5,34	5,29
50 MW	4,20	4,28	4,24
ab 50 MW	3,40	3,50	3,47

*Quelle: EEG 2012 – 2017*

Neben den unterschiedlichen Vergütungssätzen sind auch die Vergütungszeiträume und die Degression in den verschiedenen Gesetzen unterschiedlich geregelt. Für die Erneuerbaren Energien Gesetze ab dem EEG 2012 beträgt die Vergütungsdauer für Neubau und Modernisierung einheitlich 20 Jahre. Die Degression wurde mit dem EEG 2014 von dem bis dahin geltenden Wert von 1 % auf 0,5 % gesenkt (Tabelle 3.6).

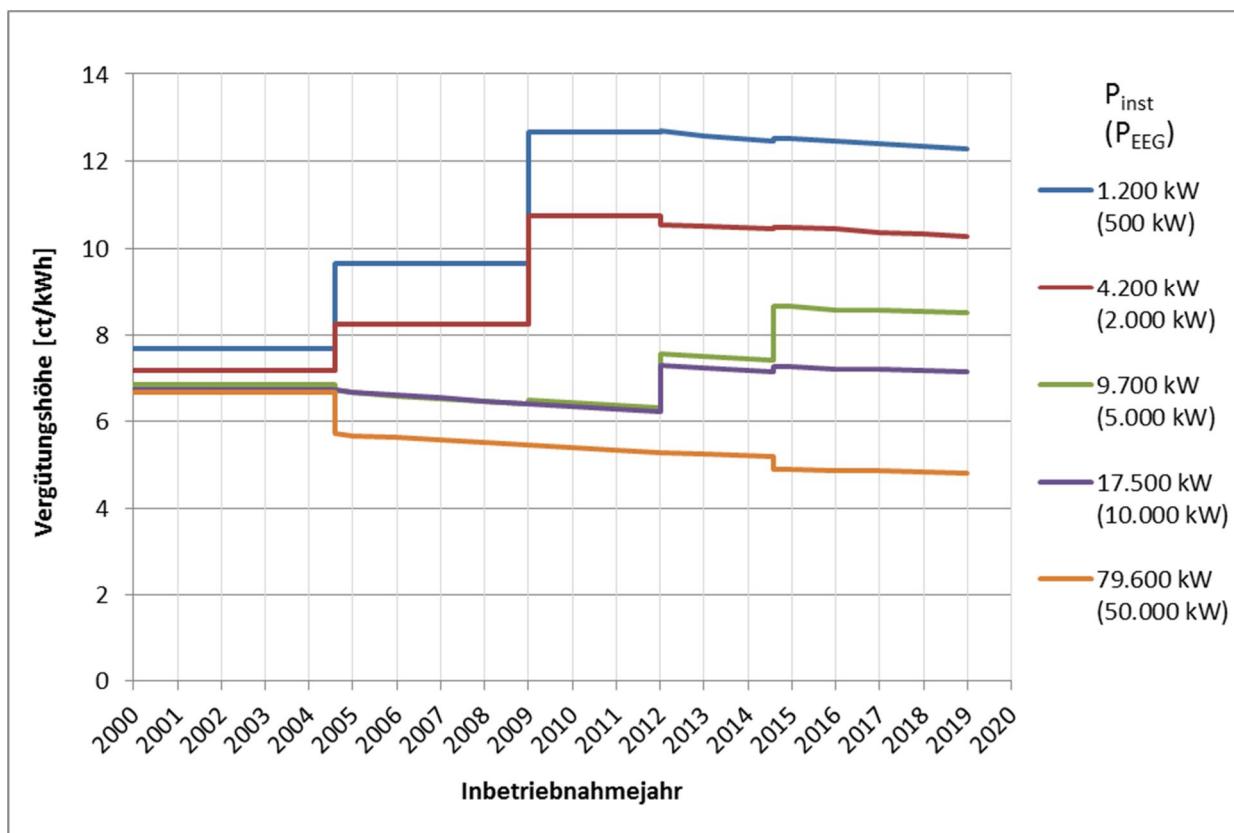
Während die Vergütungsdauer von 20 bzw. 30 Jahren bis zum EEG 2014 ab dem Jahr nach der Inbetriebnahme gerechnet wurde, beginnt mit dem EEG 2017 die Frist mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, außer für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird. Für diese verlängert sich der Zeitraum bis zum 31. Dezember des zwanzigsten Jahres der Zahlung.

Tabelle 3.6: Vergütungsdauer und Degression für Wasserkraftanlagen von EEG 2000 bis EEG 2017

Vergütungsdauer / Degression								
EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014	EEG 2017			
Neuanlagen bis einschließlich $P_{inst} = 5 \text{ MW}$			Neue und modernisierte Anlagen	Neue und ertüchtigte Anlagen				
unbegrenzt	30 Jahre	20 Jahre	20 Jahre 1 % Degression	20 Jahre 0,5 % Degression	20 Jahre 0,5 % Degression			
Modernisierte Anlagen bis einschl. $P_{inst} = 5 \text{ MW}$								
unbegrenzt	30 Jahre	20 Jahre						
Neuanlagen mit $P_{inst} > 5 \text{ MW}$								
unbegrenzt	15 Jahre 1 % Degression	15 Jahre 1 % Degression						
Modernisierte Anlagen mit $P_{inst} > 5 \text{ MW}$								
unbegrenzt	15 Jahre 1 % Degression	20 Jahre 1 % Degression						

Quelle: EEG 2000 – 2017

Zusammenfassend zeigt Abbildung 3.1 für den Neubau von Wasserkraftanlagen verschiedener Leistungsklassen die Entwicklung der Vergütungs- bzw. Förderhöhen. Diese wurden in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres und des zu diesem Zeitpunkt geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes unter Berücksichtigung der Degression dargestellt. Klar erkennbar ist die Anhebung der Vergütungssätze in den Jahren 2004 und 2009 für Anlagen bis zu einer Bemessungsleistung von 2.000 kW. Für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 5.000 bis 10.000 kW erfolgte eine deutliche Anhebung mit dem EEG 2012. Für Anlagen mit einer Bemessungsleistung größer 50.000 kW wurde die Vergütung kontinuierlich abgesenkt. Im Laufe der Gesetzesnovellen erfolgte eine zunehmende Differenzierung der Vergütung in Bezug auf die verschiedenen Leistungsklassen auf Basis der in den Erfahrungsberichten ermittelten Stromgestehungskosten.



Datenquelle: EEG 2000 – EEG 2017; Auswertung: IBFM

Abbildung 3.1: Entwicklung der Vergütungs- bzw. Förderhöhe in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs für verschiedene Leistungen von Wasserkraftanlagen

### 3.4. 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 Begriffsbestimmungen im § 3 haben sich seit dem EEG 2009 inhaltlich nicht geändert. Im EEG 2014 wird als „Anlage“ definiert: „jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas; als Anlagen gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandelt“.

Seit dem Urteil des Bundesgerichtshofs von Oktober 2013 gilt grundsätzlich der weite Anlagenbegriff im EEG, so dass mehrere Stromerzeugungseinheiten eine Anlage bilden. Hier stellt sich die Frage nach den räumlichen Grenzen, z. B. bei einem oder mehreren Ausleitungskraftwerken in einem Kanal, und den betriebswirtschaftlichen Interessen der unterschiedlichen Akteure. Gemäß der Clearingstelle ist die Verklammerungsidee, die bei Biogasanlagen anwendbar ist, jedoch schwierig auf die Wasserkraft übertragbar. Befinden sich z. B. in einem Mühlgraben mehrere Wasserkraftanlagen, so sollen diese im Sinne der Vergütung nicht als eine Anlage betrachtet werden. Es gibt auch Anlagen, die an verschiedenen Seiten eines Wehres positioniert sind und die historisch als zwei Anlagen betrachtet und vergütet werden.

Die Problematik des Anlagenbegriffs zeigt sich zum einen in der Auswertung der EEG-Daten, bei der Anlagen mit eigenem EEG-Schlüssel als eine Anlage gezählt werden, auch wenn sie über die gleiche Adresse verfügen. Tabelle 4.1 zeigt, dass in den untersuchten EEG-Daten bis zu sechs Nennungen

mit gleicher Adresse auftreten. Am häufigsten gibt es zwei unterschiedliche Anlagenschlüssel mit der gleichen Adresse. Netzbetreiber äußern die Problematik, dass einige Anlagen großer Leistung über mehrere Anlagenschlüssel verfügen und somit z. B. als zwei oder mehrere Anlagen in eine geringere Leistungsklasse mit höheren Vergütungssätzen fallen. Im Zuge des Bestandsschutzes gilt weiterhin für jede Anlage der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme bzw. Modernisierung geltende Anlagenbegriff.

## 4. Methodik und Teilnahme an der Datenerhebung

Die Basis der Untersuchungen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden Datenquellen, die regelmäßig veröffentlicht werden. Darüber hinaus wurden im Rahmen des Vorhabens weiterführende Informationen in Interviews und Umfragen bei Behörden und Betreibern erhoben.

### 4.1. Datenquellen

Daten zu Wasserkraftanlagen werden regelmäßig aufgrund unterschiedlicher Gesetzesgrundlagen und Interessen zusammengestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Motivation für die Erhebung der Daten kommt es zu Datenbeständen, in denen es Überschneidungen, aber auch abweichende Inhalte gibt.

Der Bestand der Wasserkraftanlagen in Deutschland wird in verschiedenen Statistiken und Auswertungen erfasst.

Für die vorliegende Untersuchung wurden unter Nutzung der folgenden Quellen aktuell veröffentlichte Daten und solche aus den vorangegangenen Jahren ausgewertet:

- Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat)
- Daten aus dem Anlagenregister der BNetzA
- EEG-Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Daten zur Direktvermarktung der BNetzA
- Daten aus der Kraftwerksliste der BNetzA
- Daten des statistischen Bundesamtes.

Während z. B. die Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) eine Gesamtschau aller Wasserkraftanlagen in Deutschland darstellen, veröffentlicht das statistische Bundesamt Daten zu Anlagen der Leistung  $\geq 1$  MW. Die EEG-Daten der Bundesnetzagentur werden nur zu den Wasserkraftanlagen erfasst und plausibilisiert, die eine Förderung nach EEG erhalten/erhielten. Darüber hinaus veröffentlicht die Bundesnetzagentur in der Kraftwerksliste alle Bestandskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW. Für Anlagen der Leistung  $< 10$  MW wird die Leistung summarisch für die einzelnen Energieträger aufgeführt.

#### 4.1.1. Anlagenregister

Seit dem 01.08.2014 führt die Bundesnetzagentur ein Anlagenregister. Nach der Anlagenregisterverordnung (AnLRegV) sind die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet, ab dem 1. August 2014 neu in Betrieb genommene Anlagen zu melden. Dies betrifft auch Anlagen, die keine Förderung nach EEG erhalten. Neben Neuanlagen müssen Bestandsanlagen dann gemeldet werden, wenn bestimmte meldepflichtige Ereignisse

eintreten. Dies kann eine Ertüchtigungsmaßnahme, eine Änderung der installierten Leistung oder eine Stilllegung sein.

Die Meldungen müssen drei Wochen nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Ansonsten kann es bei förderfähigen Anlagen zu finanziellen Einbußen bei der EEG-Förderung kommen. Solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht übermittelt haben (§ 93), wird der anzulegende Wert nach § 25 Absatz (1) EEG 2014 auf null gesetzt. Die verringerten Vergütungsansprüche werden in den Jahresendabrechnungen als eigene Vergütungskategorie vermerkt.

Nach § 6 (EEG 2014 und EEG 2017) müssen Anlagenbetreiber insbesondere folgende Daten übermitteln:

- Angaben zur Person und ihrer Kontaktdaten
- Standort der Anlage
- Energieträger
- Installierte Leistung
- Angabe, ob eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen werden soll.

Differenziert nach Energieträgern sind darüber hinaus energiespezifische Daten zu übermitteln. Das Register ist in verschiedene Datengruppen unterteilt, von denen folgende für die Wasserkraft relevant sind:

- Angaben zur Meldung
- Daten des Anlagenbetreibers
- Spezifische Angaben zur Registrierung
- Stammdaten der Anlage
- Zusätzliche Angaben bei Wasserkraftanlagen
- Bemerkungen

Eine Auflistung der Attribute zu den Gruppen befindet sich in BNetzA (2017).

Das Anlagenregister wird in 2018 in das Marktstammdatenregister überführt.

Bei den folgenden Auswertungen wurden die Daten des Anlagenregisters betrachtet, die Ende Januar 2018 veröffentlicht worden sind (Veröffentlichung der Registerdaten 08/2014 bis 01/2018, als Quelle wird Stand 01/2018 angegeben). Es wird davon ausgegangen, dass damit alle Meldungen des Jahres 2017 berücksichtigt werden.

#### 4.1.2. Marktstammdatenregister (MaStR)

Das Marktstammdatenregister wurde durch die Marktstammdatenregisterverordnung vom 1. Juli 2017 eingeführt. Die Einführung des MaStR wird durch die Bundesnetzagentur vorbereitet und begleitet. Nach einer Information der BNetzA vom 05.02.2018 wird das Webportal des Marktstammdatenregisters ab dem 4. Dezember 2018 zur Verfügung stehen. Weitere Informationen zur Einführung des MaStR werden auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht ([www.bnetza.de/mastr](http://www.bnetza.de/mastr)). Das MaStR-Webportal wird über [www.marktstammdatenregister.de](http://www.marktstammdatenregister.de) erreichbar sein. Bis das online-gestützte Register genutzt werden kann, werden Erzeugungsanlagen weiterhin im Anlagenregister erfasst.

Im MaStR werden sogenannte Stammdaten zu möglichst allen in der Bundesrepublik bestehenden konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Strom- und Gasmarkt einschließlich aller Speicheranlagen (also auch Pumpspeicher) geführt. Es werden Daten zu den Anlagen und den Anlagenbetreibern zusammengestellt, wobei nur die Daten der Anlagen veröffentlicht werden. Die Daten der Anlagenbetreiber werden nur für den jeweiligen Netzbetreiber einsehbar sein. Die Richtigkeit und Vollständigkeit der Daten liegt in der Verantwortung des Dateninhabers, der über einen Internet basierten Zugriff seine Daten eingeben und ändern kann.

Als wesentliche Daten werden für die Wasserkraft u. a. erfasst:

- Lage, Verortung
- Inbetriebnahme, Stilllegung
- Daten zur Genehmigung (u. a. Aktenzeichen, Wasserrechtsnummer, Fristen)
- Technische Stammdaten (Leistung, Anlagen-, Turbinenart, Existenz ökologischer Maßnahmen, Betrieb, Ertüchtigungsmaßnahme, Erhöhung des Leistungsvermögens, EEG Anlagenschlüssel...)

Daten zur jährlichen Stromerzeugung werden nicht aufgenommen.

Neben den Erzeugungsanlagen werden Stromverbraucher erfasst, die an Höchst- oder Hochspannungsebenen angeschlossen sind, wobei keine Einzelverbrauchsanlagen erfasst werden.

Aktuelle Informationen zum MaStR können auf der Internetseite der BNetzA abgerufen werden ([https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR_node.html)).

## 4.2. Auswertung der EEG-Daten

Die Bundesnetzagentur führt jährlich bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Bundesgebiet eine elektronische Datenabfrage für die EEG-Jahresendabrechnungen durch. Die Auswertung für den EEG-Erfahrungsbericht basiert auf diesen Daten, die von der Bundesnetzagentur vor der Weitergabe auf Vollständigkeit und Aktualität überprüft werden. Dabei werden Angaben zu den Wasserkraftanlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, von der BNetzA in zwei getrennten Tabellen veröffentlicht, die die sogenannten Stammdaten bzw. die Bewegungsdaten beinhalten. Die Stammdatentabelle enthält einen Anlagenschlüssel, Angaben zum Anlagenstandort (Adresse und Bundesland) und zur installierten Leistung, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Außerbetriebnahme, dem Energieträger, der Einspeisespannungsebene, sowie den Namen und die Betriebsnummer des Netzbetreibers. Dabei wird in den Stammdaten die Gesamtleistung der Anlage inklusive eines möglichen Zuwachses gelistet.

Die Bewegungsdaten beinhalten den Anlagenschlüssel, Angaben zur Vergütungskategorie, Jahresarbeit der EEG-Einspeisung, die tatsächlich an den EEG-Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung, Name und Betriebsnummer des Netzbetreibers sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Zur Auswertung im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Stammdaten und die Bewegungsdaten einer Anlage über den Anlagenschlüssel verknüpft. Einem Stammdaten-Datensatz können mehrere Datensätze aus den Bewegungsdaten zugeordnet werden, die sich jeweils in der Vergütungskategorie unterscheiden. Aus den Vergütungskategorien kann die Art der

Vergütung abgelesen werden (Vergütung, vermiedene Netzentgelte (vNNE), Direktvermarktung, Sanktionen). Die Vergütungskategorie enthält ebenfalls ein Kürzel für den Energieträger, z. B. Wa für Wasserkraft.

Bei der Auswertung der Anlagenleistungen in den EEG-Daten ist zu beachten, dass in den Stammdaten nur die Leistung bzw. der Leistungsanteil der Anlage aufgeführt ist, der nach EEG gefördert wird.

Für die Zuordnung der Vergütungskategorien gelten folgende Grundsätze (BNetzA 2017c):

- Eine Anlage fällt in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung in verschiedene Vergütungskategorien.
- Da die Bemessungsleistung jedes Jahr neu errechnet wird, kann sich die Aufteilung der insgesamt erzeugten Wirkarbeit der EEG-Anlage auf die einzelnen Vergütungskategorien und damit die durchschnittliche Vergütung jährlich verändern.
- Die Vergütungskategorien ändern sich bei der Modernisierung der Wasserkraftanlage und beim Wechsel in die Direktvermarktung.

### Anlagenanzahl

Grundsätzlich sollte jeder Wasserkraftanlage, die eine Vergütung nach EEG erhält, ein eindeutiger Anlagenschlüssel zugeordnet werden, so dass die Zahl der Wasserkraftanlagen der Zahl der Stammdatensätze entspricht. Allerdings kommt es auch vor, dass historisch bedingt die Maschinensätze von Anlagen großer Leistung durch eigene Anlagenschlüssel und Stammdatensätze repräsentiert werden. Erfolgt an einem bestehenden Standort der Zubau einer Anlage (z. B. Dotierturbine), erhält diese in der Regel einen eigenen Anlagenschlüssel und wird als eigene Anlage geführt. Es gibt also Standorte, an denen die Gesamtanlage durch mehrere Anlagenschlüssel repräsentiert wird. Hier zeigt sich die Problematik des Anlagenbegriffs.

### Beispiel

Für einen Standort gibt es in den Stammdaten bei gleicher Adresse und gleichem Betreiber drei unterschiedliche Datensätze mit unterschiedlichen Anlagenschlüsseln. Die erste Inbetriebnahme erfolgte 2005 mit einer installierten Leistung von 30 kW, eine weitere in 2007 mit einer installierten Leistung von 240 kW und schließlich eine dritte in 2013 mit einer installierten Leistung von 805 kW. Auch die Spannungsebenen unterscheiden sich in den drei Stammdatensätzen. Zwei Anlagenschlüssel unterscheiden sich nur in der letzten Ziffer, was bedeutet, dass es hier hinter einem Zählpunkt mehrere Anlagen, in diesem Falle also zwei, gibt. Der dritte Anlagenschlüssel enthält eine Nummernfolge, die sich von den beiden anderen in den Ziffern unterscheidet, die der Netzbetreiber individuell für die alphanumerische Bezeichnung einer Anlage vergeben kann. Das Beispiel zeigt, dass nicht immer eindeutig geklärt werden kann, um wie viele Anlagen es sich handelt.

Um Aussagen über die Häufigkeit von Mehrfachnennungen von Standorte zu erhalten, erfolgte eine Auswertung der entsprechenden Adressdaten. Das Ergebnis zeigt, dass in den EEG-Stammdaten des Jahres 2016 die Mehrzahl der Datensätze, nämlich 6.607 über eine einzige Adressangabe verfügt (Tabelle 4.1). Maximal kommen sechs Mehrfachnennungen einer Adresse vor. Geht man davon aus, dass die Mehrfachnennungen zu jeweils einer Anlage gehören, sind mindestens 6.843

Wasserkraftanlagen in den EEG-Daten vertreten. Werden die Mehrfachnennungen als eigene Anlagen betrachtet, ergeben sich 7.137 Anlagen (Tabelle 5.5).

*Tabelle 4.1: Zahl von Mehrfachnennungen von Adressen und Häufigkeit innerhalb der Stammdaten*

Zahl der Datensätze mit gleicher Adresse	Häufigkeit einer Adresse
6.607	1
196	2
27	3
9	4
3	5
1	6
Summe: 6.843	

*Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec*

Die Zuordnung der Mehrfachnennungen zu Einzelanlagen ist erst nach Klärung des Anlagenbegriffs und nur mit einer tiefergehenden Recherche bei den mehrfach genannten Anlagen möglich. Daher und weil in den meisten Fällen jedem Stammdatensatz ein entsprechender Anlagenschlüssel zugewiesen werden kann, wird im Folgenden die Zahl dieser Datensätze mit der Anzahl der Wasserkraftanlagen gleichgesetzt.

### 4.3. Umfragen und Beteiligung

Nicht alle Fragestellungen sind mit Hilfe veröffentlichter Daten zu beantworten. Daher erfolgten Umfragen und vereinzelt Interviews bei Netzbetreibern sowie bei Betreibern von Wasserkraftanlagen. Den Teilnehmenden der Umfragen wurde zugesichert, dass die Auswertungen anonymisiert erfolgen. Da die Teilnehmer nicht repräsentativ ausgesucht wurden, sind auch die Ergebnisse der Befragungen nicht verallgemeinerbar. Trotzdem kann so ein in der Praxis vorhandenes Spektrum an Tendenzen und Einschätzungen ermittelt werden.

#### 4.3.1. Netzbetreiber

Im Rahmen einer Umfrage unter den Verteilnetzbetreibern wurden die technischen Eigenschaften von Wasserkraftanlagen in Deutschland differenziert nach Laufwasser-, Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erhoben. Von den 433 Netzbetreibern, die im Jahr 2015 Wasserkraftanlagen in ihrem Versorgungsgebiet hatten, wurden diejenigen ausgewählt, in deren Gebiet mehr als fünf Wasserkraftanlagen oder eine Gesamtleistung > 1 MW in Betrieb war. Nach dieser Auswahl wurde ein eigens entwickelter Fragebogen an insgesamt 145 Verteilnetzbetreiber versendet (Anhang Kapitel 1.1).

26 Netzbetreiber beantworteten die Fragen. Durch diese Antworten konnten ca. 790 MW oder mehr als 50 % der angefragten Wasserkraftleistung abgedeckt werden.

Zusätzlich erfolgte eine telefonische Befragung der Übertragungsnetzbetreiber.

**Tabelle 4.2:** Zahl der befragten Netzbetreiber und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zur installierten Leistung der Wasserkraftanlagen im Versorgungsgebiet

	Anzahl	Leistung
Anfragen an Netzbetreiber (P > 1 MW oder mehr als 5 WKA)	145	1.498 MW
Rückmeldungen	26	790 MW

Quelle: Umfrage Netzbetreiber

### 4.3.2. Wasserkraftanlagenbetreiber (Anlagenregister)

Im Zuge der Bearbeitung des Erfahrungsberichtes wurden im Januar/Februar 2017 die Betreiber befragt, deren Anlagen im Anlagenregister der Bundesnetzagentur zum Stichtag 19.01.2017 gemeldet waren. Nach Anlagenregisterverordnung wurden die registrierten Anlagen entweder nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen oder nach § 40 (2) EEG 2014 ertüchtigt. Es wurden 664 Betreiber um eine Teilnahme an der Umfrage gebeten. Durch die Wahl des Stichtages konnten weitgehend alle Meldungen aus dem Jahr 2016 berücksichtigt werden.

Zur Durchführung der Umfrage wurde eine Postkarte entwickelt (Anhang Kapitel 1.2), die Antworten zu verschiedenen Themen ermöglichte. Neben Fragen zu den bereits durchgeföhrten und den eventuell noch ausstehenden technischen Modernisierungen, wurden die durchgeföhrten ökologischen Maßnahmen erfasst. Die abgefragten Investitions- und Betriebskosten werden innerhalb des Erfahrungsberichtes zur Berechnung mittlerer Stromgestehungskosten genutzt. Darüber hinaus sollte aus den Daten ermittelt werden, ob für bestimmte Anlagen bzw. Maßnahmen in Zukunft die Bereitstellung zusätzlicher Mittel wie z. B. Fördergelder der Bundesländer sinnvoll wären. Schließlich wurden die Vermarktungsform und Anmerkungen der Betreiber erhoben.

Die Bundesnetzagentur, die über die Adressen der Betreiber verfügt, unterstützte die Befragung durch den Versand der Postkarten. Darüber hinaus erfolgten Veröffentlichungen zur Umfrage und der Abdruck der Befragungskarte in den Fachzeitschriften „Wassertriebwirk“ (Verbandsorgan des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke der Bundesländer), Ausgabe 01/2017 und der Zeitschrift „Wasserwirtschaft“, Ausgabe 01/2017. Des Weiteren wurden Wasserkraftverbände mit der Bitte um Unterstützung der Befragungsaktion angeschrieben. Die Ergebnisse der Umfrage wurden thematisch den jeweiligen Kapiteln zugeordnet.

Etwa 35 % der Befragten sendeten die Postkarten zurück, was einem Leistungsanteil von 34 % entspricht.

**Tabelle 4.3:** Zahl der befragten Betreiber von Wasserkraftanlagen aus dem Anlagenregister und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zu installierter Leistung und Jahresarbeit

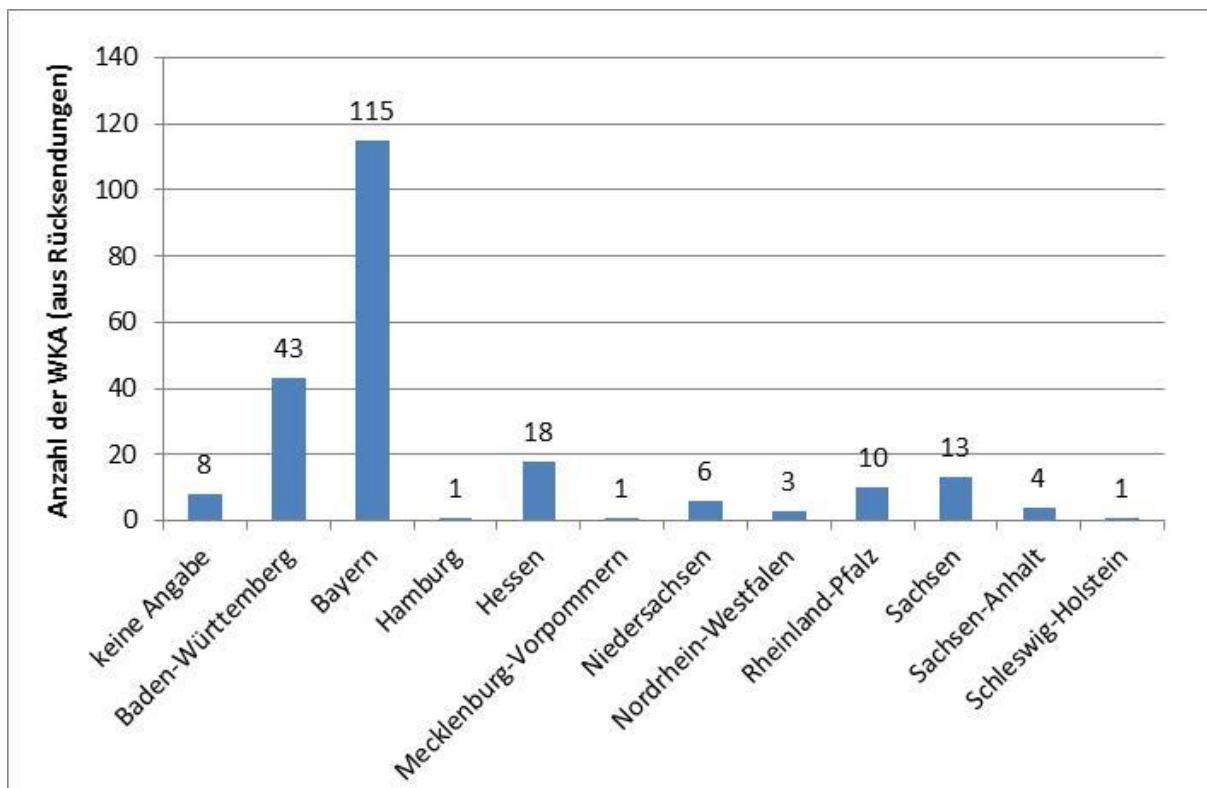
	Anzahl	Leistungssumme	Jahresarbeit
Anfragen an WKA Betreiber (P < 1 MW)	664	140 MW	-
Rückmeldungen	232	47,4 MW	176 GWh

Quelle: Betreiberumfrage P < 1 MW

Die meisten Rücksendungen kamen aus Bayern und Baden-Württemberg (Abbildung 4.1), wo zusammen etwa 63 % der installierten Leistung der deutschen Wasserkraftanlagen zu finden sind. Die Verteilung der Rückmeldungen auf die verschiedenen Leistungsklassen zeigt Abbildung 4.2. Die

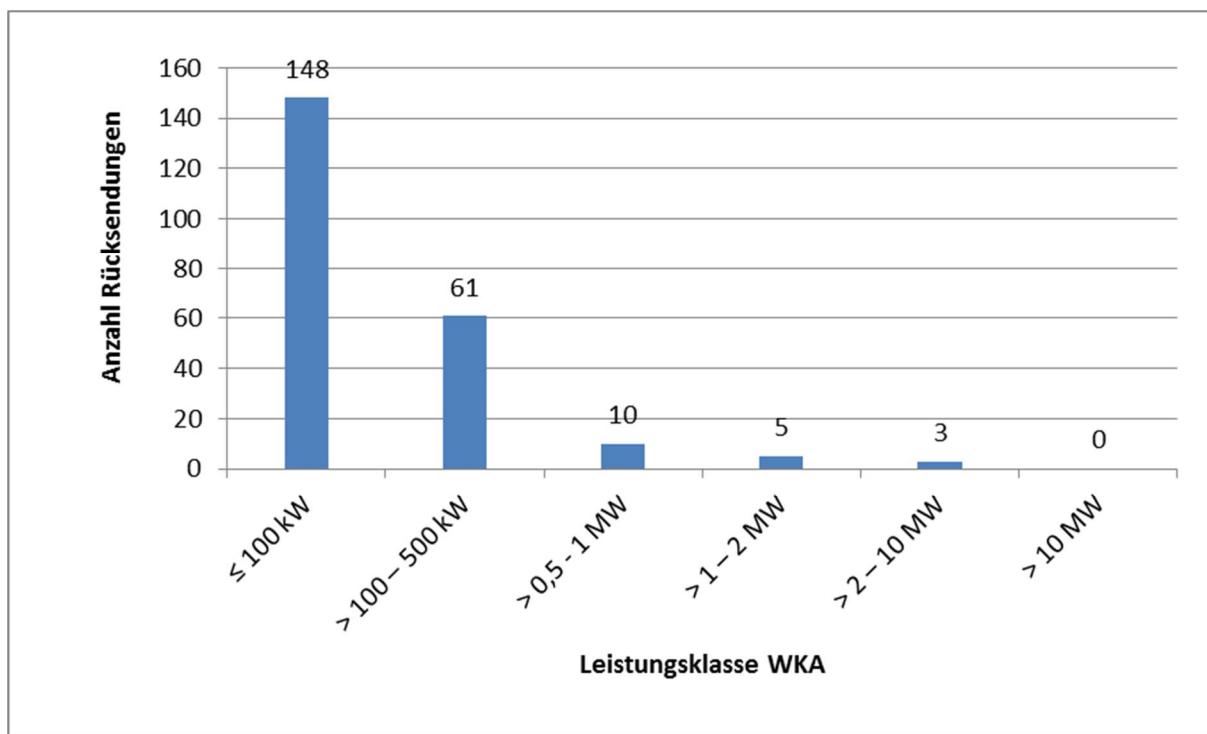
meisten Rückmeldungen beziehen sich auf die Klasse  $\leq 100$  kW (148 oder 64 %) und 26 % auf die Leistungsklasse von  $> 100 – 500$  kW. Bei den höheren Leistungsklassen erfolgten 10 Rückmeldungen für eine installierte Leistung zwischen 500 und 1.000 kW.

Obwohl Anlagen der Leistung größer 1 MW nicht per Postkarte angeschrieben wurden, wurden für diesen Leistungsbereich insgesamt acht Postkarten ausgefüllt und zurück gesendet. Die Angaben sind in den entsprechenden Auswertungen berücksichtigt. Zur Abgrenzung der beiden Umfragetypen (Postkarte und Individualanfrage Betreiber, s. Kapitel 4.3.3) werden innerhalb des vorliegenden Berichtes die Auswertungen mit Hilfe der Leistungsgrenzen  $< 1$  MW und  $\geq 1$  MW benannt, da im Wesentlichen diese Leistungsbereiche repräsentiert werden.



Quelle: Betreiberumfrage  $P < 1$  MW

Abbildung 4.1: Anzahl Rücksendungen aus der Betreiberumfrage für  $P < 1$  MW nach Bundesländern



Quelle: Betreiberumfrage  $P < 1 \text{ MW}$

Abbildung 4.2: Anzahl Rücksendungen aus der Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$  nach Leistungsklasse

#### 4.3.3. Wasserkraftanlagenbetreiber ( $P \geq 1 \text{ MW}$ )

Bei Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$  fand auf der Basis des bei der Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH vorhandenen Datenbestandes im Frühjahr 2017 eine Befragung der Betreiber von 279 Wasserkraftanlagen entsprechend einer Gesamtleistung von etwa 3,2 GW statt. Neben Fragen zur Vermarktung des Stromes und der Fernabschaltung wurde ermittelt, welche aktuellen Planungen, Genehmigungen und Maßnahmen zur Modernisierung und Kapazitätserweiterung geplant, in Realisierung oder in jüngster Zeit umgesetzt wurden. Der Gesprächsleitfaden zur Datenerhebung befindet sich im Anhang Kapitel 1.3.

Für rund 58 % der Anlagen erfolgte eine Rückmeldung der Betreiber. Darunter befindet sich ein Pumpspeicherwerk. Mit einem Leistungsanteil von 77 % repräsentieren die Ergebnisse einen großen Teil des Anlagenbestandes.

Innerhalb der Rückmeldungen wurden zu zwei Anlagen der Leistung 400 und 700 kW Angaben gemacht. Die entsprechenden Informationen wurden in der Auswertung für die Anlagen mit  $P < 1 \text{ MW}$  mit berücksichtigt (Kapitel 4.3.2).

Tabelle 4.4: Zahl der befragten Betreiber von Wasserkraftanlagen der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$  und Informationen zu Rückmeldungen mit Angaben zu installierter Leistung und Jahresarbeit

	Anzahl	Installierte Leistung	Jahresarbeit
Anfragen an WKA Betreiber ( $P \geq 1 \text{ MW}$ )	279	3.215 MW	-
Rückmeldungen	163	2.462 MW	13.274 GWh

Quelle: Betreiberumfrage  $P \geq 1 \text{ MW}$

Die Rückmeldungen betreffen 149 Laufwasserkraftanlagen und neun Speicherkraftanlagen. Zu fünf Anlagen gab es keine entsprechenden Angaben. Tabelle 10.1 zeigt für die Laufwasserkraftanlagen die Aufteilung der installierten Leistung auf die verschiedenen Leistungsklassen. Ihre Gesamtleistung beträgt 2,3 GW bei einer mittleren Jahresarbeit von etwa 13 TWh.

Die Leistungsklassen der Speicherwasserkraftanlagen sind in Kapitel 10.1 dargestellt.

*Tabelle 4.5: Verteilung von Anzahl, Leistung und Jahresarbeit von Laufwasserkraftwerken aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$  auf Leistungsklassen*

	Anzahl	Leistung [MW]	mittlere Jahresarbeit [GWh]
> 1 - 2 MW	29	39	185
> 2 - 5 MW	48	174	924
> 5 - 10 MW	26	202	1.017
> 10 - 20 MW	20	293	1.433
> 20 - 50 MW	13	434	2.363
> 50 MW	13	1.171	7.140
Summe	149	2.313	13.062

*Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung IBFM*

#### 4.3.4. Wasserkraftanlagenbetreiber (neue bzw. reaktivierte Anlagen)

Da bei der Befragung der Betreiber von Wasserkraftanlagen nur wenige Angaben zu neu gebauten Anlagen evaluiert werden konnten, wurden die Betreiber, deren Anlagen im Anlagenregister der Bundesnetzagentur zum Stichtag 30.09.2017 mit Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014 gemeldet waren, erneut befragt. An 120 Betreiber wurden Fragebögen zur Erfassung der Investitionen versendet (Anhang Kapitel 1.4). 29 ausgefüllte Fragebögen wurden von den Betreibern zurückgesendet, entsprechend einem Anteil von 24 %.

### 4.4. Interviews und Gespräche

Um weitere Informationen zu sammeln fanden Fachgespräche mit verschiedenen Institutionen und Unternehmen statt.

- Bundesnetzagentur (BNetzA), Bonn zum Thema „Kraftwerksliste, Anlagen- und Marktstammdatenregister“
- EEG-Clearingstelle, Berlin zu Schlichtungsfragen im Bereich der Wasserkraft
- Statkraft, Innogy, SÜWAG (Betreiber von Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW)
- Westnetz GmbH zum Thema Nachweis technischer Modernisierung von Wasserkraftanlagen
- Bundesverband Erneuerbare Energien, Berlin zu Hemmnissen und Empfehlungen von Betreiberseite
- Süwag Grüne Energien und Wasser GmbH, Besichtigung, Gespräch WKA Lahnstein
- Innogy SE, Besichtigung, Gespräch WKA Niederfell

Darüber hinaus wurde ein Workshop zum Thema „Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Wo stehen wir? Was ist geplant?“ organisiert und durchgeführt. An diesem nahmen ca. 50 VertreterInnen von Behörden, Verbänden sowie Wasserkraftanlagenbetreiber teil.

Telefoninterviews wurden geführt mit

- Betreibern von WKA  $\geq 1$  MW
- Verteilnetz-, Übertragungsnetzbetreibern
- Direktvermarktern
- Turbinenherstellern
- Planungsbüros
- Verwaltungsstellen in Bayern und Baden-Württemberg
- Wasserkraftverbänden
- Bundesamt für Energie, Schweiz
- Übertragungsnetzbetreibern.

## 5. Stand der Markteinführung und Marktentwicklung

Die Auswertung bestehender Daten zur Wasserkraftnutzung stellt die Grundlage für die Empfehlungen zur Novellierung des EEG dar. Neben dem Anlagenbestand und der Stromerzeugung aus Wasserkraft wird in diesem Kapitel die Vermarktung der Wasserkraft dargestellt.

### 5.1. Entwicklung des Anlagenbestands

#### 5.1.1. Auswertung des Anlagenregisters der BNetzA für die Jahre 2014 bis 2017

Das Anlagenregister stellt aufgrund der Meldepflicht für die Anlagenbetreiber die Datengrundlage für die Entwicklung der Wasserkraftanlagen ab dem 1. August 2014, also im Gültigkeitszeitraum des EEG 2014 und des EEG 2017, dar. Entsprechende Auswertungen der EEG-Daten, die zum Zeitpunkt der Berichtserstellung für die Jahre 2014 bis 2016 ausgewertet wurden, führen zu vergleichbaren Aussagen (Anhang Kapitel 2.1).

##### 5.1.1.1. Neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen

In das Anlagenregister (Veröffentlichung 01/2018) wurden zwischen 1. August 2014 und 31. Dezember 2017 141 Anlagen mit dem Meldegrund „Inbetriebnahme“ und einer installierte Leistung von 12,6 MW aufgenommen (Tabelle 5.1). Dass es sich hierbei nicht nur um neue, sondern zu einem großen Teil auch um reaktivierte Wasserkraftstandorte handelt, zeigt z. B. eine Recherche im Querbauwerkeinformationssystem (QUIS) des Landes Rheinland-Pfalz. Hier werden neben den in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen auch solche Anlagen geführt, die außer Betrieb sind. Einige dieser Anlagen wurden in 2016 mit dem Meldegrund „Inbetriebnahme“ an das Anlagenregister gemeldet. Allerdings werden auch reaktivierte Anlagen im Anlagenregister mit dem Meldegrund „Ertüchtigung“ gelistet, wie das Beispiel zweier weiterer reaktivierter Anlagen in Rheinland-Pfalz zeigt. Aufgrund der relativ eindeutigen Erläuterung zum Ausfüllen der Meldedaten wird im Weiteren jedoch davon ausgegangen, dass es sich beim Meldegrund „Inbetriebnahme“ überwiegend um neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen handelt.

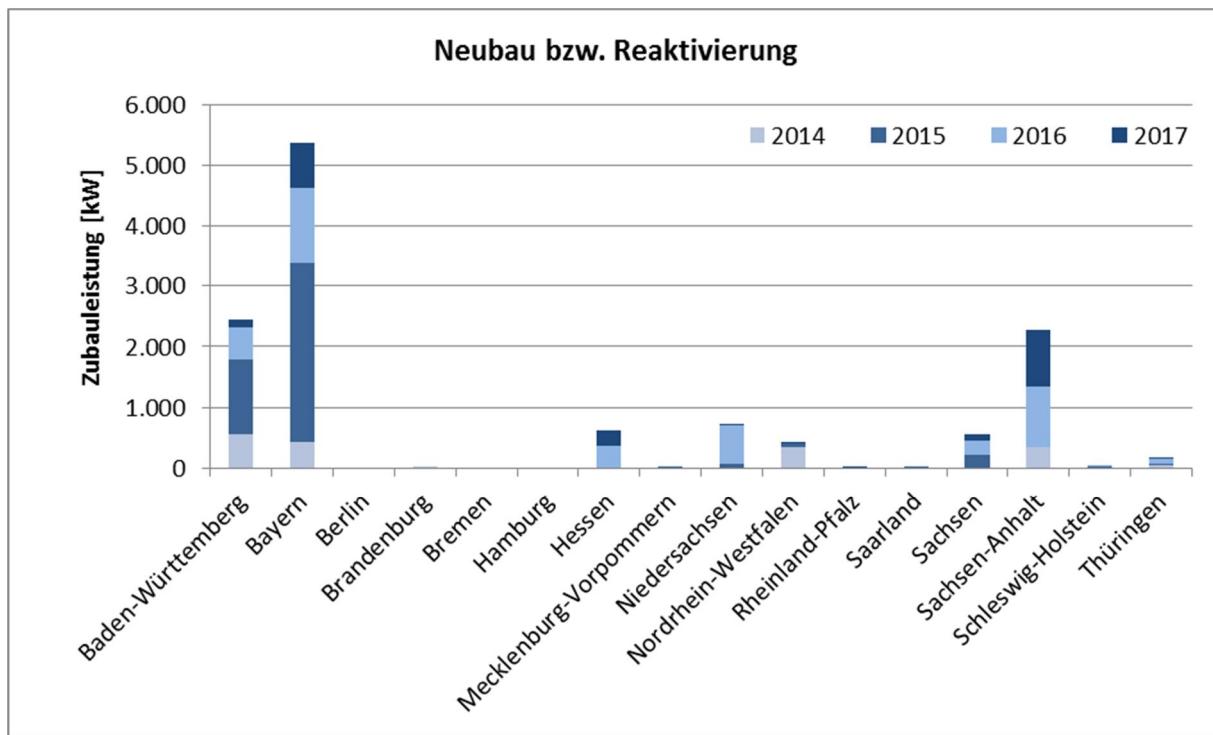
Wertet man im Anlagenregister zusätzlich zum Meldegrund „Inbetriebnahme“ das Datum „Tatsächliche Inbetriebnahme“ aus, erhält man in etwa die jährlichen Ausbauzahlen. So wurden in den Jahren 2015 und 2016 insgesamt 90 Wasserkraftanlagen mit 8,7 MW neu in Betrieb genommen (Tabelle 5.1). Zu beachten ist, dass die Meldungen in 2014 erst ab 01.08.2014 erfolgt sind. Im Jahr 2017 zeigt sich deutlich ein Rückgang in den Ausbauzahlen. Dies kann in der Degression der Vergütung im EEG 2017 begründet sein, oder in der Tatsache, dass die lukrativen Standorte bereits in den Jahren 2015 und 2016 ausgebaut wurden.

Abbildung 5.1 zeigt, dass sich im Zeitraum von 2015 – 2017 fast der gesamte Zubau auf die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern verteilt. Im Jahr 2016 wird der Zubau in geringen Anteilen durch die Bundesländer Hessen, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt ergänzt.

*Tabelle 5.1: Zubau an neuen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen und ertüchtigten Wasserkraftanlagen differenziert nach Inbetriebnahme- bzw. Meldedatum gemäß Anlagenregister (Stand 01/2018)*

Auswerteparameter	Erläuterung	Zeitraum	Anzahl Anlagen	Leistung Bestand [MW]	Zusätzliche Leistung [MW]
Meldegrund „Inbetriebnahme“ und Datum „Tatsächliche Inbetriebnahme“	Neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen	01.08.2014 – 31.12.2014	23	-	1,73
		2015	43	-	4,58
		2016	47	-	4,11
		2017	28	-	2,19
		Summe	141	-	12,61
Meldegrund „Ertüchtigung Wasserkraftanlage“ und Meldedatum	Zubau an bestehenden Wasserkraftanlagen	01.08.2014 – 31.12.2014	25	3,20*	1,20*
		2015	274	52,00*	6,18*
		2016	356	88,00*	10,38*
		2017	220	55,32*	5,31*
		Summe	875	198,52	23,07
	Gesamt		1.016	198,52	35,68

\* errechnet aus prozentualer Leistungserhöhung  
Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM



Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

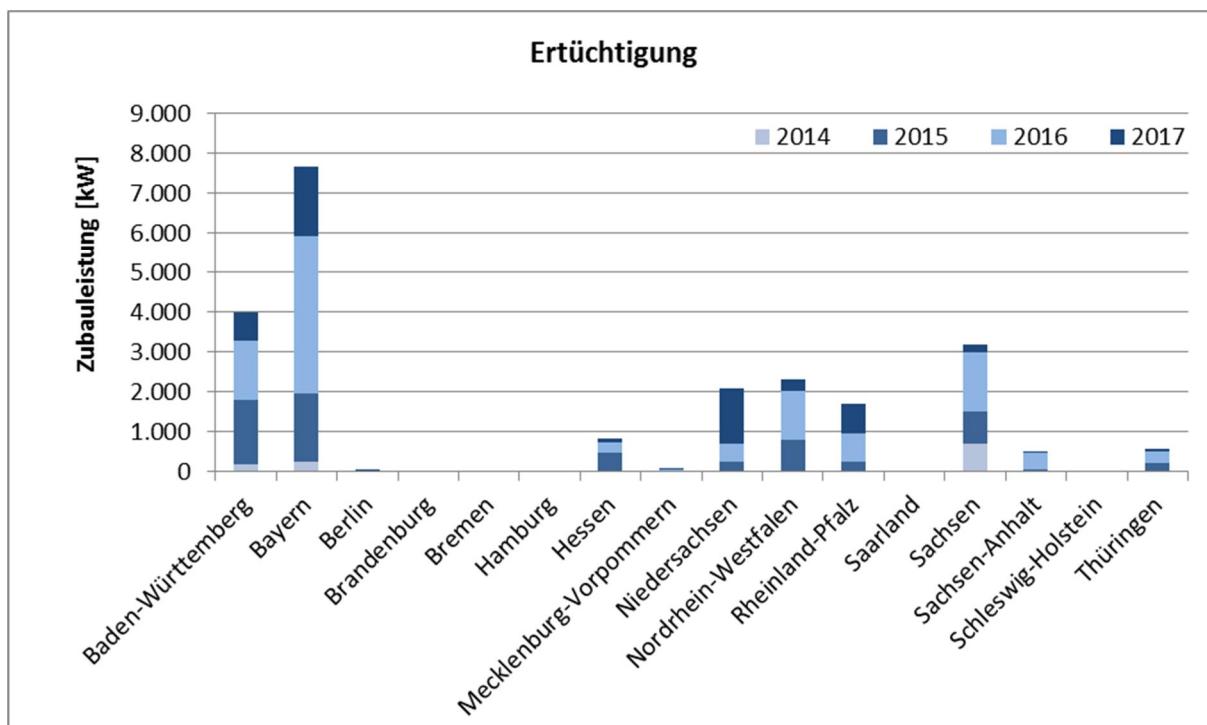
Abbildung 5.1: Zubauleistung an neuen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2014 (August bis Dezember) und 2015, 2016 und 2017 nach Bundesländern gemäß Anlagenregister

### 5.1.1.2. Ertüchtigte Wasserkraftanlagen

Bis einschließlich Dezember 2017 wurden im Anlagenregister 875 Anlagen unter dem Meldegrund „Ertüchtigung Wasserkraftanlage“ (Tabelle 5.1) gemeldet. Da für diese Anlagen nur die Angaben der installierten Leistung nach der Leistungsänderung vollständig waren nicht aber die Angaben zur Leistungserhöhung und zur installierten Leistung vor der Maßnahme, wurden die Leistung vor der Ertüchtigung und die Steigerung der Leistung aus der Angabe „Höhe der Leistungssteigerung in Prozent“ errechnet, die in 98 % der Fälle vorlag. Die so errechnete Leistungserhöhung beträgt bei einer installierten Leistung im Bestand von ca. 200 MW mit insgesamt 23 MW mehr als 10 % der Ausgangsleistung. Durch die Betreiberumfrage wird bestätigt, dass in den meisten Fällen eine Leistungssteigerung größer 10 % realisiert wurde (Abbildung 8.1).

Die Jahresauswertung der ertüchtigten Anlagen erfolgte nach dem Meldedatum, da das Datum der Ertüchtigung nur für 87 % der Anlagen eingetragen war. Im Jahr 2015 wurden 274 Einträge mit dem Meldegrund „Ertüchtigung Wasserkraft“ mit einer errechneten Leistungserhöhung von insgesamt 6,2 MW vorgenommen (Tabelle 5.1). 2016 waren es 356 Meldungen mit einer Leistungserhöhung von 10,4 MW und im Jahr 2017 wurden 220 Anlagen mit einer errechneten Leistungserhöhung von 5,3 MW gemeldet.

Die Verteilung des Zubaus der Ertüchtigung auf die Bundesländer ist in Abbildung 5.2 zu sehen. Man erkennt, dass der größte Zubau in den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen und Sachsen erfolgte. In den Bundesländern Bremen, Saarland und Schleswig-Holstein wurden von 2015 bis Dezember 2017 keine Ertüchtigungsmaßnahmen gemeldet.



Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.2: Brutto-Zubau Wasserkraftanlagen mit Ertüchtigung in 2014, 2015, 2016 und 2017 nach Bundesländern gemäß Anlagenregister

### 5.1.1.3. Änderung der Vergütung bei Ertüchtigungsmaßnahmen

Ertüchtigungsmaßnahmen werden dann durchgeführt, wenn der Übergang aus einem früheren Fördergesetz (z. B. EEG 2000) hin zum EEG 2014 bzw. EEG 2017 für den Betreiber lukrativ ist. Dies bestätigen die Ergebnisse der Umfrage bei den im Anlagenregister verzeichneten Anlagenbetreibern. Die Ertüchtigung der Anlagen führt in der Regel zu einer wesentlichen Steigerung der Förderung durch das EEG. Aus den Rückmeldungen geht hervor, dass der EEG-Tarif vor der Maßnahme bzw. vor der Steigerung des Leistungsvermögens zwischen 6 ct/kWh und 12,7 ct/kWh lag mit einem Mittelwert von 8,95 ct/kWh (Tabelle 5.2). Der Tarif nach der Durchführung von Maßnahmen wurde mit Werten zwischen 7,67 ct/kWh und 13 ct/kWh angegeben. Der Durchschnitt lag bei 12,29 ct/kWh, was einer Steigerung des Durchschnitttarifs von 37 % entspricht. Es zeigt sich, dass die größte Tarifsteigerung in der unteren Leistungsklasse mit ca. 45 % erfolgte. In dieser Leistungsklasse wurden 70 Rückmeldungen mit vorherigen Tarifen von 7,67 ct/kWh und kleiner verzeichnet.

Für die ertüchtigten Anlagen scheint der Wechsel aus dem EEG 2000, das eine unbegrenzte Vergütung enthält, hin zu einer 20 Jahre währenden Vergütung mit wesentlich höherem Tarif, wirtschaftlich interessant zu sein. Ein Grund dafür ist vermutlich, dass die Einstufung in den höheren Tarif in vielen Fällen durch eine Steigerung des Leistungsvermögens zu vergleichsweise geringen Kosten und ohne die Durchführung aufwendiger ökologischen Maßnahmen erreicht werden kann.

**Tabelle 5.2:** Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durchführung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens auf die verschiedenen Leistungsklassen, aus der Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$

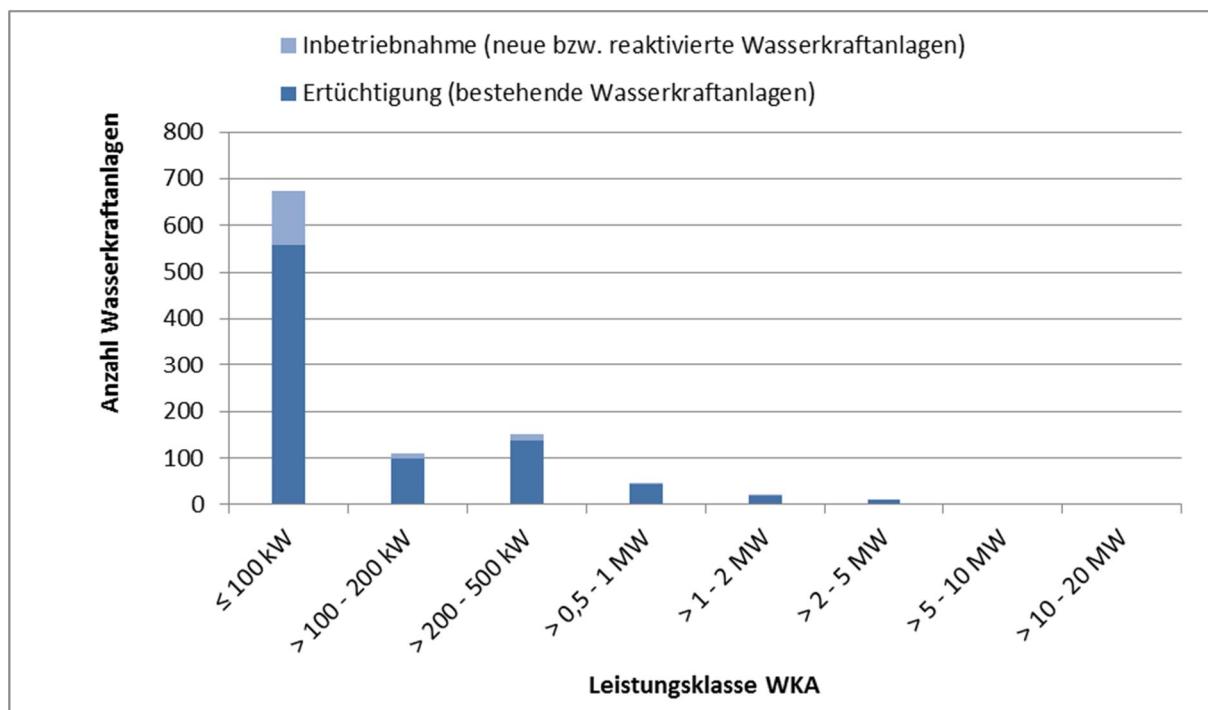
Leistungsklasse	Anzahl Rückmeldungen mit Tarifangaben	Mittelwert EEG Tarif <u>vor</u> der Maßnahme [ct/kWh]	Mittelwert EEG Tarif <u>nach</u> der Maßnahme [ct/kWh]	Steigerung [%]
$\leq 100 \text{ kW}$	102	8,47	12,28	45,0
$> 100 - 500 \text{ kW}$	52	9,64	12,62	30,9
$> 0,5 - 1 \text{ MW}$	8	10,17	12,42	22,1
$> 1 - 2 \text{ MW}$	3	9,00	12,49	38,8
alle Leistungsklassen	165	8,95	12,29	37,3

Datenquelle: Betreiberumfrage  $P < 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

#### 5.1.1.4. Zubau nach Leistungsklassen

Die meisten neuen und ertüchtigten Wasserkraftanlagen werden im Anlagenregister für den Leistungsbereich  $< 100 \text{ kW}$  gemeldet (Abbildung 5.3, Tabelle 5.3). Hier liegt der Leistungszuwachs für etwa 81 % der neuen/reactivierten Anlagen bei ca. 21 %. Im gleichen Leistungsbereich liefern 64 % der ertüchtigten Anlagen etwa 15 % des Leistungszuwachses. Der größte Leistungszuwachs wird für neue/reactivierte und für ertüchtigte Anlagen in der Leistungsklasse 200 bis 500 kW (Abbildung 5.4) verzeichnet, gefolgt von der Leistungsklasse  $> 0,5 - 1 \text{ MW}$ . Neue/reactivierte Anlagen der Leistung  $> 2 \text{ MW}$  kommen nicht vor. 91 % der ertüchtigten Anlagen befinden sich in den Leistungsklassen bis 500 kW; hier wird zirka die Hälfte des Zubaus realisiert. Die Leistungen der beiden größten ertüchtigten Anlagen betragen 11,2 MW und 12,6 MW.

Im Leistungsbereich  $> 2 \text{ MW}$  erreichte der durchschnittliche Zubau an installierter Leistung nicht die für eine EEG-Vergütung erforderlichen 10 %. In diesem Bereich werden die Anlagen in der Regel turnusmäßig gewartet und befinden sich nach Betreiberaussagen in einem guten Zustand. Eine Leistungssteigerung von 10 % ist hier auch durch relativ aufwändige Maßnahmen kaum zu erzielen (Kapitel 13.1).



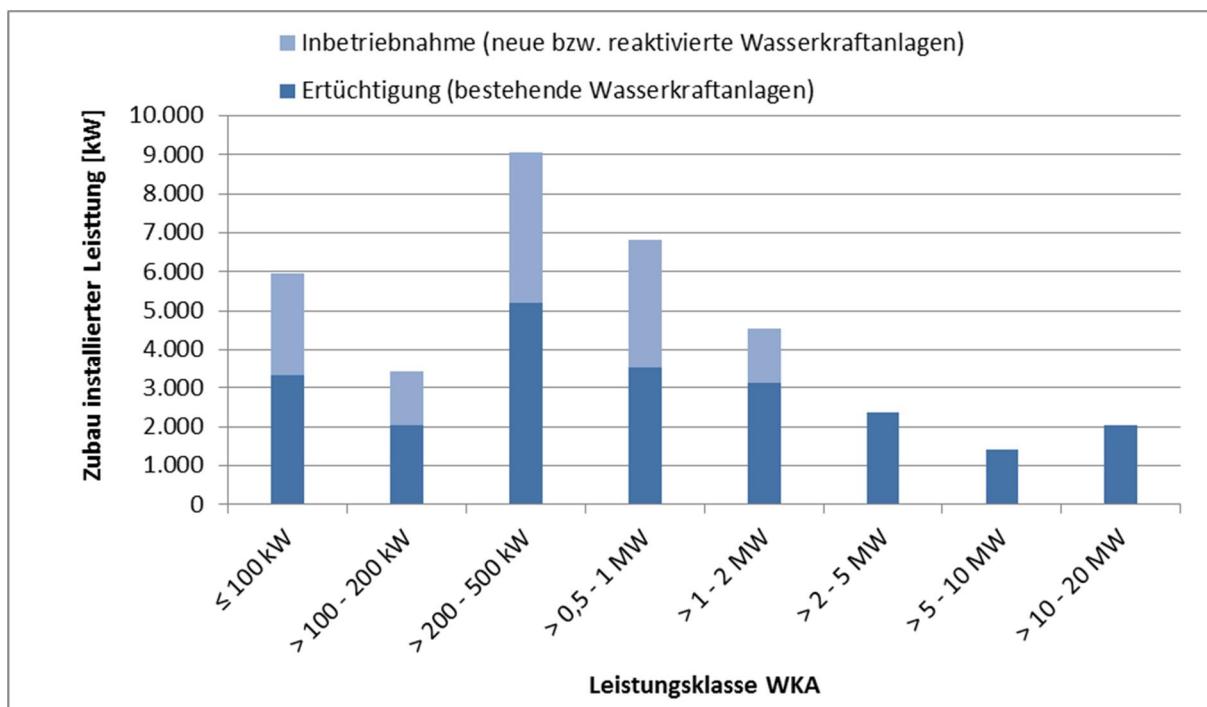
Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.3: Anzahl der Wasserkraftanlagen gefördert nach EEG 2014 bzw. EEG 2017 mit Neubau und Ertüchtigung bis einschließlich Dezember 2017 nach Leistungsklassen gemäß Anlagenregister

Tabelle 5.3: Zubau nach Leistungsklassen für neu installierte bzw. reaktivierte und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister (1.8.2014 bis einschließlich Dezember 2017)

Leistungsklasse	Inbetriebnahme (neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen)		Ertüchtigung (bestehende Wasserkraftanlagen)		
	Anzahl	Zubau installierte Leistung [kW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Zubau installierte Leistung [kW]
≤ 100 kW	114	2.617	559	22.939	3.334
> 100 - 200 kW	9	1.409	100	14.379	2.033
> 200 - 500 kW	13	3.873	137	45.321	5.193
> 0,5 - 1 MW	4	3.294	44	30.251	3.519
> 1 - 2 MW	1	1.424	19	27.726	3.115
> 2 - 5 MW			12	42.341	2.379
> 5 - 10 MW			2	14.900	1.420
> 10 - 20 MW			2	23.800	2.050
Summe	141	12.617	875	221.657	23.043

Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM



Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.4: Zubau der installierten Leistung für Wasserkraftanlagen gefördert nach EEG 2014 und EEG 2017 (Neubau/Reaktivierung und Ertüchtigung) bis einschließlich Dezember 2017 nach Leistungsklassen gemäß Anlagenregister

### 5.1.1.5. Inanspruchnahme EEG-Förderung

Einträge im Anlagenregister sind nicht an die Förderung durch das EEG gekoppelt. Die Auswertung zeigt jedoch, dass der überwiegende Teil der Anlagenbetreiber von neu installierten/reaktivierten bzw. von ertüchtigten Wasserkraftanlagen, die im Anlagenregister gelistet sind, eine finanzielle Förderung i. S. v. § 5 Nr. 15 EEG in Anspruch nimmt (Tabelle 5.4).

Tabelle 5.4: Anzahl der neuen/reaktivierten und ertüchtigten Wasserkraftanlagen mit oder ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung gemäß Anlagenregister bis einschließlich Dezember 2017

Anzahl Meldungen			
	mit EEG-Förderung	ohne EEG-Förderung	keine Angaben
Neu Inbetriebnahme/ Reaktivierung	134	7	0
Ertüchtigung	841	31	3

Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

### 5.1.1.6. Fazit

Von August 2014 bis Dezember 2017 erfolgte unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 ein Zubau an der Wasserkraftleistung von 35 MW, was jedoch nur einem Zuwachs an der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 % bedeutet. Dabei wurden mehr als 10 % aller deutschen Wasserkraftanlagen bei einer Zubauleistung von 23 MW ertüchtigt. Neu gebaut bzw. reaktiviert wurden 141 Anlagen mit einer Zubauleistung von 12,6 MW. Im Zuge der Gesetze wurden vorwiegend kleine Anlagen saniert bzw. reaktiviert. Die Mehrzahl dieser Anlagen verfügen über relativ geringe Leistungen im Bereich < 100 kW.

Während der Zubau von August 2014 bis Ende 2016 eine Steigerung erfuhr, reduzierte er sich im Jahr 2017 auf weniger als die Hälfte der Anlagen bzw. der Zubauleistung. Die Annahme liegt nahe, dass in den ersten Jahren insbesondere die Maßnahmen durchgeführt wurden, die wirtschaftlich besonders attraktiv waren. Hier haben insbesondere Anlagen kleiner Leistung profitiert.

Bei Neuanlagen kann davon ausgegangen werden, dass ökologische Maßnahmen zur Gewährleistung der Durchgängigkeit im Zuge des Genehmigungsverfahrens gefordert wurden. Bei den ertüchtigten Anlagen führten laut Anlagenregister nur etwa 20 % eine zulassungspflichtige Maßnahme durch.

### 5.1.2. EEG-geförderte Wasserkraftanlagen

Die Auswertung der Gesamtheit aller durch das EEG geförderten Wasserkraftanlagen wird im Folgenden unter den Aspekten der zeitliche Entwicklung und der Verteilung auf die EEG-Fassungen dargestellt. Die Auswertung berücksichtigt dabei die EEG-Daten bis zum Jahr 2016. Die von der BNetzA geprüften Daten aus dem Jahr 2017 lagen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht zur Auswertung vor.

#### 5.1.2.1. Zeitliche Entwicklung

Die langfristige Entwicklung der nach EEG vergüteten Anlagen für die Jahre 2000 bis 2016 ist in Tabelle 5.5, Tabelle 5.6 und Abbildung 5.5 unter Angabe der Anlagenanzahl, der installierten Leistung und der Jahresarbeit dargestellt. Die Zahl der Anlagen wurde bis zum Jahr 2006 in den Statistikberichten der BNetzA veröffentlicht. Für das Jahr 2007 konnten keine Angaben zur Anlagenanzahl ermittelt werden. Ab dem Jahr 2008 wurden Anlagenzahlen in BNetzA (2015b) publiziert. Letztere starten mit einer geringeren Anlagenanzahl. Der starke Rückgang der Anlagenanzahl zwischen den Jahren 2006 und 2008 weist auf eine unterschiedliche Systematik in der Datenerhebung bzw. -auswertung hin.

*Tabelle 5.5: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG- geförderten Anlagen von 2000 bis 2007*

Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Anzahl Anlagen	k. A.	5.605 <sup>[1]</sup>	5.749 <sup>[1]</sup>	5.957 <sup>[1]</sup>	6.216 <sup>[1]</sup>	6.359 <sup>[1]</sup>	6.484 <sup>[1]</sup>	k. A.
Installierte Leistung [MW]	k. A.	1.050 <sup>[1]</sup>	1.073 <sup>[1]</sup>	1.049	1.103	1.156	1.211	1.260
Jahresarbeit [GWh]	4.114 <sup>[2]</sup>	6.088 <sup>[2]</sup>	6.579 <sup>[2]</sup>	5.908	4.616	4.953	4.924	5.547

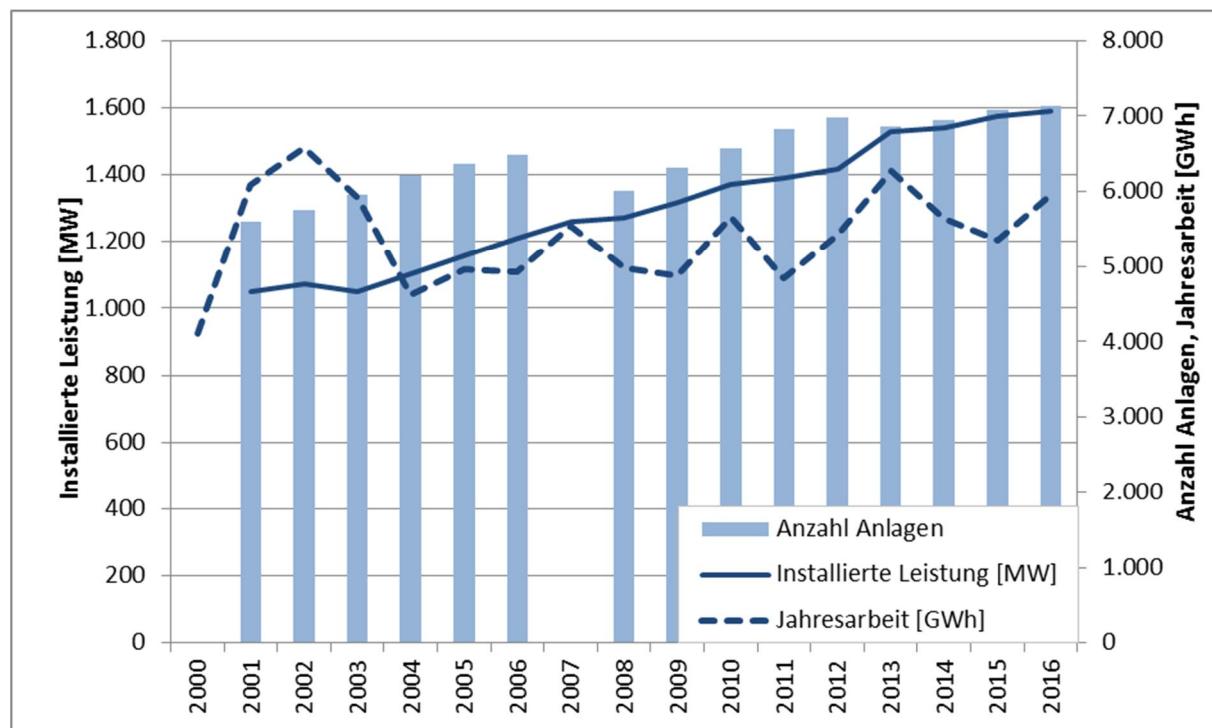
Datenquelle: (BNetzA 2016a), [1] aus (BNetzA 2008), [2] aus (BMWi 2016); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Tabelle 5.6: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG geförderten Anlagen von 2008 bis 2016

Jahr	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Anzahl Anlagen	6.017	6.324	6.571	6.825	6.974	6.864	6.947	7.078	7.137 <sup>[1]</sup>
Installierte Leistung [MW]	1.270	1.316	1.372	1.389	1.417	1.529	1.541	1.576	1.589 <sup>[1]</sup>
Jahresarbeit [GWh]	4.982	4.877	5.665	4.843	5.417	6.265	5.646	5.347	5.953 <sup>[1]</sup>

Datenquelle: (BNetzA 2016a), [1] aus (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Die Zahl der Anlagen mit EEG-Förderung hat sich seit 2001 von 5.600 um 27 % auf über 7.100 im Jahr 2016 erhöht, während sich die installierte Leistung der geförderten Anlagen kontinuierlich von etwa 1.000 MW um 51 % auf rund 1.600 MW vergrößert hat. Die geförderte Jahresarbeit zeigt im Mittel einen leichten Anstieg, wobei erhebliche Schwankungen zwischen ca. 4.1 TWh und 6,6 TWh auftreten, die durch die jährlichen Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer bedingt sind.



Datenquelle: Tabelle 5.5 und Tabelle 5.6; Darstellung: IBFM

Abbildung 5.5: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit aller EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2000 bis 2016

In Tabelle 5.7 sind die Anzahl und die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen mit einer EEG-Förderung differenziert nach Leistungsklassen für die Jahre 2013 bis 2016 dargestellt. Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7 zeigen diese Werte grafisch. Nachdem im Jahr 2014 im Leistungsbereich < 10 MW sowohl die Anlagenanzahl als auch die installierte Leistung im Vergleich zum Vorjahr gefallen ist,

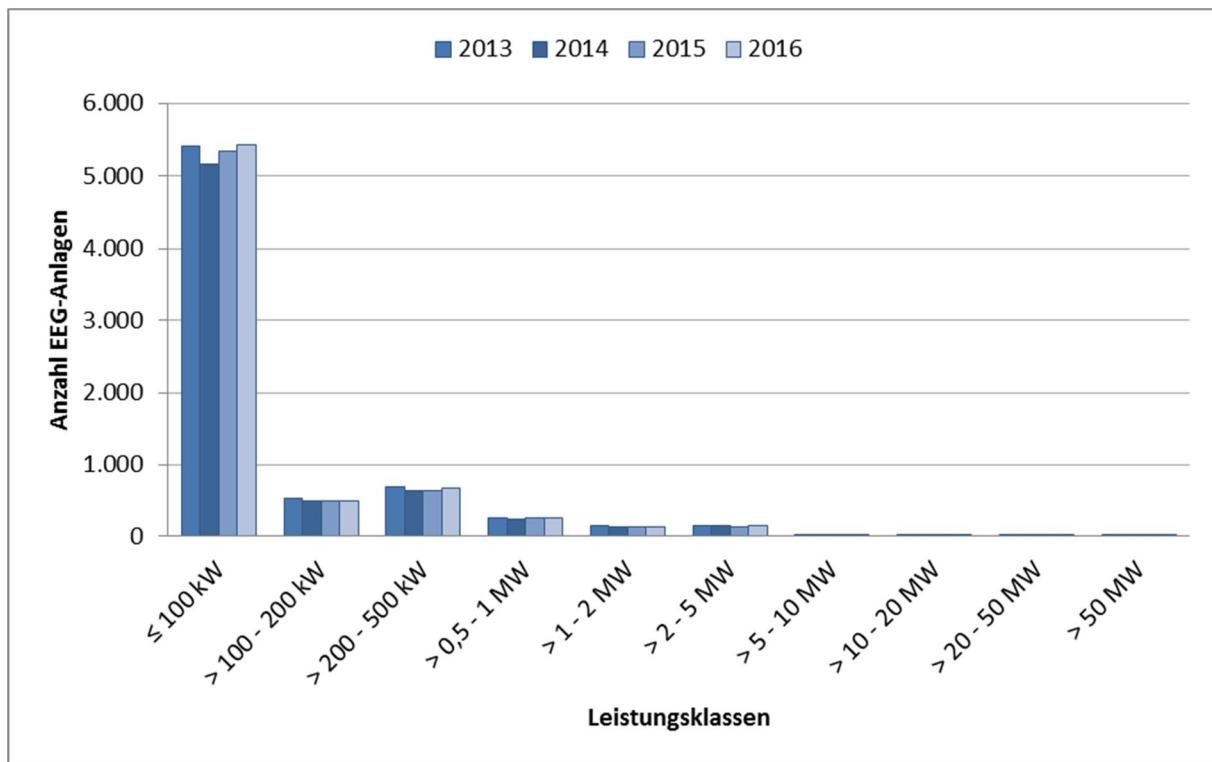
steigen im Jahr 2015 in den unteren Leistungsklassen bis 1 MW diese Werte wieder geringfügig an. Alle Leistungsklassen weisen von 2015 nach 2016 im Bereich < 10 MW einen leichten Anstieg der Anlagenanzahl und der installierten Leistung auf. Während in 2016 die weitaus größte Anzahl an Anlagen nämlich etwa 75 % im Leistungsbereich  $\leq 100$  kW zu finden ist, ist die Summe der installierten Leistung bei den Anlagen zwischen 2 und 5 MW am größten.

In den Leistungsklassen > 5 MW gab es keinen Zuwachs, außer im Bereich > 50 MW im Jahr 2014. Dies betrifft eine Anlage, die in den EEG-Daten des Jahres 2013 mit einer Teilleistung von 40 MW in der Leistungsklasse > 20 – 50 MW geführt wurde.

*Tabelle 5.7: Anzahl und installierte Leistung aller nach EGG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013– 2016 nach Leistungsklassen*

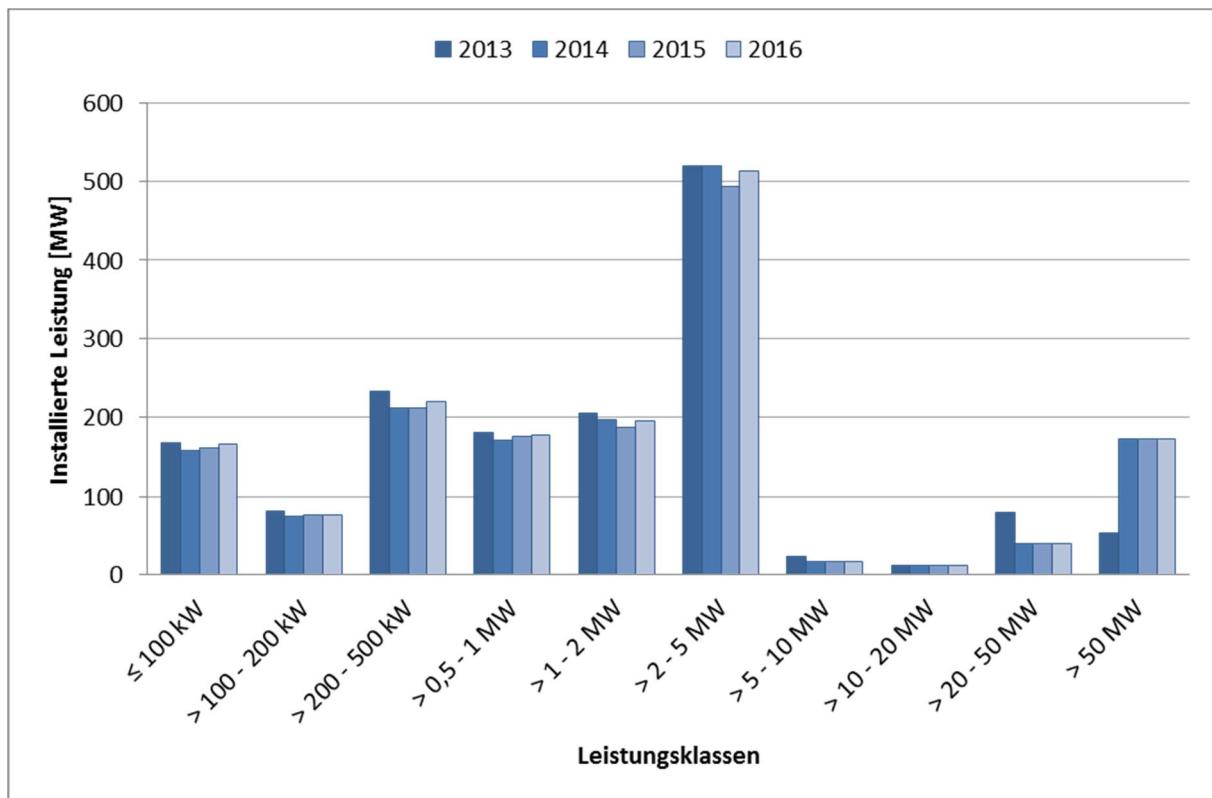
Leistungs- klasse	2013		2014		2015		2016	
	Anzahl	Install. Leistung [MW]	Anzahl	Install. Leistung [MW]	Anzahl	Install. Leistung [MW]	Anzahl	Install. Leistung [MW]
$\leq 100$ kW	5.411	167	5.166	158	5.336	162	5.425	166
>100 - 200 kW	538	81	499	75	510	76	506	76
>200 - 500 kW	703	233	644	212	646	212	671	220
>0,5 - 1 MW	254	180	240	171	247	176	248	178
> 1 - 2 MW	144	206	138	197	131	187	137	196
> 2 - 5 MW	146	520	145	519	139	494	144	513
> 5 - 10 MW	3	23	2	16	2	16	2	16
> 10 - 20 MW	1	12	1	12	1	12	1	12
> 20 - 50 MW	2	79	1	39	1	39	1	39
> 50 MW	1	53	2	173	2	173	2	173
Summe	7.203	1.553	6.838	1.572	7.015	1.549	7.137	1.589

Datenquelle: (BNetzA 2013 – 2016); Auswertung: IBFM und Hydrotec



Datenquelle: (BNetzA 2012 – 2016); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.6: Anzahl aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013 bis 2016 nach Leistungsklassen



Datenquelle: (BNetzA 2013-2016); Auswertung: IBFM und Hydrotec

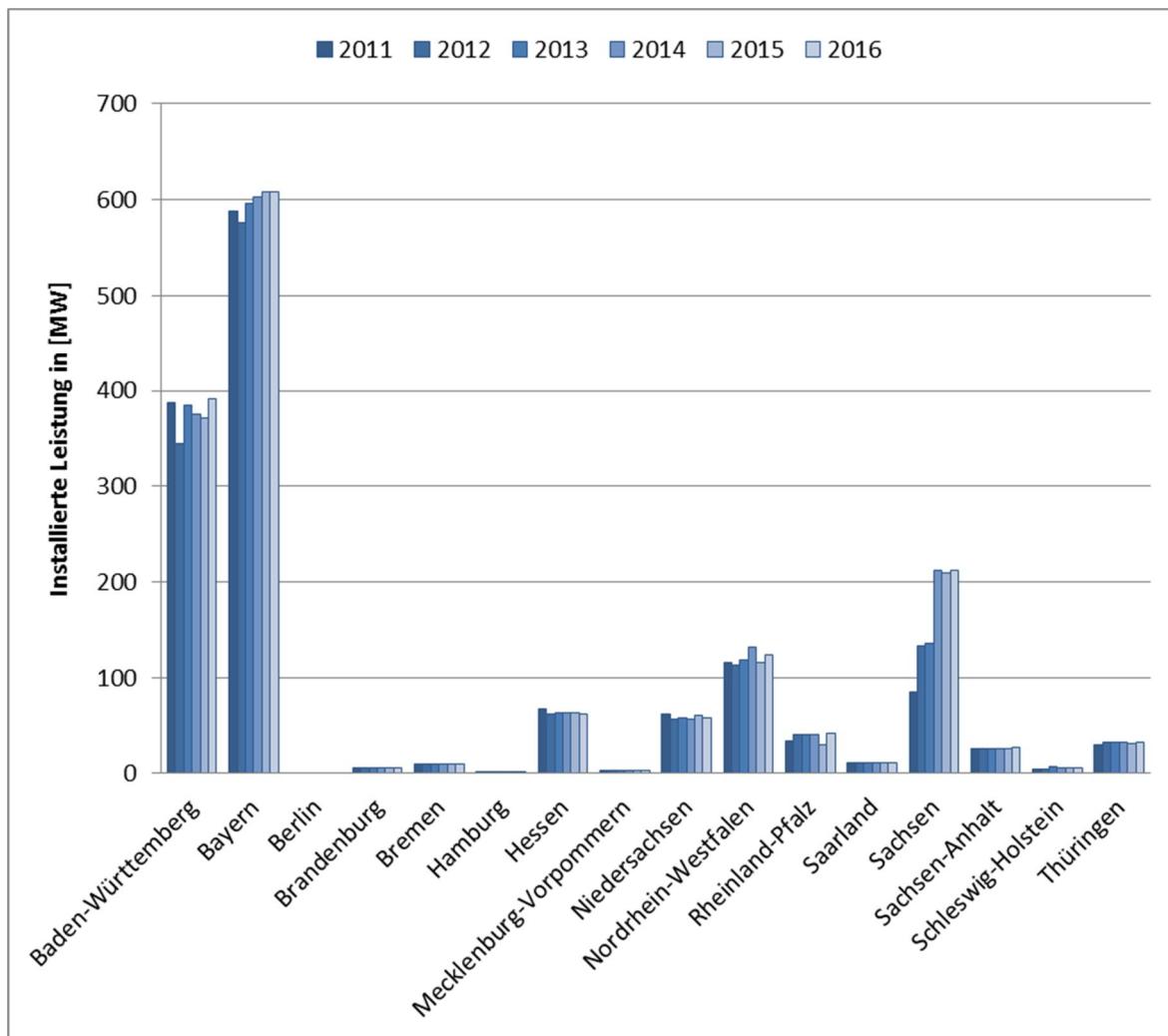
Abbildung 5.7: Instalierte Leistung aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2013 bis 2016 nach Leistungsklassen

Tabelle 5.8 und Abbildung 5.8 zeigen für die Jahre 2011 bis 2016 die installierte Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen für die einzelnen Bundesländer. Bayern und Baden-Württemberg haben den höchsten Anteil an der installierten Leistung. Während im betrachteten Zeitraum die Leistung für Bayern leicht und für Sachsen stärker ansteigt, wird ein solcher Trend für die anderen Bundesländer nicht deutlich.

*Tabelle 5.8: Installierte Leistung der nach EEG-geförderte Anlagen in den Jahren 2011 bis 2016 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung)*

	Installierte Leistung [MW]					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Baden-Württemberg	387	345	384	375	371	391
Bayern	587	576	595	602	608	607
Berlin	0	0	0	0	0	0
Brandenburg	5	5	5	5	5	5
Bremen	10	10	10	10	10	10
Hamburg	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Hessen	67	62	63	63	63	62
Mecklenburg-Vorpommern	3	3	3	3	3	3
Niedersachsen	62	56	57	56	60	58
Nordrhein-Westfalen	116	113	119	132	116	124
Rheinland-Pfalz	34	40	40	40	30	41
Saarland	11	11	11	11	11	11
Sachsen	86	134	136	212	210	213
Sachsen-Anhalt	25	25	26	26	26	27
Schleswig-Holstein	4	4	7	5	5	5
Thüringen	30	32	32	32	31	32
Summe	1.428	1.416	1.487	1.572	1.549	1.589

Datenquelle 2011: (BNetzA 2013); Datenquelle 2012: (BNetzA 2012); Datenquelle 2013: (BNetzA 2013b);  
 Datenquelle 2014-2016: (BNetzA 2014a, 2015a, 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec



Datenquelle 2011: (BNetzA 2013); Datenquelle 2012: (BNetzA 2012); Datenquelle 2013: (BNetzA 2013b)

Datenquelle 2014-2016: (BNetzA 2014a, 2015a, 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.8: *Installierte Leistung der nach EEG geförderten Anlagen in den Jahren 2011 bis 2016 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung)*

### 5.1.2.2. Verteilung der Anlagen auf die EEG-Fassungen

Bei der Auswertung der EEG-Daten aus dem Jahr 2016 in Bezug auf die Fassung des EEG, nach der die Wasserkraftanlagen vergütet werden, wurden die Anlagen in der Direktvermarktung nicht berücksichtigt. Es wurden nur die Anlagen betrachtet, die eine Einspeisevergütung erhalten, da die Kennung für die Direktvermarktung in den EEG-Bewegungsdaten nicht auf die EEG-Fassung schließen lässt.

In Tabelle 5.9 ist aufgeführt, wie viele Anlagen nach dem jeweiligen EEG vergütet werden. Von den 6.753 Anlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, werden im Jahr 2016 immer noch die meisten, nämlich 45 % der Anlagen nach dem EEG 2000 vergütet. Nach dem EEG 2014 werden etwa 10 % der Anlagen vergütet, wobei die Anzahl der Anlagen erwartungsgemäß in etwa der Anzahl der Wasserkraftanlagen entspricht, die zum Jahresende 2016 im Anlagenregister gemeldet waren. Es gibt keine Wasserkraftanlagen > 10 MW, die eine Vergütung nach EEG in Anspruch nehmen.

In Bezug auf die Gesamtleistung von 859 MW (Tabelle 5.10) wird unter dem EEG 2009 mit ca. 32 % der größte Anteil der Leistung vergütet. Ein ähnlich großer Leistungsanteil wird nach EEG 2000 vergütet. Für das EG 2014 beträgt der Leistungsanteil knapp 12 %.

*Tabelle 5.9: Anzahl der im Jahr 2016 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung, differenziert für EEG 2000 bis EEG 2014 für verschiedene Klassen der installierten Leistung*

Leistungsklasse	Anzahl Anlagen mit Vergütung nach jeweiligen EEG					
	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014	Summe
≤ 100 kW	2.775	423	971	666	480	5.315
> 100 - 200 kW	102	26	185	121	66	500
> 200 - 500 kW	113	30	211	159	111	624
> 0,5 - 1 MW	35	13	76	47	25	196
> 1 - 2 MW	19	3	19	16	12	69
> 2 - 5 MW	20	2	13	12	1	48
> 5 - 10 MW	0	0	1	0	0	1
Summe	3.064	497	1.476	1.021	695	6.753

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

*Tabelle 5.10: Installierte Leistung der im Jahr 2016 nach EEG vergüteten Anlagen, ohne Direktvermarktung, differenziert für EEG 2000 bis EEG 2014 für verschiedene Klassen der installierten Leistung*

Leistungsklasse	Installierte Leistung mit Vergütung nach jeweiligen EEG [MW]					
	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014	Summe
≤ 100 kW	67,0	12,2	40,8	26,3	18,4	164,7
> 100 - 200 kW	15,6	3,8	28,1	18,0	9,4	74,9
> 200 - 500 kW	37,6	9,5	68,2	51,6	36,7	203,6
> 0,5 - 1 MW	24,4	10,2	53,9	33,1	17,5	139,1
> 1 - 2 MW	28	3,8	28,3	20,5	16,3	96,9
> 2 - 5 MW	74,0	5,0	43,8	44,2	2,6	169,6
> 5 - 10 MW	0	0	10	0	0	10
Summe	246,6	44,5	273,1	193,7	100,9	858,8
Anteil an der Gesamtleistung ohne Direktvermarktung	28,7 %	5,2 %	31,8 %	22,6 %	11,7 %	100 %

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Tabelle 5.11 zeigt die nach Leistungsklassen differenzierte Gesamtvergütung zusammen mit der Marktprämie aus der Direktvermarktung (DV) und der mittleren Vergütung bzw. EEG-Förderung.

Insgesamt wurde die Wasserkraft im Jahr 2016 durch das EEG mit einer Summe von etwa 467 Mio. € gefördert. Das entspricht einer durchschnittlichen Förderung von 7,85 ct/kWh. Der Anteil der Marktprämie aus der Direktvermarktung beträgt dabei 40 %. Im Vergleich der EEG-Fassungen ist der Anteil der Anlagen, die eine Vergütung nach dem EEG 2009 erhalten, mit 24,7 % am größten. Dies ist auf die relativ große installierte Leistung und die Vergütungshöhe im EEG 2009 zurückzuführen. Die Vergütungssumme nach EEG 2000 ist aufgrund der relativ geringen Vergütungssätze trotz der hohen Anlagenzahl vergleichsweise gering.

**Tabelle 5.11: Vergütungs- und Fördersummen und Jahresarbeit der im Jahr 2016 nach EEG geförderten Anlagen inklusive geförderter Direktvermarktung (DV) für Klassen der installierten Leistung**

Leistungs-klasse	Vergütung/Förderung [Mio. €]								Jahres-arbeit [GWh/a] <sup>[2]</sup>	Mittlere Förde-rung [ct/kWh]
	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014	Summe EEG	DV <sup>[1]</sup>	Sum-me mit DV		
≤ 100 kW	12,4	3,7	18,8	12,9	6,9	54,7	0,5	55,1	529	10,42
> 100 - 200 kW	3,0	1,4	13,2	8,6	3,2	29,4	1,1	30,5	275	11,09
> 200 - 500 kW	7,4	3,3	29,9	25,4	12,9	78,9	8,6	87,4	794	11,01
> 0,5 - 1 MW	5,3	3,8	24,8	13,1	4,2	51,2	17,5	68,7	677	10,15
> 1 - 2 MW	5,0	1,2	12,5	7,4	3,7	29,8	28,2	58,0	706	8,22
> 2 - 5 MW	13,2	1,9	14,9	4,4	0,8	35,2	111,9	147,2	2.283	6,45
> 5 - 10 MW	0	0	1,4	0	0	1,4	1,3	2,7	56	4,82
> 10 - 20 MW	0	0	0	0	0	0	3,1	3,1	83	3,73
> 20 - 50 MW	0	0	0	0	0	0	7,2	7,2	286	2,52
> 50 MW	0	0	0	0	0	0	7,4	7,4	264	2,80
Summe	46,3	15,3	115,5	71,8	31,7	280,6	186,8	467,4	5.953	7,85
Anteil an Gesamt-vergütung	9,9 %	3,3 %	24,7 %	15,3 %	6,8 %	60%	40 %	100 %		

[1] ohne Anteil Vermarktungserlöse für Strommengen nach § 34 EEG (Marktprämie), [2] incl. Direktvermarktung:

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Die Förderung in der Direktvermarktung steigt bis zur Leistungsklasse > 2 – 5 MW stark an. In den Leistungsklassen größer 5 MW wird praktisch nur noch die Direktvermarktung in Anspruch genommen. Die Fördersumme insgesamt reduziert sich bei größeren Leistungen, da hier die Vermarktung vorwiegend außerhalb des EEG stattfindet.

Die mittlere Vergütung bzw. Förderung in den Leistungsklassen spiegelt die mit zunehmender Leistung abnehmenden Försätze aus den Erneuerbare-Energien-Gesetzen. Für Anlagen kleiner 1 MW bewegt sich die ausgezahlte mittlere Vergütung zwischen 10 und 11 ct/kWh.

### 5.1.2.3. Entwicklung der Inbetriebnahmen

In Abbildung 5.9 ist die Entwicklung der Inbetriebnahmen von neuen bzw. reaktivierten Anlagen und ertüchtigten bzw. modernisierten Wasserkraftanlagen und ihre summierte Leistung für die Jahre 2001 bis 2016 dargestellt. Die Grundlage der Auswertung bilden die EEG-Daten des Jahres 2016. Es wurden die Vergütungskategorien ausgewertet, die eine Angabe zum Förderbeginn beinhalten. Die Abbildung zeigt also als Momentaufnahme zum Ende des Jahres 2016, nach welcher Version des EEG die Anlagen gefördert wurden und gibt somit ein Bild über die Entwicklung des Anlagenbestands in Bezug auf die Wirkung des jeweiligen EEG.

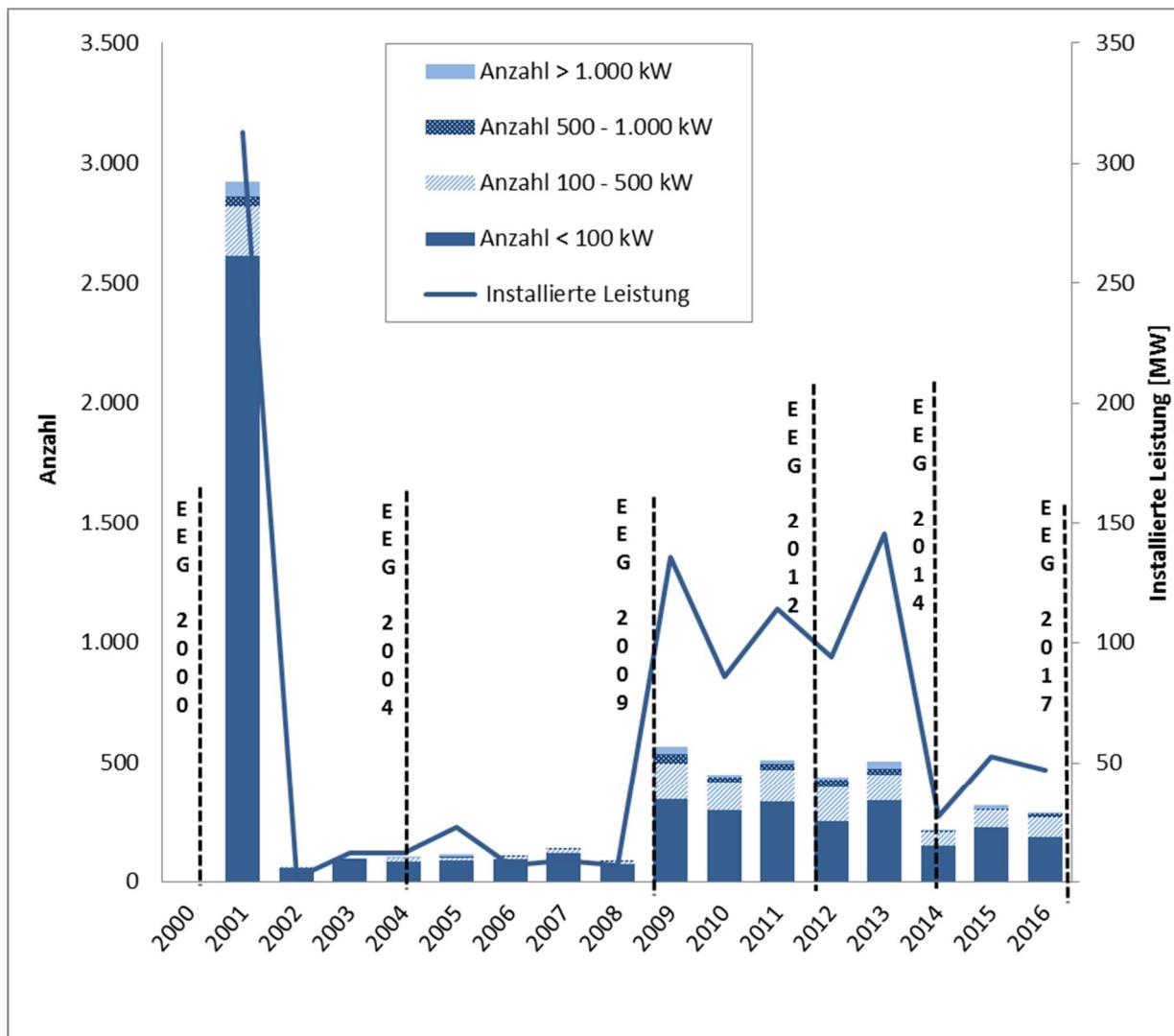
Mit Einführung des EEG im Jahr 2000 konnten alle Wasserkraftanlagen bis 5 MW eine Vergütung/Förderung nach EEG erhalten. Bei der großen Zahl der Inbetriebnahmen in 2001 handelt es sich also überwiegend um bereits bestehende Anlagen, die erstmals eine Vergütung nach EEG bekommen haben. Diese etwa 3.000 Wasserkraftanlagen erhalten eine EEG-Vergütung ohne Begrenzung der Vergütungsdauer.

Weiterhin zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Anlagenanzahl und der installierten Leistung mit einer Vergütung nach EEG 2009. Hier wird der Einfluss der relativ hohen Vergütungssätze unter dem EEG 2009 deutlich. Unter dem EEG 2012 ist eine relativ konstant bleibende Inbetriebnahme zu verzeichnen.

Man kann insgesamt davon ausgehen, dass es sich bei den Anlagen, die in den Jahren unter der jeweiligen EEG-Version vergütet werden, nicht ausnahmslos um neue Anlagen handelt. Vielmehr werden die Anlagen, die ehemals unter dem EEG 2000 gefördert wurden, im Laufe der Zeit dann in ein späteres EEG gewechselt haben, wenn sich die Förderbedingungen dort als attraktiv erwiesen.

Dies kann insbesondere für den Wechsel in die Förderung nach EEG 2014 bestätigt werden, bei dem aus einer relativ niedrigen Vergütung zur Vergütung nach EEG 2014 gewechselt wurde (Kapitel 5.3.3).

Mit dem EEG 2009 wurde erstmals die Direktvermarktung eingeführt. Da die Kategorien für die Direktvermarktung keine Jahresangaben enthalten, konnten sie nicht in dieser Auswertung berücksichtigt werden. Die Auswertung in Tabelle 5.12 zeigt jedoch, dass es zwischen den Jahren 2009 bis 2011 einen ersten starken Anstieg der direkt vermarkten Jahresarbeit gab und dass es vom Jahr 2012 zum Jahr 2013 erneut eine geringere Zunahme stattfand.



Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM

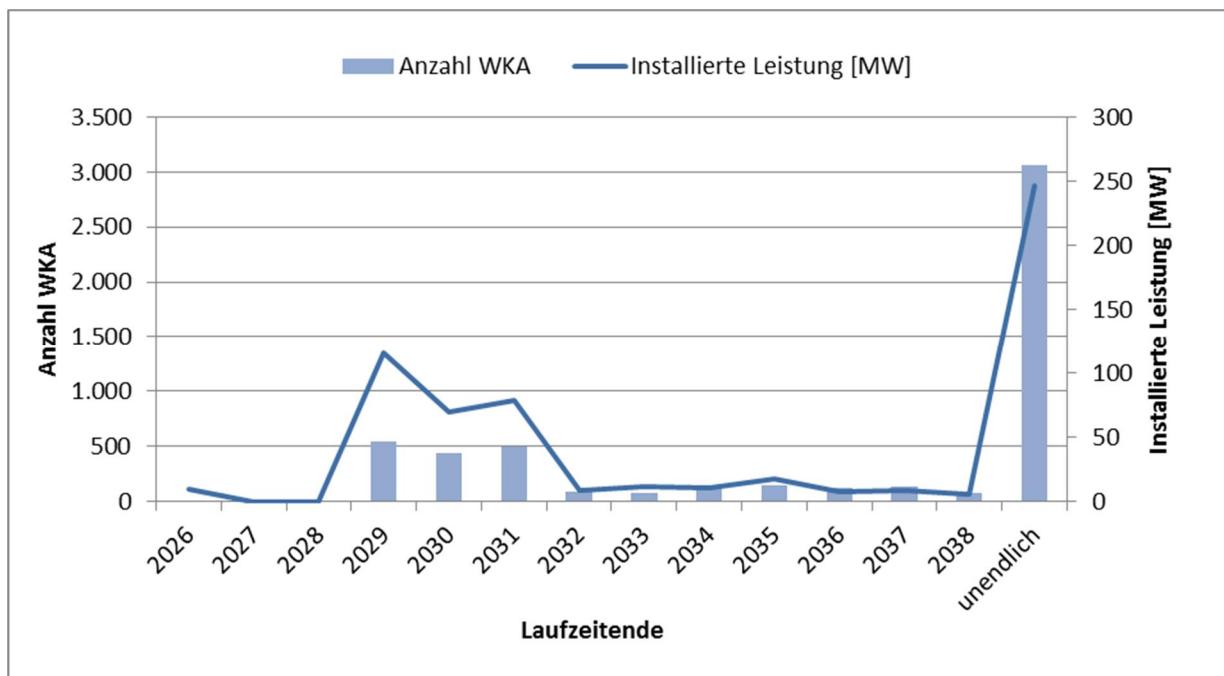
Abbildung 5.9: Darstellung des Eintritts der Wasserkraftanlagen in die jeweiligen EEG-Vergütung (ohne Direktvermarktung), Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklasse, Vergütungskategorie

#### 5.1.2.4. Entwicklung des Endes der EEG-Vergütung

Die Dauer der Vergütung durch das EEG ist in Tabelle 3.6 dargestellt. Während Anlagen, die nach dem EEG 2000 vergütet werden, diese Vergütung für eine unbeschränkte Dauer erhalten, liegen je nach Version des EEG und der Anlagenleistung die Förderdauern bei 15, 20 oder 30 Jahren. Anlagen, die nur über die Direktvermarktung gefördert werden, sind nicht enthalten, da in den EEG-Daten kein Bezug zu deren Vergütungsdauer vorhanden ist. Das Inbetriebnahmedatum gibt hierzu keine eindeutigen Hinweise.

Aus den EEG-Daten wurde die Dauer der EEG-Vergütungszahlungen mit Hilfe der unterschiedlichen Vergütungskategorien ermittelt. Abbildung 5.10 zeigt, dass im Jahr 2029 544 Anlagen keine Vergütung mehr erhalten, sofern sie nicht vorher eine technische Modernisierung durchführen und damit der Anspruch auf eine Förderung erneut wirksam wird. Damit würde eine installierte Leistung von ca. 115 MW anderweitig zu vermarkten sein. In den darauffolgenden Jahren 2030 und 2031 erreichen jedes Jahr etwa 500 Anlagen mit jährlich insgesamt 75 MW das Ende der Vergütungsdauer. In den Jahren 2034 bis 2037 sinkt die Zahl der Anlagen auf ca. 120 Anlagen im Jahr mit jährlich bis zu 10 MW. In diese Zeit fällt auch das Ende der Vergütungsdauer von Anlagen, die

nach EEG 2014 oder EEG 2017 vergütet werden, so dass ggf. aus dem Zubau über das EEG 2017 mit einer größeren Anzahl an Anlagen zu rechnen ist, deren Stromproduktion anderweitig zu vermarkten ist.



Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.10: Anzahl der WKA und Leistung differenziert nach Ende der EEG-Vergütungsdauer, ohne reine Direktvermarktung

### 5.1.3. Bestand aller Wasserkraftanlagen in Deutschland

Mehrere Statistiken beschäftigen sich mit dem Anlagenbestand der Wasserkraft. Die Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik AGEE-Stat stellen dabei eine umfassende Bestandsaufnahme dar. Darüber hinaus veröffentlichten die Bundesnetzagentur die Daten der Kraftwerksliste (Anlagenleistung  $\geq 10$  MW) und das statistische Bundesamt Daten zu Anlagen der Leistung  $\geq 1$  MW (Anhang Kapitel 2.2 und 2.3). Vergleicht man die Daten aus den verschiedenen Erhebungen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) und der BNetzA ergibt sich ein stimmiges Bild bzgl. der Gesamtleistung und der Jahresarbeit der deutschen Wasserkraftwerke. Dabei werden nur die Anlagen in Fließgewässern betrachtet. Pumpspeicherkraftwerke werden gesondert in Kapitel 10.2 behandelt. Anlagen kleiner Leistung, die nur für den Eigenbedarf wirtschaften und somit von keiner Statistik erfasst werden, werden dabei nicht berücksichtigt. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Gesamtleistung dieser Anlagen vergleichsweise gering ist.

Abbildung 5.11 zeigt die räumliche Verteilung der Wasserkraftanlagen in Deutschland. Dargestellt sind die Wasserkraftanlagen mit einer Leistung  $\geq 1$  MW und die Anlagen der Leistung  $< 1$  MW, die im Jahr 2015 eine Förderung nach EEG erhielten. Deutlich wird die große Anlagendichte in den Mittelgebirgen und in Süddeutschland bzw. entlang der größeren Flüsse.

Der zeitliche Verlauf der gesamten Wasserkraftnutzung in Deutschland wird den Zeitreihen der AGEE-Stat entnommen, die seit 2004 die amtliche Statistik der erneuerbaren Energien erstellt. Sie beinhaltet die Stromerzeugung und Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken. Die

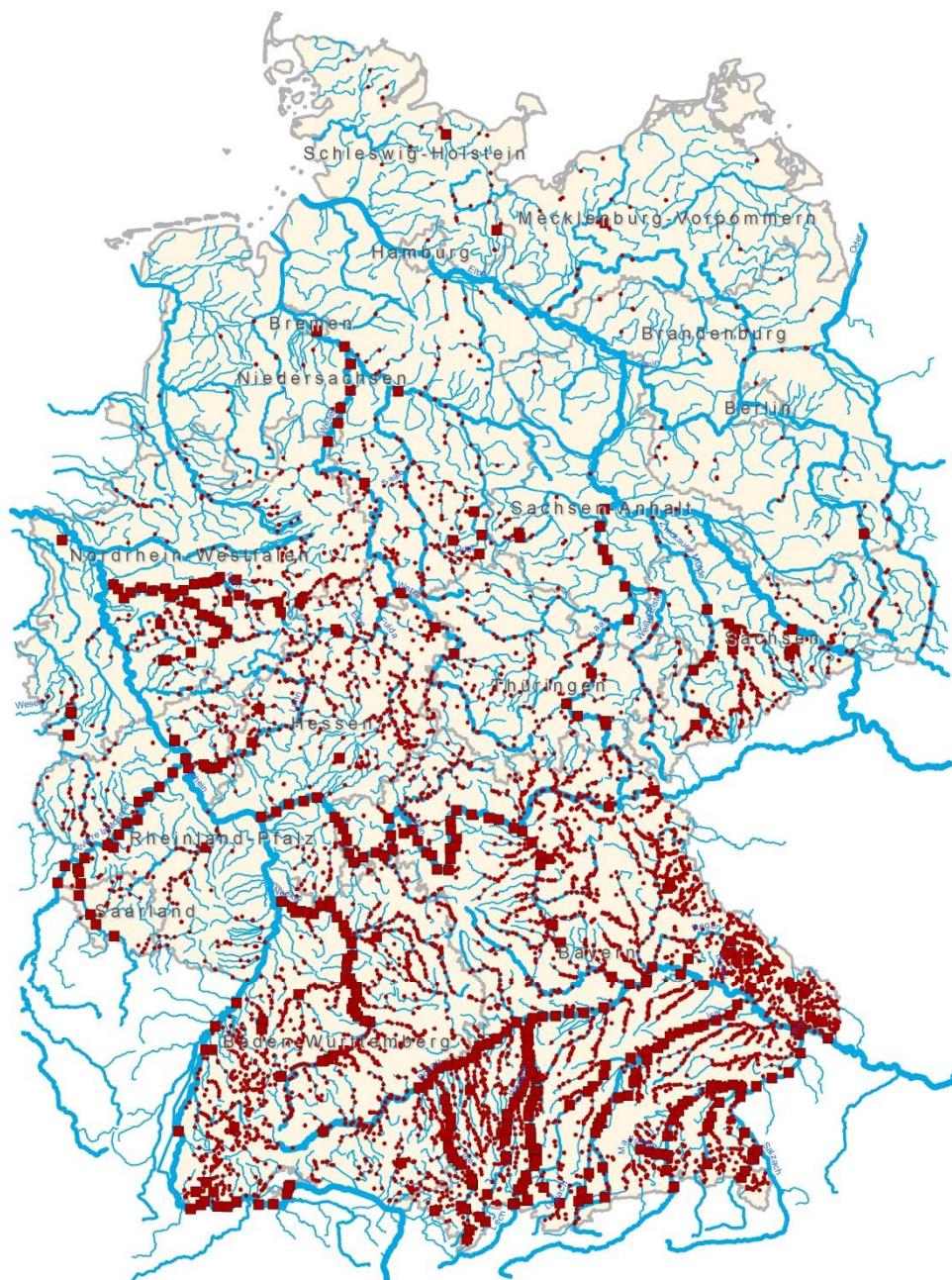
Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken, die auf den natürlichen Zufluss entfällt, wird stromseitig hinzugaddiert. Neben den Anlagen der Allgemeinen Versorgung sind laut AGEE-Stat auch die der Industrie zugeordneten Kraftwerke und Anlagen berücksichtigt.

Abbildung 5.12 zeigt die installierte Leistung und die Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Jahren 1990 bis 2017. Die installierte Leistung steigt dabei praktisch kontinuierlich bis zum Jahr 2011 auf etwa 5,6 GW an und bleibt dann in etwa gleich. Ein Anteil von rund 21 % dieser Leistung stellt die in Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zustrom installierte Leistung dar (Tabelle 10.2). Die jährliche Stromerzeugung zeigt im Mittel einen leichten Anstieg, variiert aber um bis zu etwa 20%. Diese Variation ist im Wesentlichen durch wetterbedingte jährliche Schwankungen bei den Abflüssen zu erklären. Im Jahr 2017 betrug die gesamte Jahresarbeit 19,8 GWh.

In Bezug auf die EEG-geförderten Anlagen ergibt sich folgendes Bild:

- Etwa 28 % der Gesamtleistung bzw. Jahresarbeit von Laufwasser-, Speicherwasserkraftanlagen und PSW mit natürlichem Zufluss wurden im Jahr 2016 durch das EEG gefördert.
- Zwischen August 2014 und Dezember 2017 wurden 141 Wasserkraftanlagen neu gebaut bzw. reaktiviert mit einer Leistung von etwa 13 MW und
- 875 in Betrieb befindliche Wasserkraftanlagen ertüchtigt, wodurch ein Leistungszubau von rund 23 MW erzielt werden konnte (Kapitel 5.1.1).

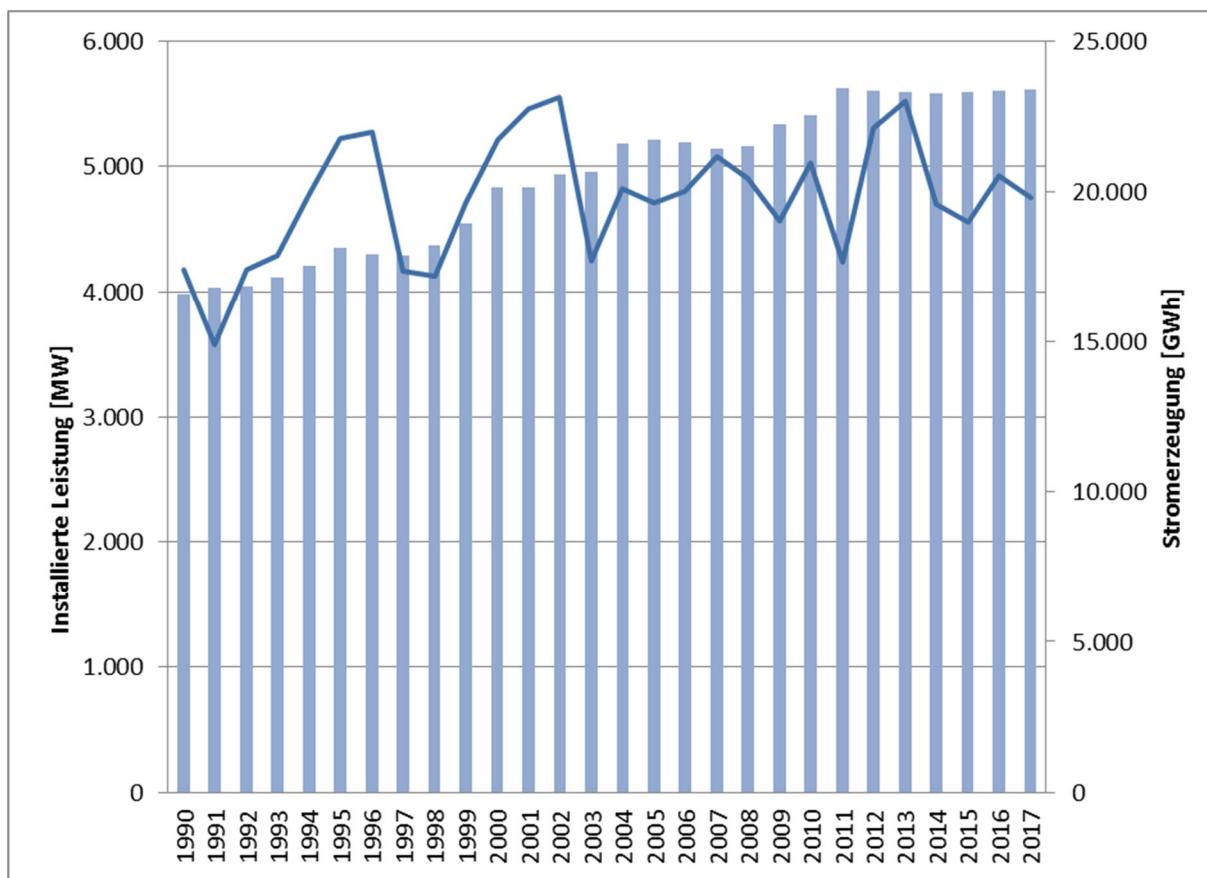
Insgesamt wurden angeregt durch das EEG 2014 bzw. das EEG 2017 von August 2014 bis Dezember 2017 also in einem Zeitraum von etwa drei Jahren mehr als 10 % aller Wasserkraftanlagen modernisiert. Da mehrheitlich Anlagen kleiner Leistung ertüchtigt wurden, wurde die Leistung dadurch um weniger als 1 % erhöht.



- Wasserkraftanlagen mit PeL > 1 MW
- WKA aus EEG-Anlagendaten (BNetzA 2015)
- Gewässer ab 20 km Länge (DLM1000W )

Datenquelle: (BNetzA 2015a); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.11: Karte der Wasserkraftanlagen in Deutschland (Stand 2017)



Datenquelle: (AGEE-STAT 02/2018); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.12: Installierte Leistung und Stromerzeugung aller Wasserkraftanlagen gemäß AGEE Stat inklusive Pumpspeicheranlagen mit natürlichem Zufluss. Die installierte Leistung ist als Säule, die Stromerzeugung als Linie dargestellt.

## 5.2. Alter und Zustand des Wasserkraftanlagenbestands

Um Aussagen über den Zustand des Kraftwerksparks und damit über den Modernisierungsbedarf bestehender Wasserkraftanlagen zu erhalten, wurden die Betreiber und Betreiberinnen der Wasserkraftanlagen nach dem Inbetriebnahmehr Jahr ihrer Anlage gefragt.

### 5.2.1. Umfrageergebnisse zur Inbetriebnahme (Anlagenregister, Stand Januar 2017, $P < 1 \text{ MW}$ )

Die meisten Anlagen  $< 1 \text{ MW}$  (75 %), für die eine Rückmeldung erfolgte, wurden erstmalig im Zeitraum von 1887 bis 1999 in Betrieb genommen. Dabei wurde für zehn Anlagen ein Datum vor 1900 angegeben. Diese Anlagen sind also über 117 Jahre alt. 19 % der Rückmeldungen verzeichneten ein Inbetriebnahmehr Jahr ab 2000. Den rückgemeldeten Anlagen ist gemeinsam, dass sie ab 2014 Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt haben.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Leistungsbereich  $< 1 \text{ MW}$  eine großer Bestand relativ alter Anlagen vorliegt.

### 5.2.2. Umfrageergebnisse zu Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung ( $P \geq 1 \text{ MW}$ )

Für Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$  wurden neben dem Baujahr, das Datum der letzten Revision und das Ende der wasserrechtlichen Zulassung erhoben. Die

Auswertung der 163 Rückmeldungen der Anlagen  $\geq 1$  MW ergab, dass die beteiligten Wasserkraftanlagen in den Jahren 1899 bis 2015 errichtet wurden (Abbildung 5.13). Siebzehn Anlagen weisen eine Betriebsdauer von über 100 Jahren auf. Die Kurve der Baujahre in Abbildung 5.13 zeigt einen kontinuierlichen Anstieg, der ab 1970 flacher als in den Vorjahren verläuft. Ab diesem Zeitraum hat sich der Bau von Anlagen verlangsamt. Die Zahl der Revisionen nimmt allmählich zu. Es ist anzunehmen, dass zu diesem Zeitpunkt die wirtschaftlich lukrativen Standorte bereits ausgebaut waren und erhalten werden sollten. Von den bisher durchgeföhrten 59 Revisionen fanden mit 32 über die Hälfte in den letzten fünf Jahren von 2012 bis 2017 statt.

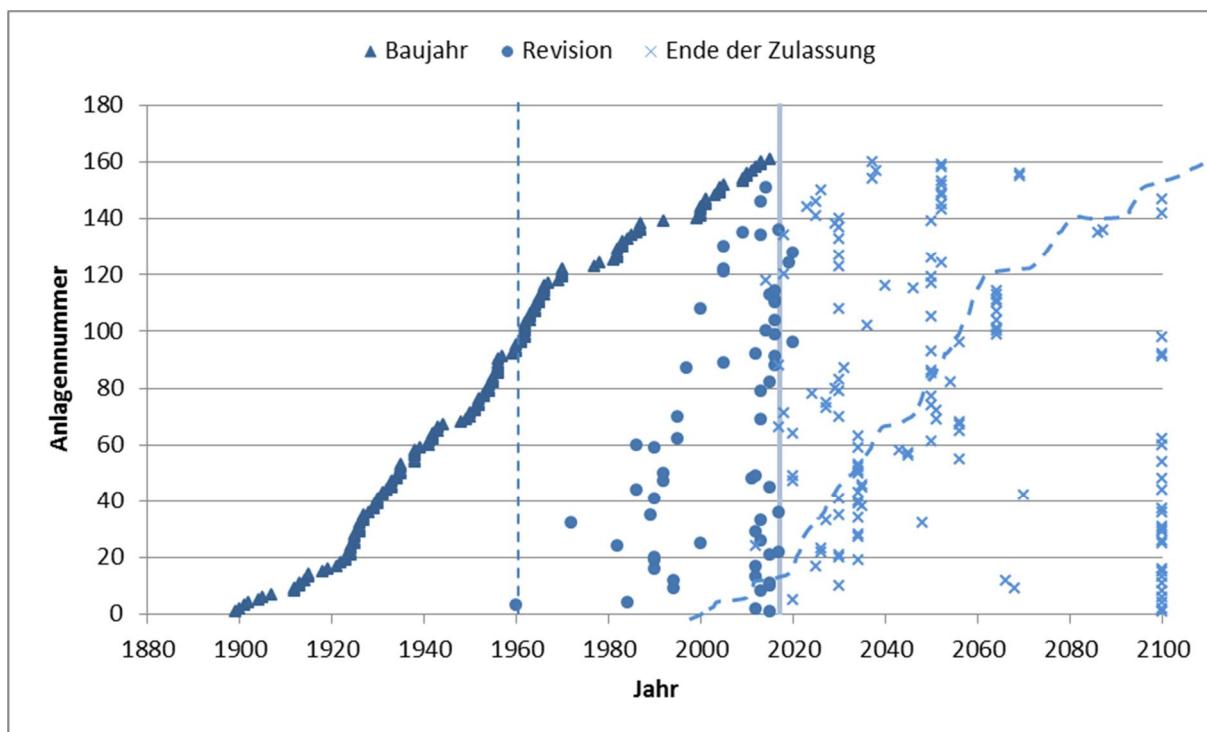
Dabei werden neben Generator- und Laufraderneuerung, Automatisierung und Modernisierung der Turbinen in den meisten Fällen die Revision von Leittechnik, E-Technik und Maschinentechnik genannt. Darüber hinaus werden der Bau von Dotier- und Mindestwasserturbinen, von Fischaufstiegsanlagen, Feinrechen aufgeführt.

Für 55 Anlagen wurde angegeben, dass ein Modernisierungsstau vorliege. Dies wurde häufig mit fehlender Wirtschaftlichkeit begründet. Dass kein Modernisierungsstau vorliegt, wurde für 58 Anlagen angegeben.

Inwieweit regelmäßige Modernisierungen zum Erhalt eines bestehenden Kraftwerksparks stattfinden, ist Teil der Firmenpolitik der Unternehmen. In einem Telefoninterview äußerte ein Betreiber, dass sein Unternehmen auch in Zeiten niedriger Börsenpreise und damit schlechter Rendite Revisionsmaßnahmen durchföhre, um den Anlagenbestand zu sichern.

134 Betreiber machten Angaben zum Ende der wasserrechtlichen Zulassung. 25 dieser Anlagen verfügen über eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung. Für zahlreiche Anlagen beträgt die Befristung über 100 Jahre. Die gestrichelte Kurve in Abbildung 5.13 gibt an, wann für die Anlagen die hypothetische Betriebszeit von 100 Jahren erreicht ist. Genehmigungen, die nach dem Jahr 2000 erteilt wurden, reichen eher über 25 bis 50 Jahre.

57 % der aufgeführten Anlagen (91 von 163 Anlagen) mit einer installierten Leistung  $\geq 1$  MW sind über 60 Jahre alt. Das ist die durchschnittliche Nutzungsdauer der baulichen Anlagen eines Wasserkraftwerks (Giesecke 2009). In Abbildung 5.13 sind dies die Anlagen links von der gepunkteten Linie des Jahres 1959. Für 37 dieser Anlagen wurde angegeben, dass inzwischen eine Revision stattfand. Aus den Daten ist aber nicht abzulesen, wie häufig und in welchem Umfang die Anlagen im Laufe der Zeit modernisiert wurden und ob z. B. eine Wehrsanierung stattfand.



Datenquelle: Betreiberumfrage  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 5.13: Baujahr, Revisionsjahr und Ende der wasserrechtlichen Zulassung von Wasserkraftanlagen der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; 2100 = keine Befristung der wasserrechtlichen Zulassung; gestrichelte Kurve: 100 Jahre Betriebszeit; gestrichelte Senkrechte: 1960

Insgesamt ist aus den Ergebnissen der Umfrage zu entnehmen, dass die Mehrzahl der Anlagen der Leistung  $\geq 1 \text{ MW}$  die durchschnittliche Nutzungsdauer von 60 Jahren bereits überschritten hat. Revisionen und technische Modernisierungen fanden überwiegend unter den Gesetzen EEG 2012 und 2014 statt, wobei unter dem EEG 2014 eine Förderung nach einer technischen Modernisierung ohne Berücksichtigung ökologischer Maßnahmen möglich war. Anlagen dieser Leistungsklasse werden regelmäßiger Revisionen unterzogen als Anlagen  $< 1 \text{ MW}$ . Über eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung verfügen überwiegend die älteren Anlagen. Diese wird bei Neubauten nicht mehr gewährt.

In den nächsten Jahren und insbesondere zwischen den Jahren 2025 bis 2035 läuft eine Reihe von wasserrechtlichen Genehmigungen aus, so dass Neugenehmigungen anstehen. Neben der Anpassung der gewässerökologischen Maßnahmen auf den aktuellen Stand ist mit aufwändigen Wehrsanierungen zu rechnen, da zahlreiche Wehranlagen ein Alter erreichen, in dem eine umfassende Sanierung erforderlich wird. Es werden also Stillstandszeiten bei den Wasserkraftanlagen auftreten oder Anlagen sogar dauerhaft außer Betrieb gehen.

### 5.3. Vermarktung

Geschäftsmodelle für die Vermarktung der Wasserkraft ergeben sich zunächst aus dem Verkauf des erzeugten Stroms innerhalb des EEG über die Einspeisevergütung oder über die geförderte Direktvermarktung. Mit dem EEG 2014 und dem EEG 2017 soll die Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energiequellen eine stärkere Marktorientierung erhalten. Nach der Einführung der geförderten Direktvermarktung mit dem Marktpreämienmodell für einen Großteil der Anlagen im

EEG 2014, wurde mit dem EEG 2017 die Leistungsgrenze, ab der die Direktvermarktung als geförderte Vermarktungsform verpflichtend ist, auf 100 kW gesenkt.

Das Marktprämienmodell kombiniert die Vorteile einer marktorientierten Einspeisung mit der Risikoreduktion für den Anlagenbetreiber gemäß Festpreisvergütung. Dabei vermarktet der Anlagenbetreiber die elektrische Energie direkt, oder über einen Händler z. B. über den Day-Ahead-Markt elektrischer Energie, wobei durch zusätzliche Prämien die Vermarktungsrisiken reduziert werden und ein Wechsel aus der Festpreisvergütung angereizt wird. Es ergeben sich damit Gesamterlöse je Anlage, die mit dem jeweiligen tatsächlichen Marktpreis korrelieren.

Da die Wasserkraftbetreiber bereits lange vor Inkrafttreten der Erneuerbare Energien Gesetze ihren Strom vermarktet haben und bestehende Anlagen großer Leistung keine Förderung innerhalb des EEG erhalten, ist für einen Großteil des erzeugten Wasserkraftstroms bereits die Orientierung am Strommarkt gegeben. Hierfür stehen folgende Vermarktungswege zur Verfügung:

- Vermarktung an der Börse
- Eigenvermarktung an Dritte
- Vermarktung über Zwischenhändler.

Die Vermarktung über einen spezialisierten Zwischenhändler hat den Vorteil, dass der relativ hohe Aufwand für Prognosen und Meldepflichten bei diesem verbleibt.

In diesem Kapitel werden verschiedene Vermarktungswege betrachtet und es wird analysiert, welche Vermarktungsformen aktuell durch die Wasserkraft genutzt werden. Der Vollständigkeit halber werden die Veräußerung von Herkunftsachweise für die nicht geförderte Stromerzeugung (Kapitel 5.3.6) und die Vermarktung von durch das EEG-gefördertem Regionalstrom kurz beschrieben (Kapitel 5.3.7). Darüber hinaus spielt die Deckung des Eigenbedarfs eine wichtige Rolle für den wirtschaftlichen Betrieb der Wasserkraftanlagen (Kapitel 5.3.6).

Der Handel an den Reservemarkten und die Möglichkeiten der Teilnahme von Wasserkraftanlagen wird in Kapitel 9.4 dargestellt.

### 5.3.1. Direktvermarktung innerhalb des EEG

Für neue bzw. reaktivierte Anlagen, die durch das EEG 2014 bzw. 2017 gefördert werden, ist die Direktvermarktung ab einer Leistung von 100 kW (bzw. 500 kW bei Inbetriebnahme bis zum 31.12.2015) verpflichtend. Mit dem EEG 2017 gelten ertüchtigte Anlagen als neu in Betrieb genommen, sodass für diese auch bei Überschreiten der 100 kW-Grenze die Direktvermarktung verpflichtend ist. Sowohl das EEG 2014 als auch das EEG 2017 unterscheiden dabei zwischen geförderter und sonstiger Direktvermarktung. Für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung werden die erzeugten Strommengen gemeldet und in den EEG-Daten verzeichnet, aber es erfolgt keine Förderung.

Zum Ende des Jahres 2017 befanden sich laut Netztransparenz (2018) Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von etwa 685 MW in der geförderten Direktvermarktung und rund 130 MW im Bereich der sonstigen Direktvermarktung. Im zeitlichen Verlauf des Jahres 2017 variiert die gesamte direkt vermarktete Leistung zwischen 800 MW und 850 MW. Der Anteil der sonstigen Direktvermarktung bleibt in diesem Zeitraum mit etwa 16 % relativ konstant.

Für die Wasserkraft wird der Großteil der Anlagenleistung schon vor Inkrafttreten der Erneuerbare Energien Gesetze am Strommarkt veräußert. In der sonstigen Direktvermarktung ist dieser Anteil nicht vollständig erfasst. (Kapitel 5.3.2).

### 5.3.2. Entwicklung verschiedener Vermarktungswege innerhalb und außerhalb des EEG

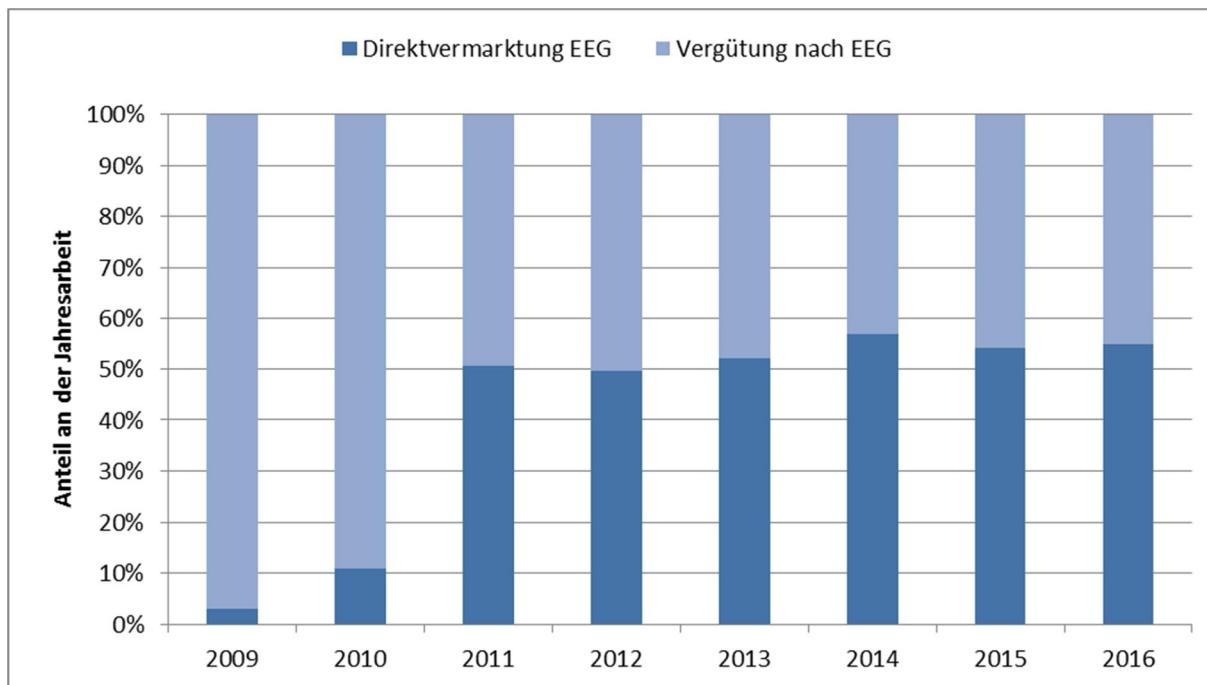
Die Entwicklung des auf unterschiedlichen Wegen vermarktetem Wasserkraftstromes für die Jahre 2009 bis 2016 zeigt Tabelle 5.12. Hierbei wird differenziert zwischen der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft und der Jahresarbeit des EEG geförderten Stroms. Die Differenz der beiden Angaben ergibt die Stromerzeugung, die außerhalb des EEG veräußert wird (Zeile 3). Weiterhin ist die Stromerzeugung dargestellt, die über die EEG-Einspeisevergütung vermarktet wird. Diese nimmt über die Jahre bis 2012 stetig ab und bleibt danach anteilig an der gesamten Stromerzeugung aus Wasserkraft relativ gleich, während die Jahresarbeit aus der EEG-Direktvermarktung in den Anfangsjahren stark zunimmt und sich auf einem Niveau zwischen 2,9 TWh und 3,3 TWh bzw. 52 % bis 57 % einpendelt (Abbildung 5.14).

Der Anteil der Stromerzeugung mit EEG-Einspeisevergütung halbiert sich in etwa seit 2009 ausgehend von 25 % auf aktuell 13 %. Die Aufteilung zwischen geförderter und sonstiger Direktvermarktung ist in Kapitel 5.3.1 dargestellt. Wegen fehlender Daten des Jahres 2017 kann die Auswertung für das Jahr 2017 zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht entsprechend ergänzt werden.

*Tabelle 5.12: Entwicklung der Jahresarbeit der Wasserkraft mit und ohne Direktvermarktung:  
Zahlen in der Klammer verdeutlichen die Berechnungsweise der Zeilen untereinander)*

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Bruttostromerzeugung Wasserkraft*, ** [GWh/a]	19.031	20.953	17.671	22.091	22.998	19.587	18.977	20.546
2	Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG-Förderung [GWh]	5.024	5.665	4.843	5.417	6.265	5.645	5.348	5.948
3	Jahresarbeit der Vermarktung außerhalb des EEG [GWh/a] (1-2)	14.007	15.288	12.828	16.674	16.733	13.942	13.629	14.598
4	Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG- Einspeisevergütung [GWh]	4.877	5.049	2.397	2.724	3.010	2.432	2.444	2.669
5	Anteil Stromerzeugung mit EEG-Einspeisever- gütung an der Brutto- stromerzeugung (4/1)	25,6 %	24,1 %	13,6 %	12,3 %	13,1 %	12,4 %	12,9 %	13 %
6	Jahresarbeit EEG- Direktvermarktung [GWh/a]	146	616	2.446	2.693	3.258	3.213	2.903	3.279
7	Anteil der EEG- Direktvermarktung an der Gesamt-EEG-Jahresarbeit (6/2)	3 %	11 %	51 %	50 %	52 %	57 %	54 %	55 %

\* für Pumpspeicherkraftwerke nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss  
Datenquelle: \*\*(AGEE-Stat 2017); (BMWi 2017); Auswertung: IBFM



Datenquelle: (BNetzA 2015b), (BMWi 2017); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.14: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit auf Festvergütung und Direktvermarktung nach EEG

Betrachtet man die Leistungsklassen (Tabelle 5.13), lässt sich feststellen, dass der Anteil an der geförderten Direktvermarktung für die Leistungsklasse < 500 kW relativ gering ist. Dies spiegelt sich auch in den Aussagen des BDW wieder, der die Attraktivität einer Direktvermarktung für die Mitglieder mit kleinen Anlagen als eher gering bezeichnet (BDW 2017). Die geringen Unterschiede zwischen Tabelle 5.12 und Tabelle 5.13 für die Jahresarbeit mit EEG-Vergütung und Direktvermarktung im Jahr 2016 resultieren aus den unterschiedlichen Datenquellen.

Der Anteil der geförderten Direktvermarktung steigt erwartungsgemäß mit Zunahme der Anlagenleistung an. Mit steigender Leistung nehmen die relativen Kosten für die Direktvermarktung ab. Daher sind Vermarkter an größeren Anlagen interessiert. Sie können diesen eine höhere Vergütung für den Strom zahlen, sodass diese Vermarktungsform auch für Anlagenbetreiber mit zunehmender Anlagenleistung attraktiver wird.

Der Anteil der Direktvermarktung für den Leistungsbereich 100 bis 500 kW ist relativ gering (Tabelle 5.13). In diesem Bereich gibt es unter dem EEG 2014 nur wenige Neuanlagen, wie die Auswertung des Anlagenregisters zeigt. Nach Aussage einzelner Stromhändler ist die Vermarktung dieser kleinen Anlagen zwar wenig attraktiv. Entsprechende Vermarktungsmodelle könnten sich allerdings an der Photovoltaik orientieren.

Neben den reinen Stromvermarktern bilden sich derzeit auch Erzeuger- und Verbrauchergemeinschaften, die einen internen Stromvertrieb organisieren. Als Beispiel sei hier die Sonnen GmbH genannt, die einerseits Heimspeicher für PV Anlagen vertreibt, andererseits PV-, Wind- und Biogasanlagen mit Hilfe der Blockchain Technologie vernetzt (Enkhardt 2017).

*Tabelle 5.13: Jahresarbeit der Wasserkraftanlagen mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2016 nach Leistungsklassen*

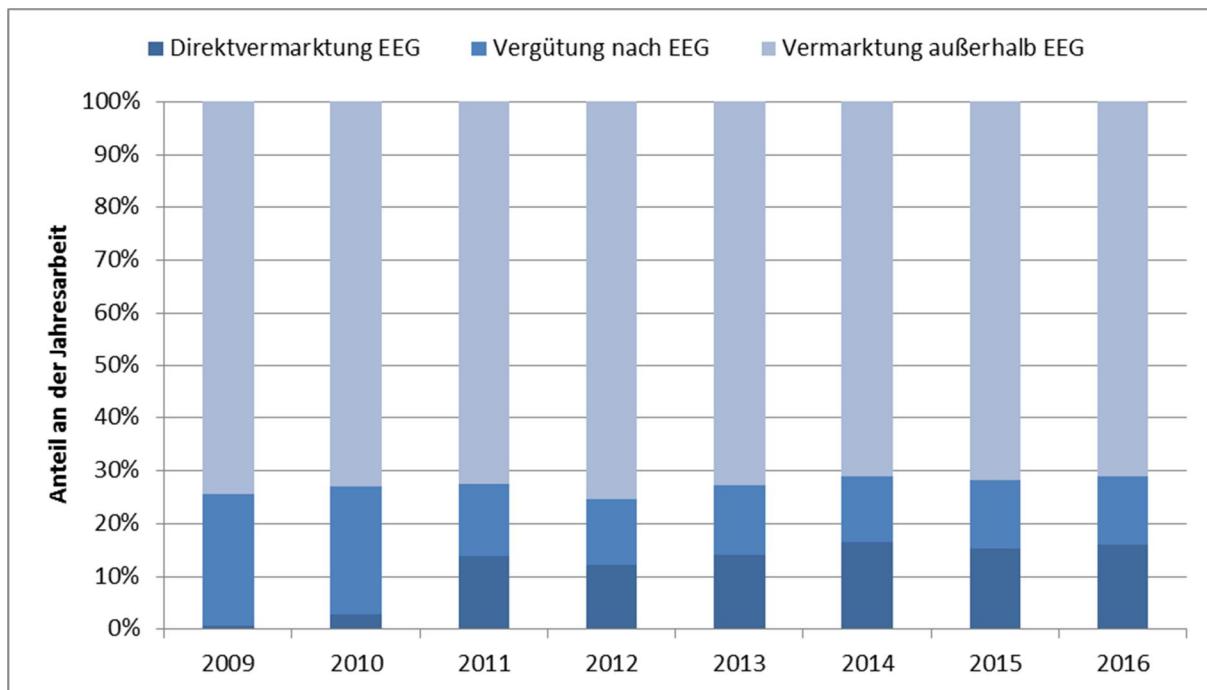
Leistungsklasse	Jahresarbeit [GWh]		
	Direktvermarktung EEG	EEG Jahresarbeit gesamt	Anteil der Direkt- vermarktung
≤ 100 kW	8,3	529	1,6 %
> 100 - 200 kW	14,4	275,2	5,2 %
> 200 - 500 kW	102,2	794,3	12,9 %
> 0,5 - 1 MW	213,8	677,1	31,6 %
> 1 - 2 MW	410,1	766,3	58,1 %
> 2 - 5 MW	1.862,3	2.283,0	81,6 %
> 5 - 10 MW	33,6	55,8	66,2 %
> 10 - 20 MW	83,2	83,2	100 %
> 20 - 50 MW	285,7	285,7	100 %
> 50 MW	286,7	263,7	100 %
Summe	3.300,3	6.013,3	55 %

*Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec*

Die außerhalb des EGG vermarktete Jahresarbeit ist über den gesamten Zeitraum relativ gleichbleibend groß. Sie schwankt zwischen 71 % im Jahr 2014 und 75 % im Jahr 2012 (Tabelle 5.12, Abbildung 5.15).

Dabei veräußern insbesondere Wasserkraftanlagen mit großer Leistung den erzeugten Strom außerhalb des EEG an der Börse oder über bilaterale Geschäfte. Zur Minimierung des Vermarktungsrisikos und zur Maximierung des Gewinns wählen die Betreiber gemischte Vermarktungswege: auf dem Terminmarkt werden Anteile der Stromerzeugung als Grundlast zu den handelsüblichen Preisen verkauft. Laut Angaben größerer Betreiber werden in den Verträgen Laufzeiten in der Größenordnung von wenigen (z. B. drei) Jahren festgelegt und etwa 70 % der Regelerzeugung veräußert. Die restliche Erzeugung wird kurzfristig am Spotmarkt gehandelt.

Zusätzlich zum erzeugten Strom vermarktet die Wasserkraft Regelleistung. Dabei stellt die Wasserkraft und hier im Wesentlichen die Pumpspeicherwerkste im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern wie Gas, Stein- oder Braunkohle den größten Anteil der präqualifizierten Regelleistung (Kapitel 9.4).



Datenquelle: (BMWi 2017); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 5.15: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit nach Vergütung und Direktvermarktung nach EEG und nach außerhalb des EEG vermarkter Jahresarbeit

### 5.3.3. Wechsel zwischen den Veräußerungsformen Einspeisevergütung und geförderte Direktvermarktung

Zwischen den Vermarktungsformen Einspeisevergütung und geförderte Direktvermarktung besteht gemäß § 21b EEG 2017 eine kalendermonatliche Wechselmöglichkeit. Ein solcher Wechsel ist für die Betreiber attraktiv, wenn der Verkauf am Strommarkt relativ hohe Erlöse bietet, so dass die Einnahmen aus der Direktvermarktung die Einspeisevergütung übersteigen.

Die meisten der in den EEG-Daten des Jahres 2016 geführten Wasserkraftanlagen der Leistung  $\leq 5$  MW erhielten eine feste Einspeisevergütung (6.386 Anlagen) und verblieben im Laufe des Jahres 2016 in dieser Vermarktungsform (Tabelle 5.14). Während in diesem Zeitraum der Strom weiterer 355 Anlagen direkt vermarktet wurde, vollzogen 156 Anlagen oder 2 % der Anlagen einen einmaligen Wechsel zwischen der geförderten Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung. Ein Wechsel der Veräußerungsform ist für die meisten Wasserkraftanlagen wenig attraktiv, da insbesondere bei relativ geringer Jahreserzeugung das Risiko besteht, dass sich trotz des Aufwands für einen Wechsel keine nennenswerten Zusatzerlöse erzielen lassen.

*Tabelle 5.14: Anzahl der Wasserkraftanlagen mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2016 nach Leistungsklassen*

Leistungsklasse	Anzahl			
	Direktver- marktung (einige Vergütungsart)	Einspeise- vergütung (einige Vergütungsart)	mit einem Wechsel	gesamt
≤ 100 kW	43	5.127	64	5.234
> 100 - 200 kW	22	457	15	494
> 200 - 500 kW	72	554	25	651
> 0,5 - 1 MW	59	165	18	242
> 1 - 2 MW	64	53	15	132
> 2 - 5 MW	95	30	19	144
Summe	355	6.386	156	6.898

*Datenquelle: (BNetzA 2016d), Auswertung: IBFM und Hydrotec*

### 5.3.4. Umfrageergebnisse für WKA mit P < 1 MW

Die Ergebnisse einer Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen, die im Januar 2017 im Anlagenregister gemeldet waren, zeigt, dass der größte Anteil der Anlagen kleinerer Leistung den Strom über die Festvergütung im EEG vermarktet (Tabelle 5.7). Demgegenüber wurde für etwa 15 % bzw. in 30 von 232 Rücksendungen eine geförderte Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie angegeben. Die Vermarktungsanteile variierten zwischen 57 % und 100 % bei einem Durchschnittswert von 88 %. Hierunter fallen gemäß Abbildung 4.2 einige Anlagen, die aufgrund des Inbetriebnahmedatums und der Anlagengröße zur Direktvermarktung verpflichtet sind.

Eine deutlich geringere Anzahl von 19 Rückantworten bejahte die Vermarktung direkt an einen Endverbraucher (ohne Marktprämie). Hier werden Anteile von 1 % bis 100 % genannt. Der Durchschnitt liegt bei 21 %.

Insgesamt wird die Festvergütung bevorzugt und die geförderte Direktvermarktung über das EEG der Vermarktung in Eigenregie vorgezogen, die einen höheren Aufwand und eine größere Unsicherheit bedeuten.

In sieben Rückmeldungen wurde die Vermarktung von Systemdienstleistungen angegeben, wobei zwei Anlagen als Umfang 80 % bei einer installierten Leistung von P = 495 kW bzw. 100 % für P = 253 kW angaben.

### 5.3.5. Umfrageergebnisse für WKA mit P ≥ 1 MW

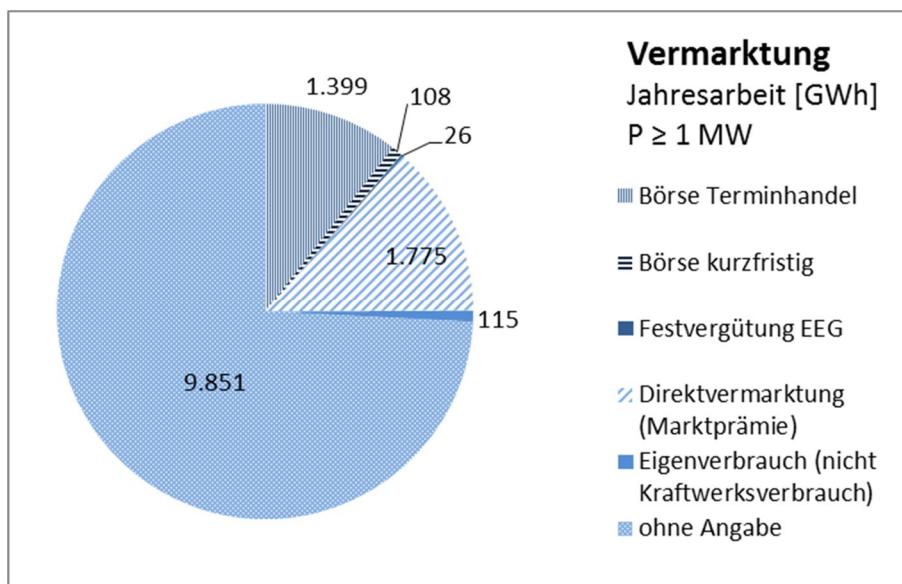
Abbildung 5.16 zeigt die Auswertung der Umfrageergebnisse in Bezug auf die Vermarktung der Anlagen größerer Leistung. Ein großer Teil der Betreiber, entsprechend 60 von 163 Rückmeldungen, macht dabei keine Angaben zur Vermarktungsform, so dass für eine Jahresarbit von 9.851 GWh, oder 74 % der Rückmeldungen keine entsprechenden Angaben vorliegen. Da es sich bei diesen weitgehend um Anlagen relativ großer Leistung handelt, ist zu vermuten, dass der Strom dieser Anlagen z. B. an der Börse vermarktet wird.

Unter den Rückmeldungen waren 27 Wasserkraftanlagen, die im Jahr 2016 1.400 GWh über den Terminhandel an der Börse veräußerten. Dabei wurde in zwei Fällen ein Tarif von 3,3 ct/kWh und in

zwei weiteren 4,7 ct/kWh angegeben. 14 Anlagen vermarkteten dabei ca. die Hälfte bis 2/3 des Stroms über den Terminhandel an der Börse und den Rest über die geförderte Direktvermarktung. Ein Betreiber teilte im Interview mit, dass solche gesplitteten Geschäfte gerne eingegangen werden, um das Risiko zu minimieren. Die Teilnahme am kurzfristigen Börsenhandel wurde für 17 Anlagen angegeben. Sie veräußerten dort 108 GWh. Nur für zwei Anlagen wurde der Tarif angegeben. Er lag bei 3,14 ct/kWh.

Für etwa die Hälfte der Anlagen, nämlich 81 Anlagen mit einer Leistung von 372 MW wurde angegeben, dass sie im Jahr 2016 Strom über die geförderte Direktvermarktung veräußerten. Die direkt vermarktete Jahresarbeit betrug in der Summe 1.775 GWh. Fünf der Betreiber mit einer Jahresarbeit von 26 GWh gaben an, dass sie ihren Strom rein über eine EEG-Festvergütung vermarkten.

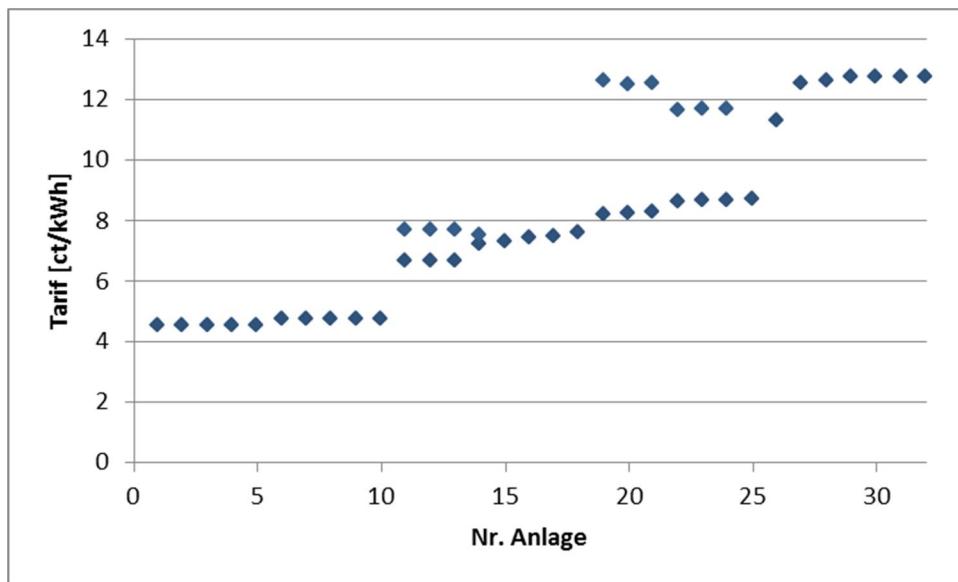
Vergleicht man die in der Umfrage erfasste Jahresarbeit für die EEG-Vermarktung von etwa 1.800 GWh mit der gesamten durch das EEG für die Leistungsklassen  $\geq 1$  MW vergüteten Jahresarbeit von 3.678 GWh (Tabelle 5.11), so werden durch die Umfrage ca. 50 % davon erfasst.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1$  MW; Auswertung: IBFM

Abbildung 5.16: Anteile des erzeugten Stroms an der jeweiligen Vermarktungsform

Für 33 Anlagen wurde ein Tarif für die Direktvermarktung angegeben. Dieser schwankt zwischen 4,5 ct/kWh und 12,7 ct/kWh (Abbildung 5.17). Wurden zwei Tarife aufgeführt, bezog sich der niedrigere Wert auf die Vergütung vor der Durchführung der Modernisierungsmaßnahme. Durch die Maßnahmen wurde also eine Steigerung der Vergütung um etwa 1 bis 4 ct/kWh erreicht.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 5.17: Tarife der Direktvermarktung aus der für Wasserkraftanlagen der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$

### 5.3.6. Terminhandel mit Herkunftsachweisen an der EEX

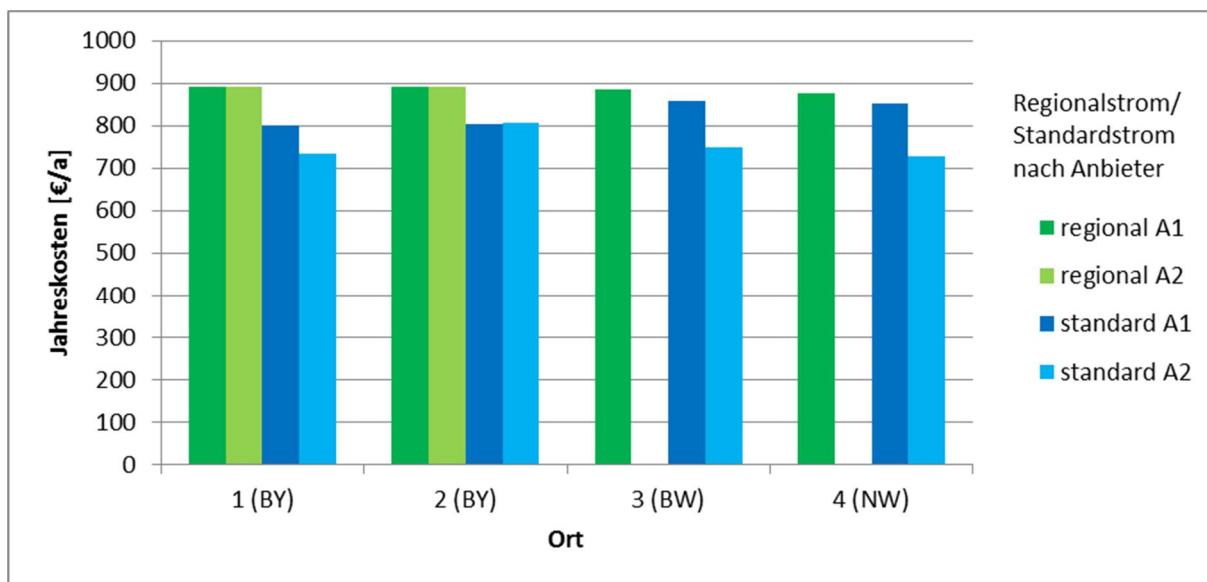
Strom aus Anlagen, die keine Förderung nach dem EEG erhalten, kann als grüner Strom oder Ökostrom vermarktet werden und z. B. Herkunftsachweise veräußern. Darunter fallen auch Anlagen unter der sonstigen Direktvermarktung, da für diese keine monetäre Förderung im EEG stattfindet.

Herkunftsachweise werden als Zertifikate für 1 MWh Strom über den Terminhandel an der EEX gehandelt. Als Beispiel für Höhe der Einnahmen sei hier für eine Transaktion von 5.000 Zertifikaten in 2014 der erzielte Preis von 0,20 €/MWh = 0,02 ct/kWh genannt ([www.ingenieur.de](http://www.ingenieur.de), Aufruf vom 18. August 2017). Im Vergleich zum Börsenstrompreis von wenigen ct/kWh kann durch den Verkauf der Nachweise der Erlös im Bereich um die 0,5 % gesteigert werden.

### 5.3.7. Regionalstrom

Regional gekennzeichneter Grünstrom kann nach dem EEG 2017 in der geförderten Direktvermarktung vermarktet werden und eine um 0,1 ct/kWh reduzierte Marktpremie beanspruchen (Kapitel 3.2.3.1). Obschon das Regionalstrom-Nachweisregister voraussichtlich erst zum 1.1.2019 in Betrieb gehen wird, findet man im Internet unter dem Begriff „Regionalstrom“ einige Angebote. Eine Recherche bei jeweils zwei verschiedenen Stromanbietern an vier unterschiedlichen Orten in Bayern (BY), Baden-Württemberg (BW) und Nordrhein-Westfalen (NW) ergab, dass der Unterschied zwischen den Tarifen für Regionalstrom und dem Standardangebot relativ stark schwanken können (Abbildung 5.18). Verglichen werden je 1-2 Tarife für Regionalstrom mit je 2 Tarifen für Standardstrom für jede Ortschaft. Die Jahreskosten wurden aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis für einen 2-Personen Haushalt mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 3000 kWh/a berechnet. Für die Standardstromtarife wurde der Preis der jeweiligen Stadtwerke herangezogen bzw. das jeweils kostengünstigste Ergebnis des Vergleichsportals Check24.de (Stand: 05.01.2018).

Abbildung 5.18 zeigt, dass sich bei entsprechender Vermarktung mit Regionalstrom zusätzliche Gewinne generieren lassen, von denen auch die Stromerzeuger profitieren können.



Quelle: Internet Recherche und Darstellung IBFM

Abbildung 5.18: Kostenvergleich Regionalstrom und Standardstrom; Jahreskosten Strombezug für einen 2-Personen Haushalt (Preise ohne Sofortbonus etc., Stand 05.01.2018)

### 5.3.8. Eigenverbrauch

Verbrauchen Stromerzeuger den erzeugten Strom z. B. im eigenen Betrieb oder Wohnhaus in der Nähe der Wasserkraftanlage spricht man von Eigenverbrauch oder auch Eigenbedarf. Der somit vermiedene Strombezug ist aufgrund des Unterschiedes zwischen den Fördertarifen und den allgemeinen Stromtarifen, der in der Regel über 25 ct/kWh liegt, für die Betreiber wirtschaftlich sehr interessant und wird bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Unter bestimmten Bedingungen ist auf den Eigenverbrauch anteilig eine EEG-Umlage von 40 % zu zahlen. Der Kraftwerkseigenverbrauch, der zum Betrieb des Kraftwerkes aufzuwenden ist, ist von der Umlage befreit.

Der Anteil des Eigenverbrauchs ist für die Wasserkraft nur schwer zu ermitteln, da dieser Anteil in keiner Statistik erfasst wird und erst seit dem EEG 2014 im Anlagenregister aufgeführt werden muss. Im Folgenden werden die Angaben aus verschiedenen Quellen zusammengestellt.

#### 5.3.8.1. Anlagenregister

Das Anlagenregister beinhaltet Angaben dazu, ob die Betreiber planen, nach Inbetriebnahme ihrer Anlagen den erzeugten Strom im Sinne eines Eigenverbrauchs selbst zu nutzen. Dabei ist eine Angabe in drei Kategorien möglich (Tabelle 5.15). Ein vollständiger Eigenverbrauch wird eher selten angegeben. Die Zahl der Meldungen „kein Eigenverbrauch“ und „teilweiser Eigenverbrauch“ liegt bzgl. der Zahl der Anlagen in der gleichen Größenordnung. Dies gilt sowohl für neue oder reaktivierte (Tabelle 5.15) als auch für modernisierte/ertüchtigte Anlagen (Tabelle 5.16). Dabei werden unter dem Meldegrund Inbetriebnahme sowohl Neuanlagen als auch reaktivierte Anlagen subsummiert.

Es fällt auf, dass die Summe der installierten Leistung bei den Betreibern, die keinen Eigenverbrauch beabsichtigen, bei den Inbetriebnahmen wesentlich höher ist, so dass der Eigenverbrauch hier eine untergeordnete Rolle spielt. Bei den ertüchtigten Anlagen ist für etwa die Hälfte der Anlagen und ein Drittel der angegebenen Gesamtleistung ein teilweiser Eigenverbrauch geplant.

Tabelle 5.15: Geplanter Eigenverbrauch von neu in Betrieb genommenen bzw. reaktivierten Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister

	Neue bzw. reaktivierte Anlagen	
Angabe zum geplanten Eigenverbrauch	Anzahl Meldungen	Installierte Leistung [kW]
Kein Eigenverbrauch	55	10.198
Teilweiser Eigenverbrauch	71	1.906
Vollständiger Eigenverbrauch	1	30

Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

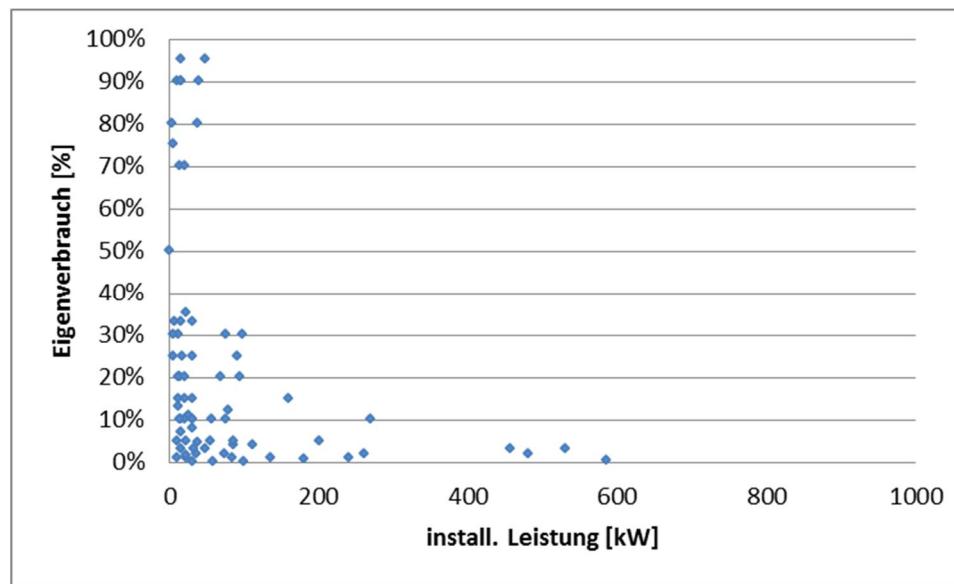
Tabelle 5.16: Geplanter Eigenverbrauch von ertüchtigten Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister

	Ertüchtigung Wasserkraftanlagen	
Angabe zum geplanten Eigenverbrauch	Anzahl Meldungen	Installierte Leistung [kW]
Kein Eigenverbrauch	435	141.248
Teilweiser Eigenverbrauch	365	67.340
Vollständiger Eigenverbrauch	8	867

Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

### 5.3.8.2. Umfrageergebnisse

Die Angaben aus dem Anlagenregister decken sich mit den Rückmeldungen aus der Umfrage bei den Wasserkraftbetreibern. Für Anlagen der Leistung  $P < 1$  MW wurde ein Eigenverbrauch in 112 Rückantworten bejaht, in 95 verneint und 25 Anlagenbetreiber machten hierzu keine Angaben. Der Mittelwert des Eigenverbrauchsanteils an der Stromerzeugung liegt bei 23 %, der Median bei 10 % für die Anlagen, die den Eigenverbrauch nutzen. Er variiert zwischen 0,1 % und 95 % (Abbildung 5.19).



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P < 1$  MW; Auswertung: IBFM

Abbildung 5.19: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen (ohne Kraftwerksverbrauch) aus der Betreiberumfrage für  $P < 1$  MW

Für die Anlagen der Leistung  $P \geq 1$  MW wurde in 29 Fällen der Eigenverbrauch verneint, für 36 Anlagen wurde ein Eigenverbrauch angegeben. Er liegt zwischen Null und 13 GWh/a bzw. 0 % und 49 %, im Durchschnitt bei 4,2 %, im Median bei 1,5 %.

### 5.3.8.3. Selbst- bzw. Eigenverbrauch in den EEG-Daten

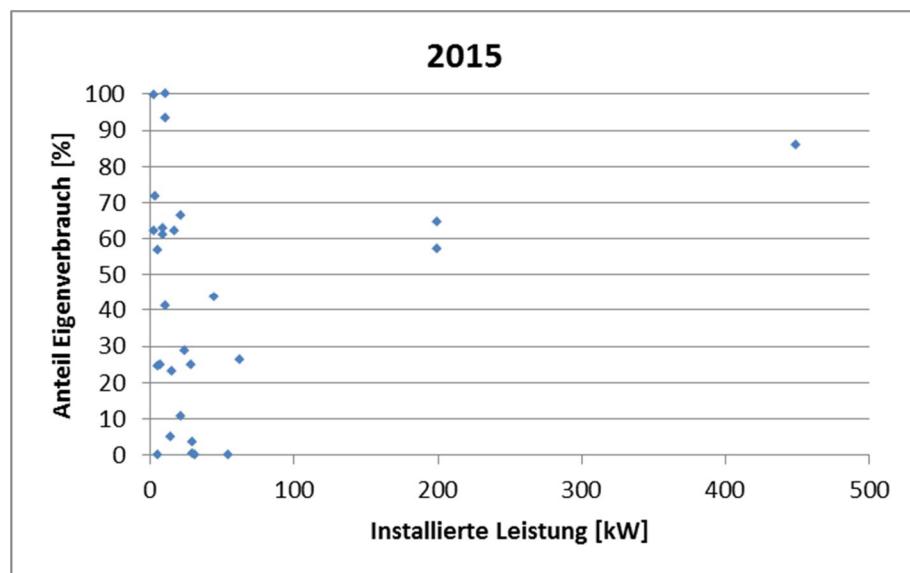
Aus den EEG-Bewegungsdaten wurden für die Jahre 2015 und 2016 die Strommengen der Vergütungskategorie „Selbstverbrauch“ mit der Definition „ohne EEG-Vergütung durch Anlagenbetreiber oder durch Dritte verbraucht“ folgende Angaben ermittelt:

- 2015  
29 Anlagen mit einem Selbst- bzw. Eigenverbrauch von insgesamt 2,556 GWh bei einer Jahresarbeit von 20,0 GWh - im Mittel 13 % bzw. 0,5 % an der gesamten Erzeugung aus Wasserkraft und
- 2016  
41 Anlagen mit einem Selbst- bzw. Eigenverbrauch von insgesamt 0,56 GWh bei einer Jahresarbeit von 5,6 GWh – im Mittel 10 % bzw. 0,1 % an der gesamten Erzeugung aus Wasserkraft.

Abbildung 5.21 und Abbildung 5.20 zeigen, dass der Anteil des Eigenverbrauchs in den Jahren 2015 und 2016 für die einzelnen Anlagen sehr stark zwischen 0 und 100 % variiert. In beiden Jahren liegen fast alle Anlagen im Leistungsbereich < 100 kW. Im Jahr 2016 sind nur zwei Anlagen im Leistungsbereich > 100 kW mit Eigenverbrauch zu finden. Drei weitere Anlagen im Leistungsbereich > 100 kW sind mit einer Jahresarbeit von Null eingetragen, die im Jahr 2015 noch Eigenverbrauchsanteile von bis zu 86 % aufgewiesen.

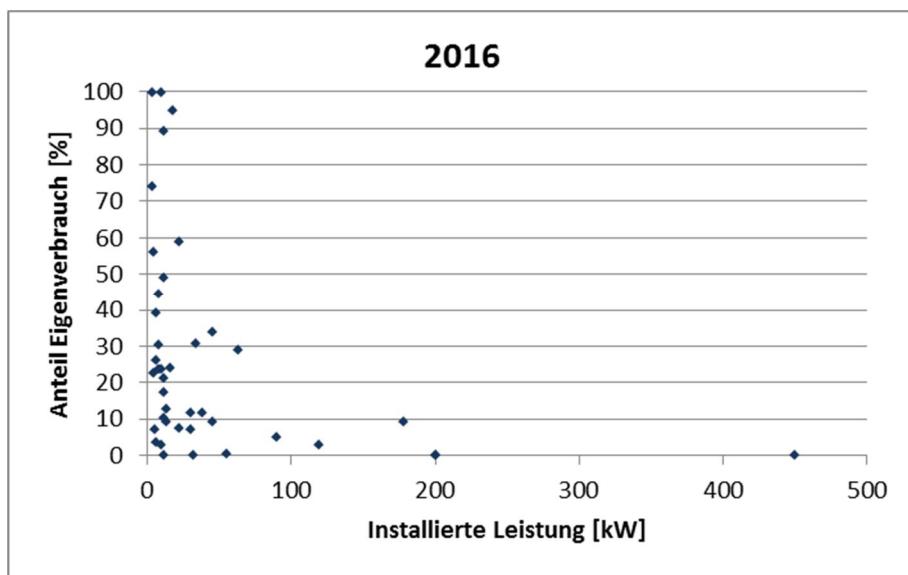
Die geringe Anzahl von Meldungen zum Eigenverbrauch in den EEG-Daten erklärt sich damit, dass eine Mitteilungspflicht nur für umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen besteht. Bestandsgeschützte und De-Minimis-Mengen für Anlagenleistungen  $\leq 10$  kW und Strommengen < 10 MWh/a fallen nicht unter die Meldepflicht. Die Zahl der Meldungen wird voraussichtlich ab dem 01.01.2017 zunehmen, da meldepflichtige Anlagen dann Sanktionen zu befürchten haben.

Eine Recherche hat keine weiteren, öffentlich zugänglichen Daten zu selbst verbrauchten Strommengen von Wasserkraftanlagen ergeben.



Datenquelle: (BNetzA 2015a); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.20: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen mit EEG-Förderung in 2015



Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM

Abbildung 5.21: Prozentualer Anteil Eigenverbrauch der Anlagen mit EEG-Förderung in 2016

## 5.4. Auswirkungen des EEG 2014 auf Hersteller und Planer

Führenden Herstellern von Turbinen und technischen Anlagen wurden im Herbst 2017 in Telefoninterviews die Frage gestellt, ob seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 bzw. EEG 2017 eine Zunahme bei den Anlagenmodernisierungen bzw. im Neubau von Wasserkraftanlagen zu verzeichnen war.

Ein Hersteller berichtete, dass durch sein Unternehmen etwa zehn alte Turbinen mit einer wasserrechtlichen Genehmigung durch Wasserkraftschnecken ersetzt wurden. Ein weiterer Hersteller tauschte bis zu 20 alte Turbinen durch Kaplanmaschinen aus, ein anderer verzeichnete einige Turbinenmodernisierungen. Ein Turbinenhersteller berichtete von einem leichten Auftragsanstieg für den Anfang des Jahres 2017, wobei unklar ist, ob gestiegene Börsenpreise oder das EEG dabei eine Rolle spielten. Die fünf restlichen Befragten hatten nur einzelne Aufträge zu verzeichnen. Insgesamt zeigten sich die Hersteller eher unzufrieden mit der aktuellen Geschäftslage und wiesen dabei meist auf eine langwierige, schwierige Genehmigungspraxis hin.

Das Hauptgeschäft der großen internationalen Hersteller liege nicht in Deutschland, wo die Auftragslage in den letzten Jahren merklich rückläufig war, sondern in anderen mittel- bzw. osteuropäischen Ländern, sowie in Afrika, Asien und Südamerika. Beschränkte Aufträge kommen noch aus dem Alpenraum. Es findet teilweise eine aktive Suche nach neuen Vermarktungsmöglichkeiten statt. Hier wurde der Bereich der Speicher genannt. Ein süddeutscher Hersteller merkte an, dass das EEG in Ordnung, aber die Genehmigungspraxis schwierig sei.

Im Bereich der Gutachten zu Modernisierungsmaßnahmen berichteten einzelne Anlagenhersteller von nur wenigen Aufträgen. Wie die Recherche bei einem Verteilnetzbetreiber zeigt (Kapitel 8.1.3), werden Gutachten meist von lokalen Ingenieurbüros oder von den Betrieben selbst erstellt, die Anlagenteile für eine Erhöhung des Leistungsvermögens installieren.

## 6. Ökonomische Aspekte

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten wird zwischen neu errichteten und modernisierten Wasserkraftanlagen sowie zwischen Anlagen  $\leq 5$  MW und  $> 5$  MW unterschieden. Die jeweils zum Ansatz kommenden Eingangsparameter werden in Kapitel 6.1 erläutert. In Kapitel 0 ist die Vorgehensweise bei der Berechnung der Stromgestehungskosten dargestellt.

Den ermittelten Stromgestehungskosten wird die Förderung durch das EEG gegenüber gestellt. Hier wurden die anzulegenden Werte des EEG 2017 (§ 40) gewählt, das am 1. Januar 2017 in Kraft getreten ist, siehe Kapitel 2.

### 6.1. Berechnungsgrundlagen zur Kostenermittlung

Grundlagen für die Ermittlung der Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen sind:

- Investitionen für die Energieerzeugungsanlage,
- Investitionen für die Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach §§ 33 – 35 WHG,
- die Betriebskosten,
- die Kapitalkosten sowie
- die Vollaststunden.

Anschaffungskosten und Betriebskosten wurden 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. Durch Bezug auf die jährliche Energieerzeugung, die mit Hilfe typischer Vollaststunden ermittelt wurde, wurden die Stromgestehungskosten abgeleitet.

Zusätzlich erfolgte eine Differenzierung nach Neubau und Modernisierung. 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 Modelfälle wie bei den anderen Vorhaben nicht möglich war.

Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden durchschnittliche Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen bestimmt werden. Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert hierbei auf folgender grundlegender Formel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el,t}}{(1+i)^t}}$$

Mit:

LCOE: Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten) [€/kWh]

$I_0$ : Investitionen [€]

$A_t$ : Auszahlungen/Kosten zum Zeitpunkt t [€]

$M_{el,t}$ : Produzierte Strommenge zum Zeitpunkt t [kWh]

- i: Kalkulationszins [%]
- n: Kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren
- t: Jahr der Nutzungsperiode

### 6.1.1. Investitionen

Die Kosten realisierter Wasserkraftanlagen wurden durch Umfragen bei Betreibern recherchiert (siehe Kapitel 4.3.3) und mit eigenen und veröffentlichten Daten verifiziert. Bei der Auswertung wurde zwischen Neubaukosten und Kosten der Modernisierung unterschieden. Die Modernisierung umfasst Maßnahmen zur technischen Modernisierung und Maßnahmen zur ökologischen Anpassung (Umsetzung der Anforderungen nach §§ 33 – 35 WHG). Die Förderung der Stromerzeugung war historisch (EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012) an Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands gebunden. Die Umfragen haben ergeben, dass Maßnahmen zur ökologischen Anpassung nicht bei allen Modernisierungen umgesetzt wurden. Da gemäß den gesetzlichen Anforderungen auch Bestandsanlagen nachgerüstet werden müssen, wurden Investitionen für diese Maßnahmen bei der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

#### 6.1.1.1. Neubaukosten

Es wurde angenommen, dass bei Neubauten bereits ein hoher ökologischer Standard zu erfüllen ist, so dass hierfür Kosten direkt in die Berechnung der Stromgestehungskosten eingeflossen sind. Kosten für Maßnahmen an der Stauanlage wie Sanierung oder Umbau sind nicht enthalten. Diese hängen sehr stark vom jeweiligen Standort ab und können erheblich sein, siehe Kapitel 6.1.2.

In Tabelle 6.1 sind die recherchierten Gesamtkosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen sortiert dargestellt. Außer für die Klassen < 100 kW ist die Anzahl der Daten zu gering, um eine gesicherte statistische Aussage treffen zu können. Neben dem Mittelwert wurden daher auch die Medianwerte ermittelt, um Ausreißer nicht zu sehr zu gewichten. Sie wurden bei der Wahl der Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Es ist anzumerken, dass eine der drei Anlagen der Klasse > 1 – 2 MW unter besonders günstigen Randbedingungen gebaut werden konnte, so dass die spezifischen Kosten relativ niedrig sind. Neben den 59 Anlagen, die in Tabelle 6.1 aufgeführt wurden, liegen noch Angaben zu einer Anlage mit 2.100 kW vor. Die spezifischen Investitionen liegen für diese Anlage bei 5.235 €/kW.

Tabelle 6.1: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen

Installierte Leistung		Gesamtkosten Neubau
$\leq 50 \text{ kW}$	Anzahl Rückmeldungen	30
	Kostenspanne in €/kW	2.088 - 66.667
	mittlere Kosten in €/kW	16.250
	Median in €/kW	11.658
$> 50 - 100 \text{ kW}$	Anzahl Rückmeldungen	10
	Kostenspanne in €/kW	3.300 - 20.000
	mittlere Kosten in €/kW	9.304
	Median in €/kW	8.718
$> 100 - 200 \text{ kW}$	Anzahl Rückmeldungen	4
	Kostenspanne in €/kW	4.972 – 8.252
	mittlere Kosten in €/kW	6.967
	Median in €/kW	7.322
$> 200 - 500 \text{ kW}$	Anzahl Rückmeldungen	6
	Kostenspanne in €/kW	5.400 - 11.972
	mittlere Kosten in €/kW	7.874
	Median in €/kW	7.798
$> 0,5 - 1 \text{ MW}$	Anzahl Rückmeldungen	5
	Kostenspanne in €/kW	3.545 – 8.017
	mittlere Kosten in €/kW	6.126
	Median in €/kW	5.778
$> 1 - 2 \text{ MW}$	Anzahl Rückmeldungen	3
	Kostenspanne in €/kW	2.301 – 7.778
	mittlere Kosten in €/kW	4.804
	Median in €/kW	4.333

Quelle: Erhebung IBFM

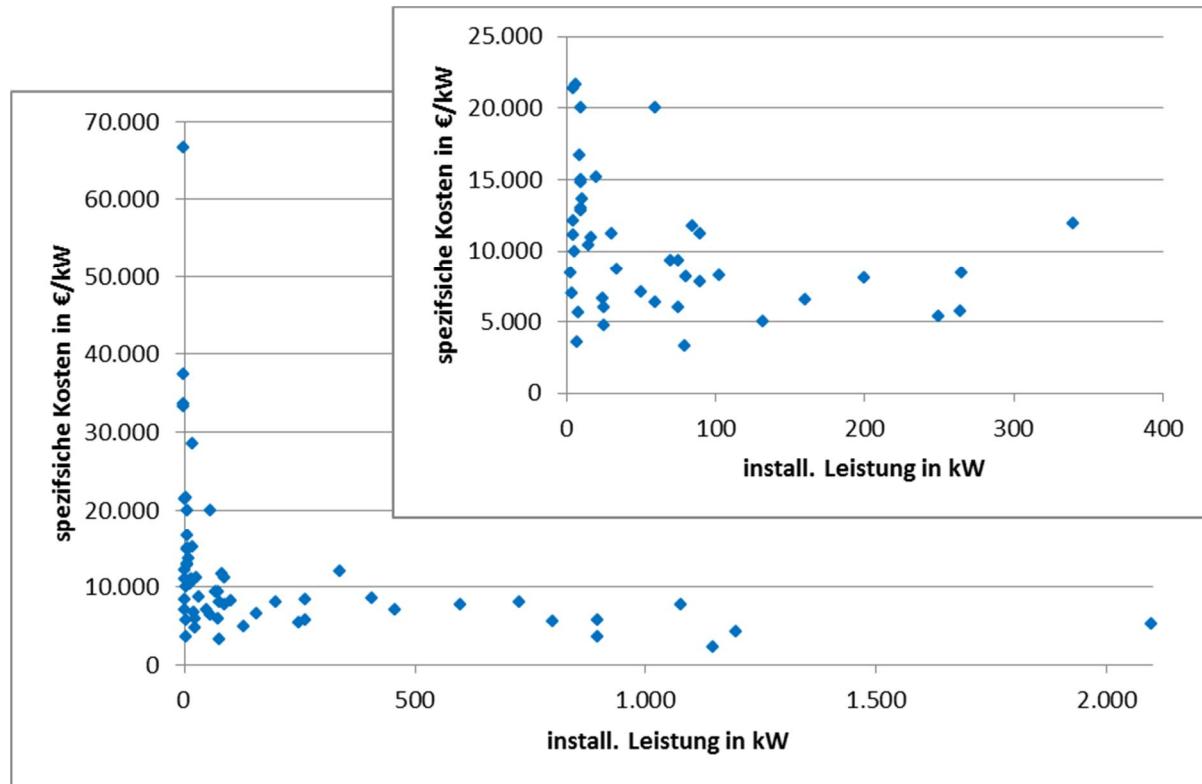
Abbildung 6.1 zeigt die Bandbreite der Kostenangaben für den Neubau von Wasserkraftanlagen. Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße abnehmen. Des Weiteren ist die große Streuung der spezifischen Kosten, insbesondere bei den Anlagen mit  $P_{\text{Inst}} \leq 100 \text{ kW}$  abzulesen.

Weiterhin ist zu erkennen, dass es sich bei dem Wert von 66.667 €/kW für eine Anlage mit einer installierten Leistung von 0,6 kW um einen Ausreißer handelt. Ohne diesen Wert liegt der Mittelwert der Anlagenklasse  $< 50 \text{ kW}$  bei 14.098 €/kW und der Median bei 11.658 €/kW.

Die Höhe der aus der Datenerhebung ermittelten Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen ist im Vergleich zu den Angaben im Erfahrungsbericht 2014 (BMWi 2014) bei den Anlagen mit einer installierten Leistung  $< 100 \text{ kW}$  deutlich gestiegen. In den anderen

Leistungsklassen ist kein eindeutiges Bild zu erkennen, was rein statistisch an der geringen Anzahl an Kostenangaben liegen kann.

Eine Ursache für erhöhte Kosten kann in der Umsetzung ökologischer Maßnahmen an den Anlagen liegen. Weiterhin sind die Baupreise gestiegen wie in Kapitel 6.9.1 erläutert. Auch ist das Potenzial an noch ausbaubaren Standorten begrenzt, so dass zunehmend Standorte mit geringeren Renditeerwartungen ausgebaut werden.



Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.1: Spezifische Investitionen für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung  $P_{inst}$

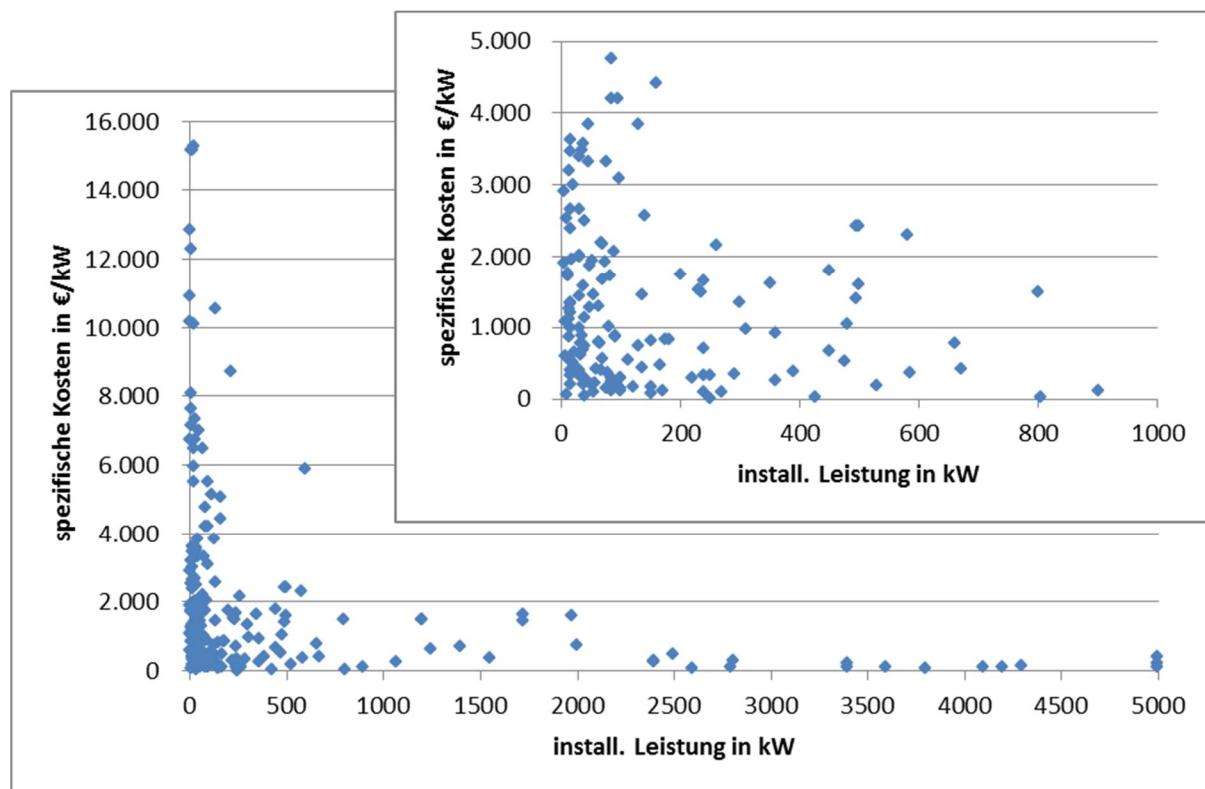
In den Kosten für den Neubau sind die Gesamtkosten für die Herstellung der Energieerzeugungsanlage sowie Kosten für ökologische Maßnahmen, Maschinentechnik etc. enthalten. Eventuell anfallende Kosten für den Bau oder die Sanierung eines Wehres werden nicht berücksichtigt. Sollen diese Kosten berücksichtigt werden, ist mit erheblichen zusätzlichen Kosten zu rechnen, siehe Kapitel 6.1.2.

### 6.1.1.2. Modernisierungskosten für Anlagen $\leq 5$ MW

Die spezifischen Investitionen für die Modernisierung wurden mit Hilfe von Umfragen bei Betreibern ermittelt. Dabei wurde unterschieden zwischen einer technischen Anlagenmodernisierung (z. B. Erneuerung von Turbine, Generator oder Getriebe, Erneuerung der Steuerung etc.) und ökologischen Maßnahmen (Anforderungen nach §§ 33 – 35 WHG, z. B. Bau einer Fischauf-, bzw. Fischabstiegsanlage). Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden die Kosten für die einzelnen Komponenten (technische Modernisierung, Fischaufstieg, Fischschutz, Bypass) verwendet bzw. bildete ein Summenwert die Grundlage der Berechnung. In den Kosten sind allgemeine Baukosten, Kosten für Maschinen- und Elektrotechnik sowie für ökologische

Maßnahmen enthalten. Kosten für Wehrumbauten sind wie bei den Modernisierungskosten nicht berücksichtigt, siehe Kapitel 6.1.2.

In Abbildung 6.2 sind die Kosten für die technische Modernisierung einzelner Wasserkraftanlagen angegeben. Neben der großen Streuung 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. Weiterhin gilt grundsätzlich, dass bei gleicher Leistung kleine Fallhöhen an den Wasserkraftanlagen mit größeren Dimensionen und somit hohen Kosten verbunden sind und große Fallhöhen mit niedrigeren Kosten.



Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.2: Spezifische Investitionen in €/kW für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung  $P_{inst}$  in kW

Eine Aufschlüsselung der Kosten auf die verschiedenen Maßnahmen der technischen Modernisierung zeigt Tabelle 6.2. Die Erneuerung von Turbinen oder Getrieben ist mit relativ hohen Kosten verbunden, während der Austausch eines Generators oder eine neue Anlagensteuerung günstiger sind. Bei diesen Angaben ist einerseits zu berücksichtigen, dass es sich um die Ergebnisse einer Umfrage bei Betreibern handelt und der Begriff „Erneuerung“ sowohl als Reparatur als auch für den Austausch von Anlagenteilen verstanden wurde. Dies und die unterschiedliche Anlagengröße erklärt die große Spanne der Kostenangaben. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass teilweise nur wenige Angaben vorliegen, die keine statistisch abgesicherte Aussage zulassen.

*Tabelle 6.2: Spezifische Investitionen für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen*

Maßnahme		Kosten technische Modernisierung
Erneuerung Turbine	Anzahl Rückmeldungen	40
	Kostenspanne in €/kW	77 - 12.856
	mittlere Kosten in €/kW	1.979
Erneuerung Generator	Anzahl Rückmeldungen	23
	Kostenspanne in €/kW	92 – 3.467
	mittlere Kosten in €/kW	761
Erneuerung Getriebe	Anzahl Rückmeldungen	6
	Kostenspanne in €/kW	61 – 6.734
	mittlere Kosten in €/kW	2.306
Erneuerung Steuerung	Anzahl Rückmeldungen	23
	Kostenspanne in €/kW	35 – 5.050
	mittlere Kosten in €/kW	749

*Quelle: Erhebung IBFM*

In Tabelle 6.3 sind die Kosten für die einzelnen Modernisierungsmaßnahmen von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen sortiert dargestellt. Für die Leistungsklassen mit einer installierten Leistung > 0,5 MW lagen zum Teil wegen der geringen Zahl von Projekten nur wenige Kostenangaben vor, so dass diese Werte keine statistisch gesicherten Aussagen liefern.

Auch die Kostenangaben für die ökologischen Maßnahmen streuen sehr. So wurden beispielhaft für die einzelnen Komponenten (FAA, Feinrechen, Bypass und Sonstige) für die Größenklasse 100 – 500 kW die Standardabweichungen ermittelt. Sie liegen zwischen 74 % und 146 %.

*Tabelle 6.3: Spezifische Investitionen (Mittelwerte) für die Modernisierung von  
Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW*

mittlere Kosten in €/kW	Installierte Leistung						
	≤ 50 kW	> 50 - 100 kW	> 100 - 200 kW	> 200 - 500 kW	> 0,5 - 1 MW	> 1 - 2 MW	> 2 - 5 MW
Technik	3.288	1.690	2.106	1.259	1.286	1.041	198
Anzahl Rückmeldungen	80	36	19	28	9	10	16
Fischaufstieg	2.106	1.164	665	917	723	497	294
Anzahl Rückmeldungen	17	15	10	10	3	7	6
Fischschutz-rechen	688	290	175	328	270	227	38
Anzahl Rückmeldungen	28	12	5	11	5	1	1
Bypass	1.042	216	326	298	86	97	111
Anzahl Rückmeldungen	4	4	3	5	1	3	2
Sonstiges	250	854	517	269		135	452
Anzahl Rückmeldungen	10	5	6	4	0	1	4
Summe	7.374	4.214	3.789	3.071	2.365	1.997	1.093
Summe ohne FAA	5.268	3.050	3.124	2.154	1.642	1.500	799

*Quelle: Erhebung IBFM*

Für die Modernisierung von Anlagen ≤ 5 MW wurde unterschieden nach Anlagen, die noch keine technische Modernisierung durchgeführt haben und die keine 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 6.3) und aufsummiert, da nach EEG 2014 bzw. EEG 2017 alle Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG erfüllt werden müssen.

Es wurde angenommen dass an Anlagen, die eine Vergütung nach EEG 2004 oder EEG 2009 erhalten, wie oben erläutert, bereits eine Fischaufstiegsanlage vorhanden ist. Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden daher nur Kosten für technische Maßnahmen und für den Fischschutz und Fischabstieg angesetzt.

Die Höhe der aus der Datenerhebung ermittelten Investitionen für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ist im Vergleich zu den Angaben im Erfahrungsbericht 2014 (BMWi 2014)

deutlich gestiegen. Gründe dafür können darin liegen, dass die Anforderungen an Maßnahmen zur Herstellung der Durchgängigkeit und damit die Kosten höher geworden sind. Weiterhin sind die Baupreise in den letzten Jahren deutlich gestiegen, siehe Kapitel 6.9.1.

#### 6.1.1.3. Modernisierungskosten für Anlagen > 5 MW

Auch bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 5 MW sind die technischen und die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen.

Bei Anlagen an größeren Gewässern werden i.d.R. regelmäßig Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt, die auch der Erhöhung des Leistungsvermögens dienen. Zu den technischen Maßnahmen zählen insbesondere Maßnahmen zur Optimierung der Turbinen-, der Getriebe- und der Generatortechnik sowie zur Anlagensteuerung. Dotierturbinen kommen zur Erhöhung der installierten Leistung zur Ausführung.

Die Höhe der Investitionen für den Bau von Dotierturbinen liegt im Bereich des Neubaus von Wasserkraftanlagen, siehe Tabelle 6.1. 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.

Die Erfüllung der ökologischen Anforderungen nach §§ 33 bis 35 WHG stößt bei dieser Anlagengröße nach wie vor auf verschiedene Hindernisse (BMWi 2014):

- Die aufwärts gerichtete Passierbarkeit wird an den Bundeswasserstraßen durch die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung hergestellt. Der Einfluss der Betreiber ist gering.
- Der Begriff „Schutz der Fischpopulationen“ 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 7.2 näher erläuterten Gründen sind an den Anlagen dieses Leistungssegments bisher kaum Maßnahmen durchgeführt worden, so dass die Anschaffungskosten geschätzt wurden. Grundlage für die Kostenschätzung waren Kostenangaben zu kleineren Anlagen und Schätzungen aus noch nicht realisierten Projekten, die durch Kosten an einzelnen real durchgeföhrten Projekten verifiziert werden konnten.

Es ist zu erwarten, dass die Wasserkraftanlagen in den nächsten Jahren mit Fischaufstiegsanlagen ausgerüstet werden. Dabei liegt die Finanzierung für Fischaufstiegsanlagen an den Bundeswasserstraßen beim Bund. Für die Herstellung der abwärts gerichteten Durchgängigkeit ist nicht damit zu rechnen, dass in absehbarer Zeit ein vollständiger Fischschutz (10 mm-Rechen) umsetzbar sein wird. Aktuell wird an einer Pilotanlage des Bundes ein Konzept für Untersuchungen zum Fischschutz- und -abstieg an einer Wasserkraftanlage mit einem Durchfluss von > 50 m<sup>3</sup>/s erarbeitet (BfN 2017).

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 fischschonende Turbinen denkbar.

Tabelle 6.4 zeigt die Investitionen für Maßnahmen zur Erfüllung der ökologischen Anforderungen wie sie auch in BMWi (2014) zu finden sind.

*Tabelle 6.4: Spezifische Investitionen für die ökologische Anpassung von Wasserkraftanlagen (Stand 2013)*

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
Fischschonende Turbine	500	450	450	400	340

*Quelle: (BMWi 2014)*

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden Kosten von Maßnahmen für eine Erhöhung der Leistung der Anlage, also technische Maßnahmen berücksichtigt, weil für Anlagen größer 5 MW nur für die Stromerzeugung, die zusätzlich an einem Standort gewonnen wird, ein Förderanspruch nach EEG besteht. 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. Weiterhin wurden die in Tabelle 6.4 aufgeführten Kosten für Maßnahmen zur Umsetzung von §§ 33 bis 35 WHG berücksichtigt. Die gewählten Eingangsparameter sind in Kapitel 6.1.6 angegeben.

### 6.1.2. 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 an einer bestehenden Stauanlage neu gebaut, sie können an einer Stauanlage, die zu anderen Zwecken neue errichtet wird, neu gebaut werden oder eine bestehende Wasserkraftanlage kann modernisiert worden sein. In allen Fällen muss die Stauanlage bereits bestehen. Die Mehrzahl der Wasserkraftanlagen und damit auch der Stauanlagen wurde in den 1920er und 1960er Jahren gebaut. 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. Häufig befinden sich Stauanlagen auch in gemeinsamen Besitz von Anlagenbetreiber und öffentlicher Hand.

Die spezifischen Kosten reichen daher von 0 bis weit über 8.000 €/kW. Eine Verallgemeinerung ist nicht möglich.

### 6.1.3. Betriebskosten

Die Betriebskosten von Wasserkraftanlagen setzen sich im Wesentlichen zusammen aus Kosten für Instandhaltung und Wartung, Versicherungen, Verwaltung und Pacht sowie Personalkosten. An einigen Standorten können auch die Kosten für die Rechengutentsorgung oder den Gewässerunterhalt beträchtlich sein. In einigen Bundesländern müssen die Wasserkraftbetreiber Abgaben an Behörden oder Wasserverbände zahlen (Kapitel 6.5).

Nach Giesecke (2014) betragen die jährlichen Aufwendungen der Wasserkraftanlagen für Betrieb und Unterhaltung ohne Personalkosten 3 bis 5 % der Investitionen. In diesem Ansatz sind die Kapitalkosten enthalten. Dabei sind bei unterhaltungsintensiveren Anlagen höhere Ansätze zu wählen als bei einfachen, wartungsärmeren Anlagen. Auch nimmt mit der Anlagengröße i. d. R. der prozentuale Anteil ab.

Die im Rahmen der Erstellung des Erfahrungsberichts zum EEG 2014 durchgeführte Recherche bei Planern ergab bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 50 kW und 750 kW Betriebskosten in Höhe von ca. 4 % der Investitionssumme. Diese Angaben enthalten keine Kapitalkosten. Auch Anlagenbetreiber (2 bis 7 MW) gaben im Durchschnitt 4 % ohne Kapitalkosten an. Da der Bezug zur Investitionssumme nur für Neubauten gilt, wurden auch absolute Zahlen recherchiert. In der aktuellen Umfrage der Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW (maximal 24 MW) liegen die durchschnittlichen Betriebskosten bei etwa 120 €/a und kW installierter Leistung. Diese Angaben decken sich mit der Aussage, dass für den Betrieb größerer bereits abgeschriebener Wasserkraftanlagen ein Börsenpreis von 2,5 bis 3 Ct/kWh gerade auskömmlich sei (Innogy 2016; PÖHLER 2017). Bei einer Vollaststundenzahl von 5.000 h/a entspricht dieser Börsenpreis Einnahmen von 125 bis 150 €/a und kW.

Die aktuelle Umfrage bei den Betreibern kleinerer Anlagen, insbesondere < 100 kW hat gezeigt, dass in diesem Segment viel Eigenleistung erbracht wird und die Betriebskosten so niedrig gehalten werden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird die Eigenleistung jedoch voll angesetzt.

Alternativ können ebenfalls nach Giesecke (2014) die Betriebs- und Unterhaltungskosten ohne Personalaufwand zu 15 – 20 % der jährlichen Erträge angesetzt werden. Demzufolge wurden die Betriebskosten für Neubauten auf zwei verschiedenen Wegen ermittelt.

Zum einen wurden die Kosten in Abhängigkeit der Anschaffungskosten für Modellanlagen verschiedene Leistungsklassen abgeschätzt, siehe Tabelle 6.5 oberer Teil. Zum anderen wurden mithilfe der Vollaststunden aus Kapitel 6.1.5 und der aktuellen Förderung nach EEG 2017 die Erträge für die Modellanlagen abgeschätzt. Für die Betriebs- und Unterhaltungskosten wurden 20 % der Erträge angesetzt. Hinzu addiert wurden die in BMWi (2014) ermittelten Personalkosten. Im

unteren Teil der Tabelle 6.5 ist die Berechnung für die einzelnen Leistungsklassen in Abhängigkeit der Erträge dargestellt.

*Tabelle 6.5: Betriebskosten für neu gebaute Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung als Mittelwert aus dem prozentualen Anteil an den Investitionen und an den Erträgen*

	Installierte Leistung									
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
	prozentualer Anteil an den Investitionen									
Investitionen Neubau [€/kW]	10.000	8.000	7.500	6.500	5.500	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Betriebskosten [%]	5	5	4,5	4,5	4	3,8	3,6	3,5	3,2	3
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	500	400	337,5	292,5	220	190	144	140	112	105
	prozentualer Anteil an den Erträgen									
Vollaststunden [h/a]	3.300	3.500	3.800	3.800	4.000	4.200	4.500	5.000	5.500	5.500
Ertrag [1.000 €/a]	20,3	43,1	93,6	234,1	492,8	840,0	1.870	3.485	6.699	14.108
Betriebskosten [1.000 €/a]	4,07	8,05	18,7	46,8	98,6	168,0	374,0	697,0	1.340	2.822
Personalkosten [1.000 €/a]	5	5	7,5	13	45	900	188	300	375	600
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	181	136	131	120	144	129	112	100	86	68
Mittelwert [€/kW*a]	341	268	234	206	182	160	128	120	99	87

Datenquelle: Eigene Erhebungen; Auswertung: IBFM

Bei den Betriebskosten für Modernisierungsmaßnahmen werden nur die Kosten angesetzt, die zusätzlich zu den bereits vorhandenen Betriebskosten anfallen. Es fallen vor allem Kosten für Personal durch die Wartung der Fischauf- und Fischabstiegsanlage sowie erhöhte Kosten für die Instandhaltung, die Rechenreinigung und Rechengutentsorgung an. Weitere Posten wie Versicherung, Pacht oder Verwaltung ändern sich nicht.

Die Betriebskosten für Modernisierungsmaßnahmen wurden zu 15 bis 20 % der Betriebskosten für den Neubau gewählt. Dabei wurde der niedrigere Wert für Anlagen, die eine Vergütung nach EEG 2004 oder EEG 2009 erhalten, angesetzt, während der höhere Wert für Anlagen gilt, die eine Vergütung nach EEG 2000 erhalten (Tabelle 6.6).

**Tabelle 6.6:** Betriebskosten für modernisierte Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung

	Installierte Leistung									
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2000) [€/kW]	68	54	47	41	36	32	26	24	20	17
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2009) [€/kW]	51	40	35	31	27	24	19	18	15	13

Auswertung: IBFM

#### 6.1.4. Kapitalkosten und Abschreibung

Durch eine aktuelle 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. Insbesondere bei Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung < 100 kW ist mit einer großen Spanne der Angaben zu rechnen. Sie reicht von Anlagen, die zu 100 % eigenfinanziert werden bis zu solchen, die nur ca. 10 % Eigenkapital aufweisen.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden die in Tabelle 6.7 dargestellten Werte verwendet. Die Zinssätze liegen somit bei den Privatinvestoren um 1 bis 2 Prozentpunkte, bei gewerblichen Investoren um 3 bis 5 Prozentpunkte niedriger als im letzten EEG-Erfahrungsbericht (BMWi 2014).

**Tabelle 6.7:** Zinstabelle für Wasserkraftanlagen

		Anteil in %	Zinssatz in %
Privatinvestor	Fremdkapital	70 - 80	2 - 5
	Eigenkapital	20 - 30	3 - 4
Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70 - 80	2 – 3,5
	Eigenkapital	20 - 30	5 - 9

Quelle: Erhebung IBFM

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 6.8 angegebenen Mischzinssätze. Die Inflationsrate wurde mit 1 % angesetzt.

**Tabelle 6.8: Mischzinssätze (Kalkulationszins) für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung**

	Installierte Leistung									
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Mischzinssatz nominal [%]	2,6	2,7	2,8	3,1	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	5,0
Inflationsrate [%]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Quelle: Erhebung IBFM

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. Nach diesen Zeiträumen sind umfangreiche Revisionen erforderlich.

Eine Ausweitung der Amortisationszeit bedeutet jedoch ein höheres Risiko, welches auch bepreist wird. Für langfristige Investitionen Planungssicherheit (politische Rahmenbedingungen ändern sich) erforderlich, da sonst Risikoauflschlag erforderlich.

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

### 6.1.5. Vollaststunden

Die Vollaststunden wurden für die verschiedenen Anlagenklassen aus den Daten der BNetzA berechnet. Die Anzahl der Vollaststunden berechnet sich als Quotient aus der Jahresenergieproduktion W und der installierten Leistung P:

$$\text{Vollaststunden} = \frac{W [\text{kWh}]}{P [\text{kW}]}$$

Die Jahreserzeugung wurde aus den EEG-Bewegungsdaten und die installierte Leistung aus den EEG-Stammdaten der Jahre 2012 bis 2015 ermittelt, siehe Tabelle 6.9. Dabei wurden nur die Anlagen berücksichtigt, die ein Erstinbetriebnahmedatum nach dem 31.12.2000 aufweisen, um das Ergebnis nicht durch ältere Anlagen, die einen schlechteren Wirkungsgrad und höhere Ausfallzeiten haben, zu verfälschen. Der Eigenverbrauchsanteil an der Jahresenergieproduktion wurde hier nicht gesondert herangezogen. Die dadurch bedingten Änderungen der Vollaststundenzahl sind in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

Für eine installierte Leistung > 5 MW lagen nur Daten von ein bis zwei Anlagen vor, die statistisch nicht belastbar sind. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Vollaststunden dieser Leistungsklassen daher geschätzt. Auch für die Klasse > 1 – 2 MW wurden die Vollaststunden geschätzt, da die ermittelten Werte relativ niedrig waren. Gründe für die niedrigen Werte konnten trotz Recherche nicht gefunden werden. Eventuell gab es höhere Ausfallzeiten.

Je nach Abflussverhalten des Gewässers und Ausbaugrad der Anlage ergeben sich unterschiedliche Vollaststunden. Insbesondere in den unteren Leistungsklassen werden die Anlagen auf höhere Leistungen ausgebaut und entsprechend sind die Vollaststunden geringer als bei einem Ausbaugrad von 1 (Ausbaugrad = Ausbaudurchfluss der Wasserkraftanlage ( $Q_A$ ) dividiert durch den mittleren Abfluss des Gewässers ( $MQ$ )). Die Vollaststunden wurden so gewählt, dass die typischen Jahreserzeugungen der verschiedenen Leistungsklassen widergespiegelt werden. Unterschiedliche Vollaststunden werden in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. Die Einzelwerte finden sich in Tabelle 6.9.

*Tabelle 6.9: Vollaststunden für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung*

Installierte Leistung	Mittelwerte der Vollaststunden [kWh]						gewählt (Leistungsklasse)
	2012	2013	2014	2015	2016	Mittelwert	
≤ 50 kW	2.797	3.314	2.726	2.544	2.826	ca. 2.800	3.300 (50 kW)
> 50 - 100 kW	3.701	4.277	3.668	3.539	3.803	ca. 3.800	3.500 (100 kW)
> 100 - 200 kW	3.792	4.396	3.758	3.524	4.008	ca. 3.800	3.800 (200 kW)
> 200 - 500 kW	3.825	4.376	3.725	3.488	3.972	ca. 3.900	3.800 (500 kW)
> 0,5 - 1 MW	4.193	4.432	3.743	3.646	4.283	ca. 4.000	4.000 (1 MW)
> 1 - 2 MW	3.748	3.762	3.508	3.322	3.703	ca. 3.600	4.200 (2 MW)
> 2 - 5 MW	4.604	5.065	4.481	4.273	4.799	ca. 4.600	4.500 (5 MW)
> 5 - 10 MW							5.000 (10 MW)
> 10 MW							5.500 (> 10 MW)

*Quelle: eigene Auswertung; Daten: BNetzA*

### 6.1.6. Gewählte Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten 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 Eingangsparameter berechnet bzw. angesetzt:

- Investitionen (vgl. Kapitel 6.1.1)
- Betriebs- und Unterhaltungskosten sowie Personalkosten (vgl. Kapitel 6.1.3)
- Annuität für typische Kapitalverzinsungen und Lebensdauern (vgl. Kapitel 0).
- Volllaststunden (vgl. Kapitel 6.1.5)

Für bestimmte Leistungsklassen lagen z. T. keine Kostenangaben vor. Diese wurden durch Interpolation und Vergleich mit den Werten aus BMWi (2014) ermittelt. In Tabelle 6.10 und Tabelle 6.11 sind die gewählten Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Anlagen bis 5 MW, unterschieden nach Neubau und Modernisierung, angegeben.

Tabelle 6.12 zeigt die Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Anlagen ab 5 MW. Da für dieses Leistungssegment nur wenige Angaben von real durchgeföhrten Maßnahmen vorliegen, die Kosten für den Bau von Dotierturbinen etwa so hoch sind wie bei einem Neubau, wurden für die technische Modernisierung die Werte aus Tabelle 6.10 übernommen und für die ökologische Modernisierung die Kosten aus Tabelle 6.4 umgerechnet auf die Leistungserhöhung.

Für alle Anlagen wurde ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt, sowie eine Nutzungsdauer von 60 Jahren für den baulichen Anteil (70 % der Investitionen für den Neubau) und 30 Jahren für die maschinelle und elektrische Ausrüstung (30 % der Investitionen für den Neubau). Bei Modernisierungsmaßnahmen wurde eine mittlere Lebensdauer von 40 Jahren angesetzt.

*Tabelle 6.10: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen*

	Installierte Leistung									
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Volllaststunden pro Jahr [h/a]	3.300	3.500	3.800	3.800	4.000	4.200	4.500	5.000	5.500	5.500
Invest Neubau [€/kW]	10.000	8.000	7.500	6.500	5.500	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	341	268	234	206	182	160	128	120	99	87
Mischzinssatz nominal [%]	2,6	2,7	2,8	3,1	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	5,0
Inflationsrate [%]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

*Tabelle 6.11: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen kleiner als 5 MW*

	Installierte Leistung						
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW
Vollaststunden pro Jahr [h/a]	3.300	3.500	3.800	3.800	4.000	4.200	4.500
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2000) [€/kW]	7.000	4.200	3.500	3.000	2.500	2.000	1.500
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2000) [€/kW]	68	54	47	41	36	32	26
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2009) [€/kW]	5.000	3.000	2.500	2.000	1.600	1.200	750
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2009) [€/kW]	51	40	35	31	27	24	19
Mischzinssatz nominal [%]	2,6	2,7	2,8	3,1	3,5	3,8	4,1
Inflationsrate [%]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

*Tabelle 6.12: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen größer als 5 MW*

	Höhe der Leistungssteigerung			
	100 kW	500 kW	1 MW	2 MW
Vollaststunden pro Jahr [h/a]	5.500	5.500	5.500	5.500
Invest technische Modernisierung (Dotierturbine) > 5 MW [€/kW]	8.000	6.500	6.000	5.000
Invest ökologische Modernisierung (Bypässe) > 5 MW [€/kW]	8.000	6.500	6.000	6.000
Betriebskosten Modernisierung [€/kW]	160	130	120	100
Mischzinssatz nominal [%]	4,5	4,5	4,5	4,5
Inflationsrate [%]	1,0	1,0	1,0	1,0

## 6.2. Sensitivitätsanalyse

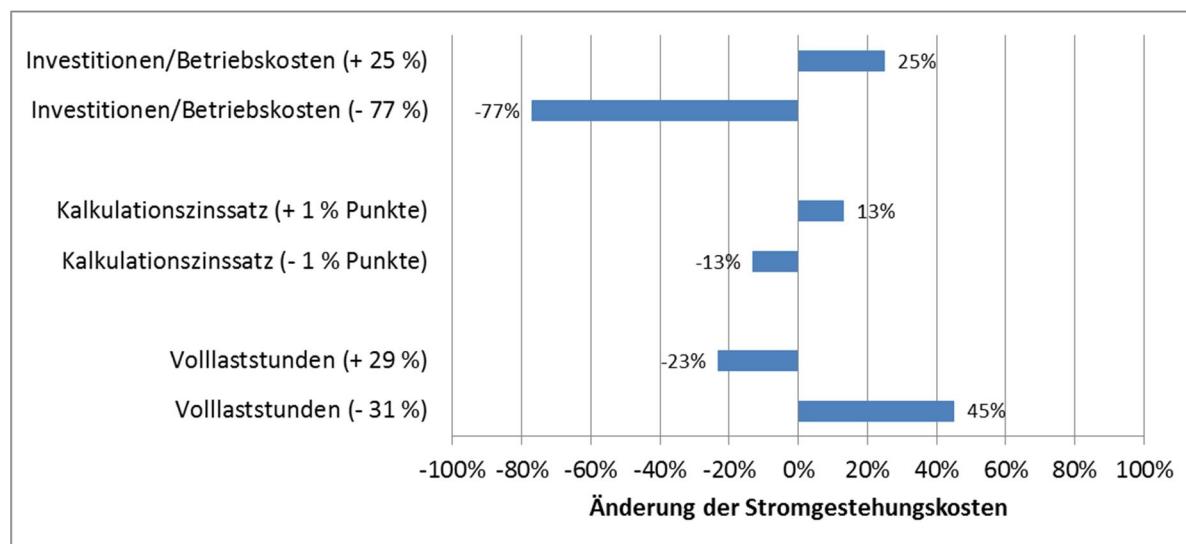
Die Sensitivitätsanalysen dienen dazu, die Robustheit der oben dargestellten Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten im Hinblick auf veränderte Eingangsparameter zu untersuchen. Zudem kann die Einflussstärke einzelner Eingangsparameter verglichen werden. Ziel ist es somit, die Auswirkungen von bestehenden Unsicherheiten der Datengrundlage bzw. Bandbreiten an vorkommenden Eingangsgrößen zu analysieren. Je weniger das Ergebnis in der Neuberechnung vom Ausgangsfall abweicht, desto geringer ist die Bedeutung des Parameters für die Bewertung.

Für die Sensitivitätsanalyse wurde beispielhaft die Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung von 200 kW ausgewählt, weil die meisten Modernisierungen in der Anlagenklasse 100 bis 500 kW durchgeführt wurden und Modernisierungen häufiger als Neubauten sind.

Im Folgenden wurden die Investitions- und Betriebskosten in Höhe der Abweichung ihrer Quartile vom Mittelwert variiert. Wie in Kapitel 6.1.1 und 6.1.3 dargestellt, weisen die ermittelten Kostenangaben große Streuungen auf. Im Bereich der Finanzierungsbedingungen wurden realistische Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können und/oder mittelfristig denkbar sind. Die Vollaststunden wurden ebenfalls in Höhe der Abweichung ihrer Quartile vom Mittelwert variiert. Im Einzelnen erfolgt die Stromgestehungskostenberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Investitionen/Betriebskosten (+ 25 %/- 77 %)
- Kalkulationszinssatz (+/- 1 % Punkt)
- Vollaststunden (+ 29 %/- 31 %)

Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.3 dargestellt.



Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.3: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung von 200 kW hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

Die stärksten Effekte in Bezug auf die Variation der Kostenparameter werden bei den Investitionen und Betriebskosten beobachtet. Es ist zu erkennen, dass hier ein linearer Zusammenhang besteht.

Im Beispiel bewirken + 25% Veränderung auch + 25 % veränderte Stromgestehungskosten. Die Variation des Kalkulationszinssatzes um +/- 1 %-Punkt bewirkt eine Veränderung der Stromgestehungskosten um +/- 13 %. Sehr großen Einfluss haben neben den Investitionen die Volllaststunden. Diese wurden in Höhe der Abweichungen der Quartile vom Mittelwert variiert. Eine Variation von + 29 % bewirkt eine Senkung der Stromgestehungskosten um – 23 %, während niedrigere Volllaststunden (- 31 %) eine Steigerung um 45 % bewirken.

Es ist wichtig, zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte natürlich in mehreren Punkten vom Ausgangsfall abweichen, was die Änderung der Stromgestehungskosten erhöhen, aber auch ausgleichen kann.

Bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten ist daher stets zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse im Rahmen der hier dargestellten realistischen Sensitivitätsanalyse variieren.

### 6.3. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten wurden mithilfe der gewählten Eingangsparameter aus Kapitel 6.1.6 ermittelt.

In der Sensitivitätsanalyse wurde eine Variation der Eingangsparameter vorgenommen. Alle Ergebnisse sind detailliert in Anhang (Kapitel 5) dargestellt. Da eine Veränderung der Investitionen um einen bestimmten Prozentsatz eine Veränderung der Stromgestehungskosten um den gleichen Prozentsatz bewirkt (siehe Abbildung 6.3), werden stattdessen im Folgenden die Stromgestehungskosten für eine Variation der Volllaststunden um +/- 20 % gezeigt. Die Variation bei Änderung des Kalkulationszinssatzes um +/- 1 %-Punkt liegt innerhalb dieser Grenzen, siehe Tabelle 6.14.

Die durchschnittliche EEG-Förderung in Tabelle 6.14 bezieht sich auf das Inbetriebnahmejahr 2017. Dabei wird davon ausgegangen,

- dass Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW als Förderung den anzulegenden Wert nach § 40 (1) EEG 2017 für die Direktvermarktung und
- dass Anlagen der Leistung ≤ 100 kW eine Einspeisevergütung nach § 21 (1) und § 53 (1) EEG 2017 erhalten, die sich aus dem anzulegenden Wert vermindert um 0,2 ct/kWh ergibt.

Für die Förderhöhe macht es keinen Unterschied, ob sie für das Jahr 2017 mit einer Degression von 0,5 % pro Jahr nach EEG 2014 oder nach dem EEG 2017 ermittelt wird.

Neben der Vollförderung durch das EEG 2017 wird im Vergleich dazu der Erlös unter Einbeziehung von vermiedenen Strombezugskosten beispielhaft ermittelt. Wie in Kapitel 5.3.8 beschrieben ist die Erfassung des Eigenverbrauchsanteils wegen der ungenügenden Datenlage nicht vollständig möglich. Die vorhandenen Daten weisen darauf hin, dass etwa die Hälfte der Wasserkraftanlagen keinen Eigenverbrauch nutzt und dass der Eigenverbrauch mit der Größe der Anlage sinkt. Für die Gegenüberstellung wurden die in Tabelle 6.13 angegebenen Eigenverbrauchsanteile verwendet.

Tabelle 6.13: gewählte Eigenverbrauchsanteile

	Installierte Leistung				
	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	≥ 1 MW
Eigenverbrauchsanteil [%]	40	10	5	3	1,5

Zur Substitution des Eigenverbrauchs wurde ein Strombezugspreis von 29,28 ct/kWh für kleine Anlagen und von 17,09 ct/kWh für Anlagen ab 1 MW gewählt. Die Preise entsprechen den durchschnittlichen Strompreisen für Haushalte bzw. Industrie aus dem Jahr 2017 (BDEW 2018).

Die installierte Leistung wird mit Hilfe einer fiktiven Bemessungsleistung  $P_{EEG}$ , die zur Klassifizierung der Förderung innerhalb des EEG genutzt wird, ermittelt. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit (Leistung \* Vollaststunden) und 8.760 h

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

### 6.3.1. Stromgestehungskosten bei Neubau von Laufwasserkraftanlagen

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 6.1 genannten Kosten ergeben sich die Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraftanlagen an bestehenden Stauanlagen (d.h. ohne Wehrneubau) gemäß Tabelle 6.14 und Abbildung 6.4.

Tabelle 6.14: Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation bei Änderung der Vollaststunden  $T_{voll}$  um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017

Installierte Leistung	Stromgestehungskosten	Durchschnittliche Förderung EEG 2017*	Förderung EEG 2017 und vermiedener Strombezug
$P_{inst}$	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh
50 kW	20,21 – 30,31	12,20	19,03
100 kW	15,27 – 22,91	12,20	13,91
200 kW	12,91 – 19,37	12,40	13,24
500 kW	11,62 – 17,43	12,40	12,91
1 MW	10,10 – 15,15	12,40	12,65
2 MW	8,70 – 13,04	10,38	10,66
5 MW	6,68 – 10,02	8,57	8,88
10 MW	5,98 – 8,97	7,20	7,53
20 MW	4,79 – 7,19	6,22	6,57
50 MW	4,77 – 7,16	5,28	5,64

\* Bei Inbetriebnahme in 2017: ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung;  
Quelle: Erhebung IBFM

Bei den angegebenen Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass die Anlagen nach der Betrachtungszeit von 20 Jahren noch einen Restwert aufweisen.

### 6.3.2. Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen bis 5 MW

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

Die Mehrzahl der Anlagen erhält eine Vergütung nach dem EEG 2000. Gerade diese Anlagen, die bisher noch keine Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands ergriffen haben, kommen für Modernisierungsmaßnahmen in Frage. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten für modernisierte Anlagen bis 5 MW wurden als Anschaffungskosten die Summe der Kosten der Einzelmaßnahmen (technische und ökologische Verbesserungen, siehe Kapitel 6.1.1.2) angesetzt. Die Kosten der Modernisierungsmaßnahmen wurden je erzeugter Kilowattstunde ermittelt und der durchschnittlichen Mehrvergütung gegenübergestellt, die sich aus dem EEG 2017 verglichen mit der zuvor für den Strom aus der jeweiligen Altanlage erhaltenen Vergütung gemäß EEG 2000 ergibt, siehe Tabelle 6.15.

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 6.15 sind die Stromgestehungskosten für die Modernisierung der durchschnittlichen Mehrvergütung gegenübergestellt, die sich aus der Förderung gemäß EEG 2017 verglichen mit der Vergütung gemäß EEG 2000 ergibt. Die Modernisierungskosten für Anlagen mit EEG 2009 werden hier nicht gesondert ausgewiesen, da sie unter Berücksichtigung der Grundgestehungskosten vergleichbare Werte ergeben wie die Auswertungen für Modernisierung nach EEG 2000.

*Tabelle 6.15: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 ohne Grundgestehungskosten (s. Tabelle 6.16) mit Variation bei Änderung der Vollaststunden  $T_{voll}$  um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017*

Installierte Leistung	Stromgestehungskosten nur für Modernisierung	Durchschnittliche Mehrvergütung* Vgl. EEG 2017 zu EEG 2000
$P_{inst}$	ct/kWh	ct/kWh
50 kW	9,90 – 14,84	4,53
100 kW	6,02 – 9,03	4,53
200 kW	4,73 – 7,10	4,73
500 kW	4,23 – 6,35	4,73
1 MW	3,56 – 5,34	4,73
2 MW	2,88 – 4,32	3,19
5 MW	2,12 – 3,19	1,72

\* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung  
Quelle: Erhebung IBFM

Zu den kompletten Gestehungskosten sind neben den Kosten für die Modernisierung auch die Kosten für die bereits vorhandene Wasserkraftanlage (=Grundgestehungskosten) 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 (mit aktueller Vergütung nach EEG 2000) heute mit 7,67 bzw. 6,55 ct/kWh weiter betrieben werden könnten, wenn keine technischen oder ökologischen Maßnahmen erforderlich wären. Diese Vergütung generiert bei einer Vollaststundenzahl von z. B. 3.500 h/a Einnahmen von 230 bis 268 €/kW und Jahr, was in etwa den Betriebskosten abgeschriebener Anlagen mit einer installierten Leistung von 100 bis 200 kW entspricht. Bei Anlagen mit geringerer Leistung bzw. Vollaststundenzahl werden die Betriebskosten nicht gedeckt. Bei größeren Anlagen bzw. Anlagen mit höherer Vollaststundenzahl wird ein Überschuss erwirtschaftet, sofern kein Kapitaldienst mehr erbracht werden muss.

Die gesamten Stromgestehungskosten bei der Anlagenmodernisierung ergeben sich aus der Summe der Stromgestehungskosten für die Modernisierung (Tabelle 6.15) plus 7,67 bzw. 6,55 ct/kWh (Tabelle 6.16), wenn vor der Modernisierung eine Vergütung nach EEG 2000 vorlag.

*Tabelle 6.16: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 mit Variation bei Änderung der Vollaststunden  $T_{voll}$  um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2017*

Installierte Leistung	Stromgestehungskosten	Durchschnittliche Förderung EEG 2017*	Förderung EEG 2017 und vermiedener Strombezug
$P_{inst}$	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh
50 kW	17,57 – 22,51	12,20	19,03
100 kW	13,69 – 16,70	12,20	13,91
200 kW	12,40 – 14,77	12,40	13,24
500 kW	11,90 – 14,02	12,40	12,91
1 MW	11,23 – 13,01	12,40	12,65
2 MW	10,06 – 11,50	10,38	10,66
5 MW	8,97 – 10,04	8,57	8,88

\* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung  
Quelle: Erhebung IBFM

### 6.3.3. Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen ab 5 MW

Wie in Kapitel 6.1.1.3 erläutert, ist die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen > 5 MW aus verschiedenen Gründen mit großen Unsicherheiten verbunden. Zum einen ist die Datengrundlage sehr schlecht, da kaum

Modernisierungen durchgeführt worden sind. Zum anderen sind die Kosten in Abhängigkeit der absoluten Leistungssteigerung darzustellen, die je nach Größe der Anlage aber zu unterschiedlichen Kosten führen. Eine Leistungssteigerung um 100 kW entspricht beispielsweise bei einer 5 MW-Anlage 2 %, bei einer 50 MW-Anlage aber nur 0,2 %. Weiterhin streuen Anlagengröße, Zubaupotenzial, Anlagenalter und Kosten für notwendige ökologische Maßnahmen sehr stark.

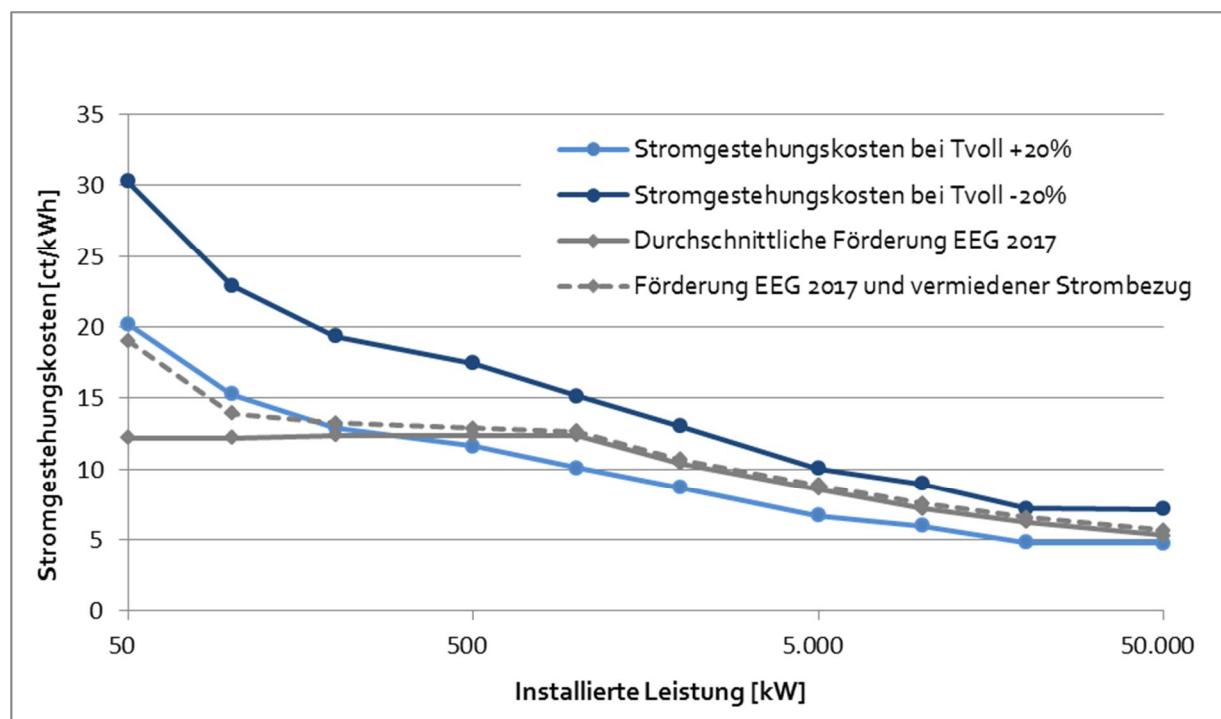
Während sich die technischen Maßnahmen über die Leistungssteigerung finanzieren lassen, müssen sich die Kosten für Maßnahmen zur Umsetzung der §§ 33 bis 35 WHG nicht allein über den Förderanreiz der hinzugewonnenen Strommenge refinanzieren, sondern über eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Wasserkraftanlage.

Aus diesen Gründen wurde auf eine tabellarische Darstellung verzichtet. Die Berechnung der Stromgestehungskosten bei Leistungssteigerung der Wasserkraftanlage führt je nach Maßnahme bzw. Maßnahmenkombination zu Stromgestehungskosten, die im Bereich der durchschnittlichen Förderung nach EEG 2017 (z.B. nur Steuerung oder nur Dotierturbine) oder deutlich darüber liegen.

## 6.4. Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse

### 6.4.1. Gegenüberstellung beim Neubau

Abbildung 6.4 zeigt die ermittelten Stromgestehungskosten sowie die heutige Förderung für Wasserkraftanlagen unterschiedlicher Leistung  $P_{Inst}$ . Berücksichtigt sind die Fördersätze bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2017. Weiterhin wird die Förderung unter Einbezug der Eigenversorgung dargestellt. Der obere und der untere Grenzfall stellen jeweils die Stromgestehungskosten bei 120 % bzw. 80 % der gewählten Anzahl an Vollaststunden dar.



Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.4: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Vollaststunden  $T_{voll}$  um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2017; Daten aus Tabelle 6.14

### Leistungsbereich $P_{\text{Inst}} < 500 \text{ kW}$

Im Leistungsbereich  $< 500 \text{ kW}$  werden beim Neubau von Anlagen in der Regel Stromgestehungskosten erreicht, die über den EEG-Förderungssätzen liegen. Für sehr kleine Anlagen ( $< 100 - 200 \text{ kW}$ ) ist die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich, selbst wenn der Eigenverbrauch berücksichtigt wird.

Diese Unwirtschaftlichkeit zeigt sich auch in der Anzahl der neu gebauten Wasserkraftanlagen. Während die Anzahl der Anlagen  $< 100 \text{ kW}$  im Zeitraum von 2009 bis 2012 noch um 698 zunahm, also durchschnittlich um 175 Anlagen pro Jahr, lag der Zubau in den Jahren 2014 bis 2016 nur bei zusammen 60, also durchschnittlich 20 Anlagen pro Jahr. Die mittlere installierte Leistung der zugebauten Anlagen betrug 28 kW, in der Summe wurden 1,7 MW zugebaut. Im Leistungsbereich zwischen 100 kW und 500 kW nahm die Anzahl um 10, die Leistung um 2,9 MW zu (vgl. Kapitel 5.1.2.1).

### Leistungsbereich $500 \text{ kW} \leq P_{\text{Inst}} \leq 2 \text{ MW}$

Die Auswertung zeigt, dass die Höhe der Stromgestehungskosten beim Neubau von Anlagen im Leistungsbereich zwischen 500 kW und 2 MW im Durchschnitt in Höhe der Fördersätze liegt. Die Investitionen in diesem Leistungsbereich werden unter günstigen Bedingungen durch die Förderung nach EEG gedeckt. Bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist die Grenze der Wirtschaftlichkeit stark abhängig von den Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen, der Möglichkeit zum Eigenverbrauch, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Vollaststunden.

Mit Investitionen ist in diesem Leistungsbereich nur zu rechnen, sofern die Voraussetzungen sowohl baulich als auch finanziell günstig sind. Nach den vorliegenden Daten sind in den Jahren 2014 bis 2016 keine Anlagen in dieser Leistungsklasse neu gebaut worden.

Lange Planungs- und Genehmigungszeiten führen dazu, dass Reaktionen auf die Gesetzgebung erst einige Jahre später zu vermerken sind. Es scheint, als habe das EEG 2014 eine dämpfende Wirkung auf den Ausbau in diesem Leistungsbereich gehabt.

### Leistungsbereich $P_{\text{Inst}} > 2 \text{ MW}$

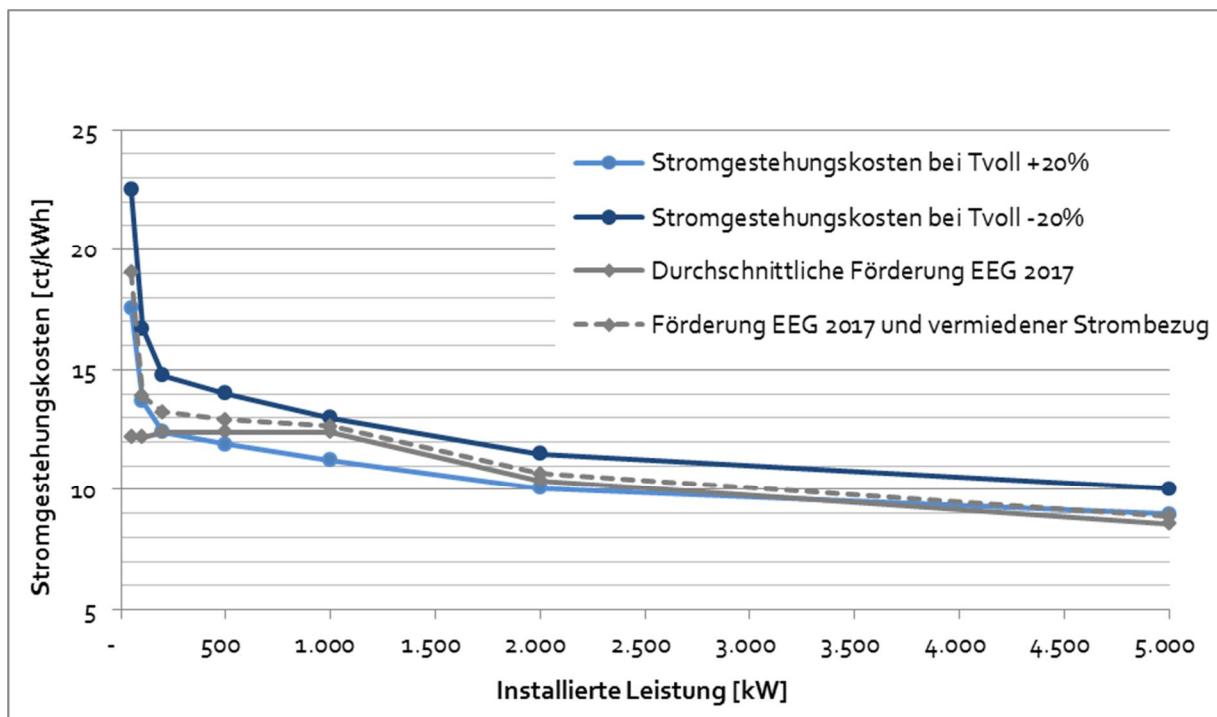
Im Leistungsbereich ab 5 MW und mehr liegt der Fördersatz etwa innerhalb der Bandbreite der Stromerzeugungskosten. Auch hier gilt, dass sich der Neubau nur unter günstigen Randbedingungen rentiert. Allerdings ist die Zahl der ausbaufähigen Standorte in diesem Leistungsbereich sehr begrenzt, so dass in den letzten Jahren keine Anlagen mit einer Leistung größer 2 MW neu gebaut wurden bzw. neu in das Anlagenregister aufgenommen wurden.

Vielfach wird der erzeugte Strom aus Wasserkraftanlagen dieses Leistungsbereichs außerhalb des EEG direkt vermarktet. Die Wirtschaftlichkeit ist dann nicht abhängig vom EEG. Sinkende Börsenstrompreise führen auch hier zu geringer Investitionstätigkeit. Die garantierte Förderung nach EEG liefert aber nach Aussage der Betreiber einen wichtigen Anreiz für die Investitionsentscheidung.

#### 6.4.2. Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen bis 5 MW

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten erfolgte für Anlagen, die vor der Modernisierung eine Vergütung nach EEG 2000 erhalten haben.

In Abbildung 6.5 sind die gesamten Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung  $\leq 5$  MW, also Kosten für die bestehende Wasserkraftanlage (Grundgestehungskosten) und Kosten für die technische und ökologische Ausrüstung, sowie die Förderung nach EEG dargestellt. Grundlage waren die aus der Datenerhebung ermittelten mittleren Investitionen für einzelne Maßnahmen, also die Modernisierungskosten, sowie die Grundgestehungskosten, die mit den Vergütungstarifen nach EEG 2000 angesetzt wurden, siehe Kapitel 6.3.2. Weiterhin wurde die durchschnittliche Förderung mit Berücksichtigung des vermiedenen Strombezugs durch einen gewissen Eigenverbrauchsanteil, der von etwas mehr als der Hälfte der Anlagen genutzt wird, dargestellt.



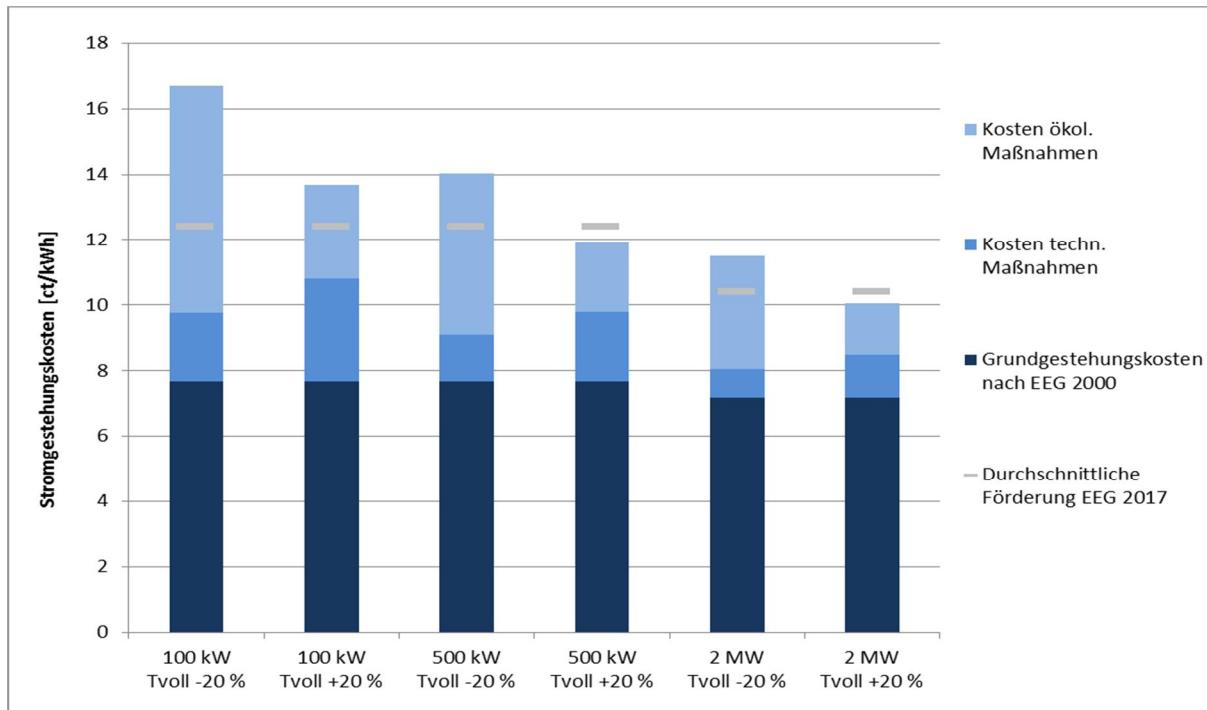
Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.5: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW mit Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017; Daten aus Tabelle 6.16

Bei Anlagen, die heute eine Vergütung nach EEG 2000 (Abbildung 6.5) erhalten, 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-Fördersätzen liegen. Für sehr kleine Anlagen ( $< 100 - 200$  kW) ist die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich.

Das EEG 2014 sowie das EEG 2017 bieten in § 40 Absatz 2 die Möglichkeit, auch ohne wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme einen Anspruch auf EEG-Förderung zu erlangen, wenn durch eine technische Modernisierung das Leistungsvermögen der Anlage um mindestens 10 % erhöht wurde. Diese Möglichkeit wurde gemäß Anlagenregister an etwa 86 % der modernisierten Anlagen genutzt und hat dazu geführt, dass insgesamt mehr Anlagen ertüchtigt wurden. Im Vergleich zum letzten EEG-Erfahrungsbericht (BMWi 2014) ist die Zahl der modernisierten Anlagen von 207 im Jahr 2012 auf durchschnittlich 283 Anlagen in den Jahren 2014 bis 2016 gestiegen.

In Abbildung 6.6 sind die Stromgestehungskosten beispielhaft für Anlagen mit 100 kW, 500 kW und 2 MW jeweils mit einer Variation der Vollaststunden  $T_{voll}$  um +/- 20 % dargestellt. Dabei wurde nach Grundgestehungskosten, Kosten für ökologische und für technische Maßnahmen differenziert. Es ist zu erkennen, dass die Gestehungskosten für eine technische Modernisierung (Grundgestehungskosten plus Kosten für techn. Maßnahmen) in allen Fällen niedriger sind als die Förderhöhe.



Quelle: Erhebung IBFM

Abbildung 6.6: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kosten ökol., techn. Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017

#### 6.4.3. Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen ab 5 MW

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 § 40 Absatz 3 nur der Anteil der Stromerzeugung vergütet, der der Leistungserhöhung nach § 40 Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 EEG zuzurechnen ist.

Die Kosten für eine umfassende Modernisierung einer Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung > 5 MW sind erheblich. 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 erheblichen 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. Der Eigenverbrauch hat keine merklichen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Erste Abschätzungen zeigen, dass die Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen > 5 MW, wie auch in Kapitel 6.3.3 dargestellt, bei einfachen Maßnahmen (z.B. Modernisierung der Steuerung) im Bereich der durchschnittlichen Förderung nach EEG 2017 liegen.

Bei umfangreichen Maßnahmen (Herstellung der Durchgängigkeit) wird die Förderhöhe deutlich überschritten.

Auch wenn die Gestehungskosten über den Vergütungssätzen liegen, kann die Förderung nach EEG für Anlagen ab 5 MW als Anreiz für die Modernisierung und Erweiterung wirken, da sie zumindest für einen Teil der Investitionen fest kalkulierbare Einnahmen garantiert.

## 6.5. Wasserentnahmrentgelte

Die meisten Bundesländer erheben bzw. erhoben seit Ende der 80er Jahre Wasserentnahmrentgelte (WEE). Diese haben einerseits eine Lenkungsfunktion zum Ressourcen schonenden und nachhaltigen Umgang mit Wasser. Andererseits kommt ihnen auch eine wirtschaftliche Funktion z. B. bei der Finanzierung von Maßnahmen zum Erreichen der gewässerökologischen Ziele der EU-WRRL zu. Für die Betreiber stellen diese Entgelte zusätzliche Ausgaben dar.

In Tabelle 6.17 sind für die Bundesländer die gesetzlichen Regelungen zu den Wasserentnahmrentgelten zusammengestellt. Nur für die Länder Baden-Württemberg, Bayern und Schleswig-Holstein werden Entnahmrentgelte von Wasserkraftanlagenbetreibern erhoben.

In Nordrhein-Westfalen erheben darüber hinaus einige Wasserverbänden, die es in anderen Bundesländern nicht gibt, ein Entgelt von ihren Verbandsmitgliedern. Die Basis dieser Wasserwirtschafts- bzw. Triebwerksbeiträge ist dabei sehr unterschiedlich. Sie kann z. B. auf der Fallhöhe, oder der genutzten Wassermenge beruhen und liegt in der Größenordnung von einigen tausend bis einigen zehntausend € pro Jahr (AG-WK-NW, 2018).

**Tabelle 6.17: Gesetzliche Regelungen zu Wasserentnahmeeentgelten (WEE) in den Bundesländern**

	Regelwerk	Letzte Änderung	WKA	Anmerkung
BB	Brandenburgisches Wassergesetz vom 8. Dezember 2004	BbgWG 02.03.2012	KA	
BE	Berliner Wassergesetz vom 17. Juni 2005	BWG 21.04.2016	entfällt	Entgelt nur für Grundwassernutzung
BW	Wassergesetz Baden-Württemberg vom 20. Januar 2005; Gesetz zur Änderung der Vorschriften über das Wasserentnahmeeentgelt 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 22.12.2015, WN GebO 30.08.2005, VwVBayWG 27.01.2014	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 Wasserentnahmeegebühr vom 23. April 2004	BremWEGG 12.04.2011	WK explizit ausgenommen	
HH	Gesetz über die Erhebung einer Gebühr für Grundwasserentnahmen vom 26. Juni 1989	Grundwassergebührenge setz (GruWaG) 20.12.2016	entfällt	Entgelt wird nur für Grundwassernutzung erhoben
HE	Regelungen über Erhebung von WEE in 2003 abgeschafft	-	entfällt	
MV	Landeswassergesetz 1992, Wasserentnahmeeentgeltverordnung	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	Wasserentnahmeeentgeltgesetz vom 27. Januar 2004	WasEG NW 08.07.2016	WK in WasEG explizit ausgenommen, teilweise erheben Wasserverbände Entgelt für WKA	Entgelte gültig für Verbandsmitglieder
RP	Landesgesetz über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern	Wasserentnahmee ntgeltgesetz, LWEntG, gültig ab 1.1.2013	WK explizit ausgenommen	
SL	Saarländisches Grundwasserentnahmeeentgeltgesetz vom 12. März 2008	GrdWasEntG SL 03.12.2014	entfällt	Entgelt wird nur für Grundwassernutzung erhoben
SN	Sächsisches Wassergesetz Vom 18. Oktober 2004	SächsWG 12.07.2013	WKA explizit ausgenommen	§ 91 Abs. 1 (1), Abs. 4 (3)
ST	Verordnung über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern	WasEE-VO LSA 30.12.2011	WK explizit ausgenommen	
SH	Wasserabgabengesetz des Landes Schleswig-Holstein (LWAG) vom 13. Dezember 2013		Nach § 2 Abs. 2 Abgabe für WKA Nutzung: 0,1 ct/m³, Nutzung in PSW 0,08 ct/m³	
TH	Regelungen zum WEE in 1999 abgeschafft	-	-	Gesetzentwurf aus 2012 für neue Regelung wurde zurückgezogen

*Quelle: Recherche IBFM*

Für die Bundesländer mit der größten installierten Gesamtleistung gelten folgende Regelungen:

- In Baden-Württemberg wird für Anlagen der Leistung > 1.000 kW eine Jahresgebühr in Abhängigkeit von der mittleren Leistung  $P_m$  erhoben. Sie reicht von 3,5 € bis 7 € pro Jahr und je kW. Eine Verrechnung von maximal 25 % der Investitionen in gewässerökologische Maßnahmen ist möglich.
- In Bayern liegen die Abgaben für Anlagen der Leistung > 1.100 kW, die in staatseigenen Gewässern liegen, in ähnlicher Höhe. In nicht staatseigenen Bayerischen Gewässern werden Nutzungsentgelte unter Beteiligung der Kreisverwaltungsbehörde festgesetzt.

### Berechnungsbeispiel Bayern

Anlagendaten:

$$P = 1,3 \text{ MW}, \text{Volllaststunden } 4.200 \text{ h/a}$$

Abgabe:

$$\begin{aligned} 1.300 \text{ kW} * 3,5 \text{ €/kW/a} \\ = 4.550 \text{ €/a.} \end{aligned}$$

Erzeugung:

$$1.300 \text{ kW} * 4.200 \text{ h/a} = 5,46 \text{ GWh/a}$$

Vergütung (EEG 2004):

$$\begin{aligned} 4,38 \text{ GWh} * 0,0967 \text{ €/kWh} + (5,46 - 4,38) \text{ GWh} * 0,0665 \text{ €/kWh} \\ = 495.366 \text{ €/a} \end{aligned}$$

Damit ergibt sich im Vergleich zu den möglichen jährlichen Einnahmen aus der Vergütung eine jährliche Abgabe von rund 0,9 % der jährlichen Einnahmen.

## 6.6. Wirtschaftlichkeit des nicht geförderten Anlagenbetriebs

Ein Großteil des in Deutschland durch Wasserkraftanlagen erzeugten Stroms wird ohne EEG-Förderung über den Strommarkt vertrieben. Dabei handelt es sich vor allem um Strom, der in Anlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW erzeugt wird. Viele Bestandsanlagen sind bereits abgeschrieben, so dass nur noch die Betriebskosten und die Kosten für den Bestandserhalt relevant sind.

Der Stromverkauf über die Börse (zuzüglich der Erlöse aus der Vermarktung von Herkunftsnnachweisen) war bisher über Jahrzehnte weitgehend auskömmlich. Dies änderte sich Ende des Jahres 2015, als die Börsenpreise bis in den Bereich der Erzeugungskosten der Anlagen sanken (Pöhler et al. 2016, Anhang Kapitel 4.1). Trotz des zwischenzeitlich aufgetretenen Preisverfalls an der Börse ist langfristig mit einem Anstieg der Energiepreise zu rechnen (Schlesinger et al. 2014).

Im Falle von umfangreichen ökologischen Sanierungen oder erforderlichen Wehrsanierungen können große Investitionen erforderlich werden, die je nach Anlagengröße und Standortbedingungen die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen können.

## 6.7. Förderung außerhalb des EEG

Da die Förderung durch das EEG für Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW nur bei günstigen Randbedingungen ausreicht, um die Stromgestehungskosten zu decken, haben einige Bundesländer Förderprogramme aufgelegt. Damit sollen vor allem die ökologischen Maßnahmen finanziert werden.

In Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg wurden die Fördergesetze für die Wasserkraft angepasst, um eine Überförderung des Stroms aus erneuerbaren Energien zu vermeiden, die nach EU-Recht verboten ist.

#### 6.7.1. Baden-Württemberg

Baden-Württemberg hat im August 2017 die Fördergrundsätze kleine Wasserkraft Anpassung 2017 veröffentlicht (BW-UM 2017). Ziel ist dabei, die technische Modernisierung der kleinen Wasserkraft unter Beachtung der ökologischen Rahmenbedingungen zu fördern. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung zwischen  $\geq 100 \text{ kW}$  und  $< 1.000 \text{ kW}$  gefördert, wenn sie sowohl technische als auch ökologische Maßnahmen ergreifen. Die Förderung wird ab einer Mindestsumme von 10.000 € gewährt, maximal beträgt sie 200.000 €.

Zur Ermittlung der Fördersumme wird zunächst der Fehlbetrag berechnet, der sich aus der Differenz zwischen den pauschal berechneten Stromgestehungskosten und der EEG-Förderung für ein Berechnungsjahr ergibt. Von diesem Fehlbetrag erhalten kleine bzw. mittlere Stromerzeuger hochgerechnet auf 20 Jahre maximal 65 % bzw. 55 %.

Demgegenüber gestellt werden die tatsächlich anfallenden zuwendungsfähigen Ausgaben, von denen maximal 40 % bezuschusst werden.

Ist der Fehlbetrag kleiner als die 40 % der Ausgaben, ist der Fehlbetrag als Zuschuss innerhalb der Fördergrenzen anzusetzen. Ist der Fehlbetrag größer, werden die 40% der Ausgaben angesetzt.

#### 6.7.2. Nordrhein-Westfalen

Das Land Nordrhein-Westfalen fördert im Rahmen des Programms progres.nrw (NW-MWEBWV 2017) u. a. den Neubau oder die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 500 kW. Zuwendungsempfänger sind kleine und mittlere Unternehmen. Als Bagatellgrenze gelten 350 €, die maximale Zuwendung 200.000 €. Eine Förderung ist nur für netzgekoppelte Anlagen möglich, soweit diese nicht nach dem EEG 2014 kostendeckend gefördert wird. Die Vorlage einer Wirtschaftlichkeitsrechnung ist Voraussetzung. Es erfolgt eine Einzelfallprüfung bzgl. der Förderhöhe.

#### 6.7.3. Bayern

Bayern prüft derzeit, ob und wie ein Programm zur Förderung der Wasserkraft EU-Konform gestaltet werden kann.

### 6.8. Analyse der *wirtschaftlichen* Lebensfähigkeit aufgrund der ermittelten technischen Lebensfähigkeit der Anlagen

Bekanntermaßen ist die technische Lebensdauer von Wasserkraftanlagen sehr groß. Laut Giesecke (2009) beträgt die Nutzungsdauer der baulichen Anlagenteile ca. 60 Jahre und der maschinellen und elektrischen Ausrüstung ca. 30 Jahre. Durch regelmäßige Revisionen kann die Lebensfähigkeit noch deutlich länger erhalten bleiben. Von den in Kapitel 5.2 aufgeführten Wasserkraftanlagen verfügt mehr als die Hälfte über ein Alter von mehr als 60 Jahren, einige sind über 100 Jahre alt.

Unter Berücksichtigung dieser Lebensdauer ist auch die wirtschaftliche Lebensdauer darstellbar. Häufig stehen bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aber kurzfristige Renditeinteressen im

Vordergrund, die von Wasserkraftanlagen nicht bedient werden können, da hohe Investitionen für den Bau erforderlich sind.

Bei kleinen und Kleinstanlagen ist ein Modernisierungsstau zu erkennen. Bei mittleren und großen Anlagen sind technische Revisionen in der Regel wirtschaftlich, da sie auch zu einer Erhöhung des Wirkungsgrads beitragen. Dementsprechend befinden sich Anlagen, die trotz niedriger Börsenpreise regelmäßig gewartet wurden, in einem relativ guten Zustand.

## 6.9. Zukünftige Entwicklung

### 6.9.1. 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.

Eine solche Kostensteigerung lässt sich auf der Basis der Erzeugerpreisindizes nachvollziehen. Der Baupreisindex für Bauarbeiten im Tiefbau erhöhte sich von 2012 bis 2014 um 2,4 %. Der Erzeugerpreisindex für Maschinen bzw. elektrotechnische Ausrüstung stieg im gleichen Zeitraum um etwa 2,5 % bzw. 1,01 % (Statistisches Bundesamt 2017).

Hinzu kommt, dass in den nächsten Jahren sehr viele Stauanlagen saniert werden müssen, siehe Kapitel 6.1.2, was zu zusätzlichen Kosten führt.

### 6.9.2. Auswirkungen des Klimawandels

Verschiedene Studien zu den Auswirkungen des Klimawandels (Wolf-Schumann et al. 2010; Koch et al. 2015) kommen zu dem Ergebnis, dass sich dieser negativ auf die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft auswirken wird. Es ist sowohl mit häufiger auftretenden Extremabflüssen zu rechnen, in denen die Anlagen nicht betrieben werden können, als auch mit insgesamt niedrigeren Abflüssen. Dies führt zu einer niedrigeren Anzahl von Vollaststunden und damit zu höheren Stromgestehungskosten.

## 7. Ökologische Anforderungen

Am Standort einer Wasserkraftanlage wird die Gewässerökologie im Vergleich zum natürlichen, frei fließenden Gewässer beeinträchtigt. Als wesentliche Auswirkungen sind zu nennen

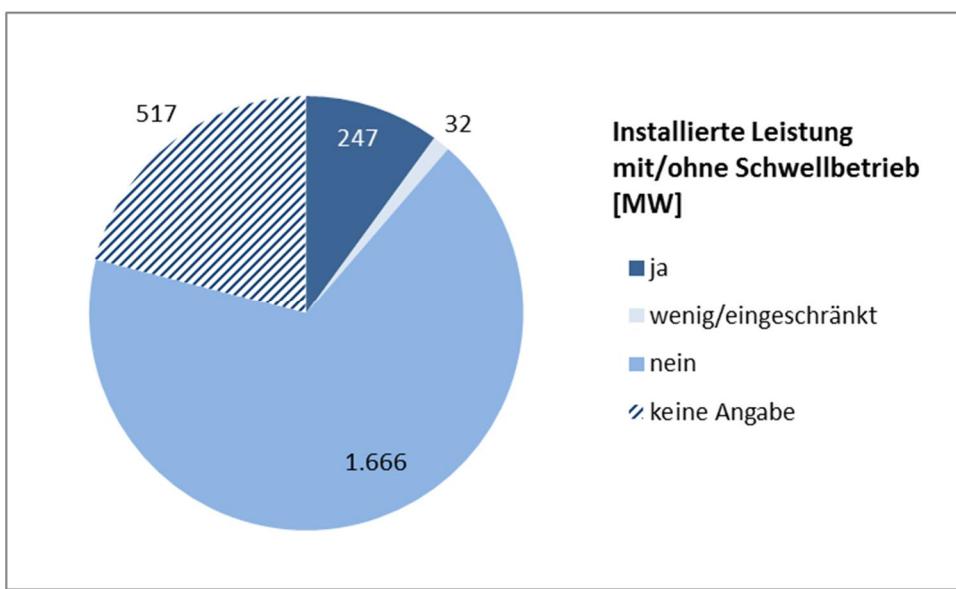
- Beeinträchtigung der Aquafauna in Bezug auf die stromauf- und stromabwärts gerichtete Durchgängigkeit, sowie
- Veränderung des Lebensraums durch Ausleitung aus dem Gewässer und durch Aufstau.

Während im EEG 2012 (§ 23 Absatz 4) der Anspruch auf eine Vergütung für den Strom aus Wasserkraft noch explizit an Anforderungen nach dem Wasserhaushaltsgesetz gebunden war, ist dieser Verweis in den Gesetzen EEG 2014 und EEG 2017 entfallen. Hierdurch soll die Konsistenz des EEG als Förderinstrument verbessert werden. Verblieben ist bei bestehenden Anlagen die Angabe in

§ 40 (2), die die Förderung von Ertüchtigungsmaßnahmen regelt, die behördlich zulassungspflichtig sind. In diesen Fällen kann die Wasserbehörde die §§ 33 bis 35 und § 6 (1) Satz 1 Nummer 1 und 2 WHG prüfen.

Nach § 40 (2) gibt es allerdings auch einen Anspruch auf Förderung für nicht zulassungspflichtige Maßnahmen. In solchen Fällen muss das Leistungsvermögen um 10 % erhöht werden (vgl. Kapitel 7.2.2). Eine Kontrolle des ökologischen Zustands der Anlage nach Durchführung der Maßnahme ist jedoch nicht erforderlich. Grundlage dieser Formulierung war die Annahme, dass die Einhaltung der gewässerökologischen Vorgaben durch das WHG ausreichend geregelt ist.

Neben den oben genannten gewässerökologischen Auswirkungen kann es auch durch einen Schwellbetrieb, d. h. durch eine plötzliche zusätzliche Wasserabgabe zu einer temporären Veränderung des Lebensraumes kommen. Die Auswirkungen sind detailliert in BMWi (2014) beschrieben. Aus der Umfrage zu Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung  $P \geq 1$  MW resultiert, dass nur ein geringer Teil der Leistung nämlich etwa 10 % oder 280 MW im Schwellbetrieb fährt, wenn auch teilweise nur eingeschränkt, während ein Großteil der Gesamtleistung nämlich 68 % oder 1.666 MW nicht vom Schwellbetrieb betroffen ist (Abbildung 7.1). Zu 21 % der Leistung gab es keine Angaben. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass diese Anlagen keinen oder nur geringen Schwellbetrieb fahren, da der Großteil der Leistung in Laufwasserkraftwerken installiert ist (Tabelle 4.5).



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1$  MW; Auswertung: IBFM

Abbildung 7.1: Schwellbetrieb und installierte Leistung aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1$  MW

Der Anspruch auf eine finanzielle Förderung wird in § 40 (4) EEG 2014 und EEG 2017 zusätzlich aufgrund gewässerökologischer Auswirkungen der Wasserkraft eingeschränkt. Eine Förderung erfolgt nur

„....wenn die Anlage errichtet worden ist

1. Im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder

## 2. ohne durchgehende Querverbauung.“

Die Wasserkraftnutzung ist somit förderfähig, wenn die Stauanlage bereits besteht. Die Einschränkung „ganz oder teilweise bereits bestehend“ bezieht sich nicht ausschließlich auf den baulichen Zustand der Querverbauung, sondern auf eine feststellbare Veränderung der Strömungsgeschwindigkeit im Vergleich zum ungestörten Gewässerverlauf. Wird eine Stauanlage nicht eigens zum Zwecke der Wasserkraftnutzung errichtet, sondern z. B. aus Gründen des Hochwasserschutzes, so kann die Wasserkraftanlage im Zuge des Baus der Stauanlage mit errichtet werden (vgl. Säcker 2015).

Die Einschränkung, dass die Wasserkraft ohne durchgehende Querverbauung genutzt werden kann, zielt darauf ab, dass die gewässerökologischen Auswirkungen bei dieser Variante in Bezug auf die Durchgängigkeit der Gewässer und die Lebensraumveränderung vergleichsweise gering sind. Somit erfahren neue Entwicklungen wie z. B. Strömungskraftwerke (Kapitel 2.2) und einige Meeresenergieanlagen hier keine Einschränkungen (Kapitel 11).

### 7.1. Umsetzung ökologischer Maßnahmen

Wesentliche Anforderungen für die Betreiber von Wasserkraftanlagen sind die Herstellung der Durchgängigkeit (Fischaufstieg, Fischschutz und Fischabstieg) sowie bei Ausleitungskraftwerken die Abgabe eines Mindestabflusses.

Unabhängig von der Förderung durch das EEG sind die Betreiber verpflichtet, Maßnahmen durchzuführen. Von den zuständigen Behörden werden diese Anforderungen insbesondere im Zusammenhang mit Änderungen in der Genehmigung oder bei Ende der wasserrechtlichen Bewilligung erhoben.

Während die Anforderungen für den Fischaufstieg im Merkblatt DWA-M 509 beschrieben sind, existieren für den Fischschutz und den Fischabstieg derzeit keine entsprechenden Regelwerke. Daher werden Genehmigungen mit einem Auflagenvorbehalt ausgesprochen, so dass Anlagenbetreiber mit Forderungen nach Nachbesserungen rechnen müssen. Entsprechend zurückhaltend werden Maßnahmen angegangen.

An Stauanlagen, an denen eine Wasserkraftnutzung stattfindet, besteht die Gefahr der Schädigung von Fischen beim Durchgang durch die Turbinen. Geeignete Schutzmaßnahmen, die technisch und ökonomisch umsetzbar sind, werden derzeit für große Wasserkraftanlagen erforscht bzw. sind in der Erprobung. Da es hier keinen Stand der Technik gibt, warten die Betreiber bei der Umsetzung entsprechender Maßnahmen ab, so dass an großen Wasserkraftanlagen häufig kein ausreichender Fischschutz existiert. Hier rät das Forum Fischschutz und Fischabstieg nicht weiterhin Forschungsergebnisse abzuwarten, sondern bestehende Kenntnisse zu nutzen. Für Anlagen bis zu einem Ausbaudurchfluss von 50 m<sup>3</sup>/s wird z. B. der Fischschutz durch Rechenanlagen mit kleinen Stababständen als technisch realisierbar und ökologisch sinnvoll erachtet (Forum Fischschutz und Fischabstieg 2014).

Führen Betreiber also entsprechende Maßnahmen durch, wird durch das Forum empfohlen, „im Genehmigungsbescheid respektive vor Fertigstellung der Anlage exakt zu definieren, wie verfahren wird, wenn Ziele nicht erreicht werden“ (Forum „Fischschutz und Fischabstieg“ 2014).

### 7.1.1. Auswertung Anlageregister

Die Auswertung des Anlagenregisters (Stand 01/2018) ergab, dass nur 20 % der gemeldeten Maßnahmen, die an den 875 ertüchtigten Anlagen durchgeführt wurden, zulassungspflichtige Maßnahmen betrifft. Bei den restlichen, nicht zulassungspflichtigen Maßnahmen kann davon ausgegangen werden, dass im Zuge dieser Ertüchtigungen nur selten ökologischen Maßnahmen durchgeführt wurden. Auch Tabelle 8.1 zeigt, dass ökologische Maßnahmen relativ selten durchgeführt worden sind. Dabei können Maßnahmen an Rechenanlagen sowohl technisch als auch ökologisch bedingt sein. Die Anmerkungen im Anlagenregister lassen jedoch den Schluss zu, dass die durchgeführten Maßnahmen an Rechenanlagen eher nicht vorrangig aus Gründen des Fischschutzes durchgeführt wurden.

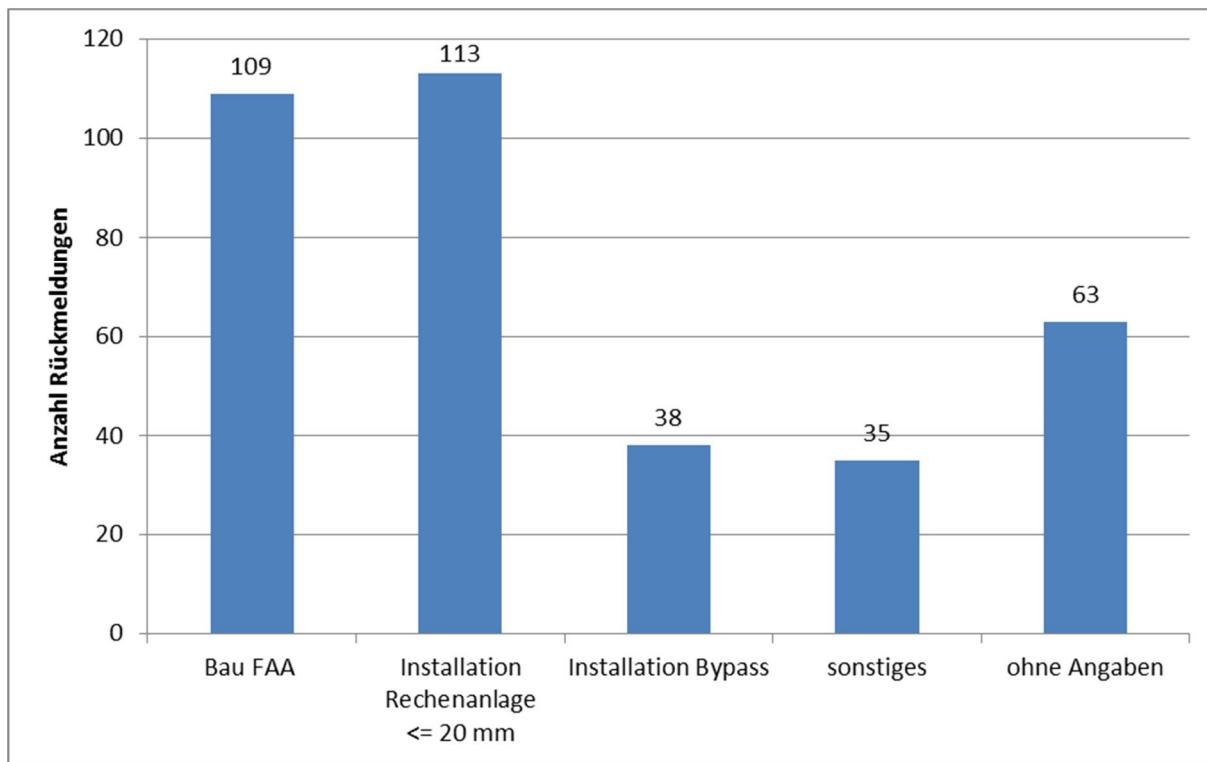
### 7.1.2. Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$

Bei den Rücksendungen zur Umfrage für Wasserkraftanlagen der Leistung  $P < 1 \text{ MW}$  (Stand Januar 2017), wurde in 75 % der Antworten angegeben, dass ökologische Maßnahmen durchgeführt wurden. Abbildung 7.2 zeigt die Anzahl der verschiedenen ökologischen Maßnahmen für die Wasserkraftanlagen der Leistung  $< 1 \text{ MW}$ , die an der Umfrage teilgenommen haben.

Ökologische Maßnahmen zur Erfüllung der §§ 33 bis 35 WHG sind:

- die Abgabe eines Mindestabflusses (§ 33 WHG, Mindestwasserführung) bei Ausleitungs-kraftwerken
- der Bau von Fischaufstiegsanlagen (§ 34 WHG, Herstellung der Durchgängigkeit)
- die Installation von Feinrechen in Kombination mit Abstiegsbypässen (§ 33 WHG, Schutz der Fischpopulationen)

Zu den am häufigsten genannten Maßnahmen gehören der Bau einer Fischaufstiegsanlage (47 % der Standorte) und die Installation einer Rechenanlage (57 % der Standorte). Für 86 % der Rechenanlagen oder 113 Anlagen wurde eine Ausstattung mit Stababständen von höchstens 20 mm Stababstand angegeben. Rechen mit größeren Stababständen weisen keine Fischschutzfunktion auf. In etwa 50 % der Fälle wurde für die Fischaufstiegsanlagen angegeben, dass sie vor 2014 errichtet wurden. Die Jahresangaben für den Bau von Rechenanlagen liegen nur zu etwa einem Drittel vor 2014. Diese Anlagen waren also bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 realisiert worden.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 7.2: Anzahl der ökologischen Maßnahmen (Doppelnennungen waren möglich) aus der Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$

In 38 Fällen wurde die Installation eines Bypasses angegeben. 11 % der Anlagen weisen eine Kombination aus Feinrechen und Bypass auf.

Für 70 % der 123 Ausleitungskraftwerke wurde angegeben, dass ein Mindestabfluss abgegeben wird. In 77 % der Fälle ist dieser behördlich angeordnet.

Im Vergleich zum Anlagenregister, das die ertüchtigten Anlagen relativ vollständig enthält, stellen die Rücksendungen der Betreiber, deren Adressdaten auf dem Anlagenregister basieren, nur einen Bruchteil dieser Anlagen nämlich 35 % dar. Von den 232 Rücksendungen lag die Leistungssteigerung bei 18 Anlagen unter 10 %, zu 50 Anlagen liegen keine Angaben vor. Also erfolgte für ca. 70% eine Leistungssteigerung über 10%. Wie die Auswertungen zu den ökologischen Maßnahmen zeigen, wurden bei den Umfrageergebnissen zu einem größeren Teil ökologische Maßnahmen benannt als dies im Anlagenregister der Fall war. Daraus wird gefolgert, dass vorzugsweise Betreiber teilgenommen haben, die ökologische Maßnahmen durchgeführt haben bzw. hatten. Etwa die Hälfte der genannten Maßnahmen wurde dabei bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 realisiert.

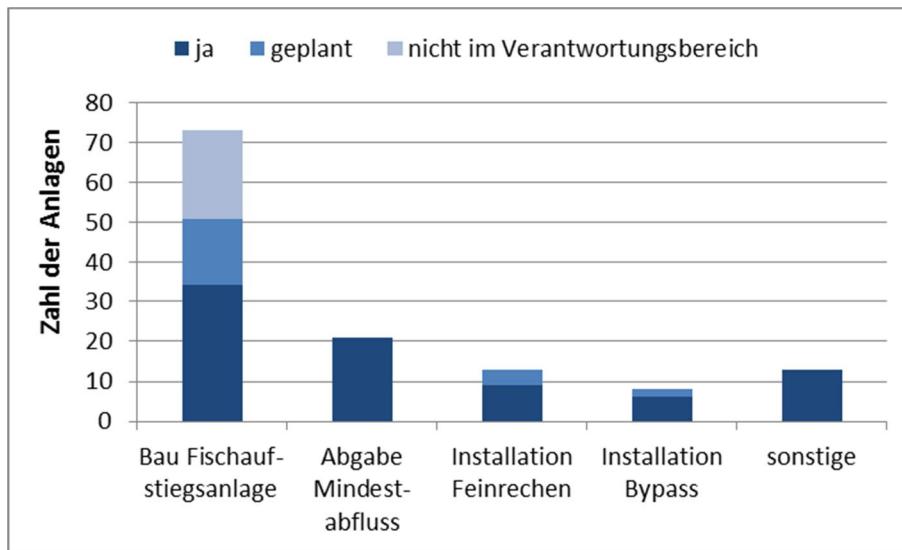
### 7.1.3. Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Bei den Rückmeldungen zu den durchgeföhrten ökologischen Maßnahmen wurde für 34 Anlagen aus den insgesamt 163 Rückmeldungen der Bau einer Fischaufstiegsanlage genannt (Abbildung 7.3). Dies ist die häufigste ökologische Maßnahme, gefolgt von der Abgabe eines Mindestabflusses (21 Nennungen), der Installation eines Feinrechens (9 Nennungen) und der Installation eines Bypasses (6 Nennungen). Unter den 14 sonstigen ökologischen Maßnahmen wurden Folgende genannt

- Biperschutz und Anlage Vogelschutzinseln (5 Nennungen)
- Anlage von Vogelschutzinseln (an einem Pumpspeicherkraftwerk)

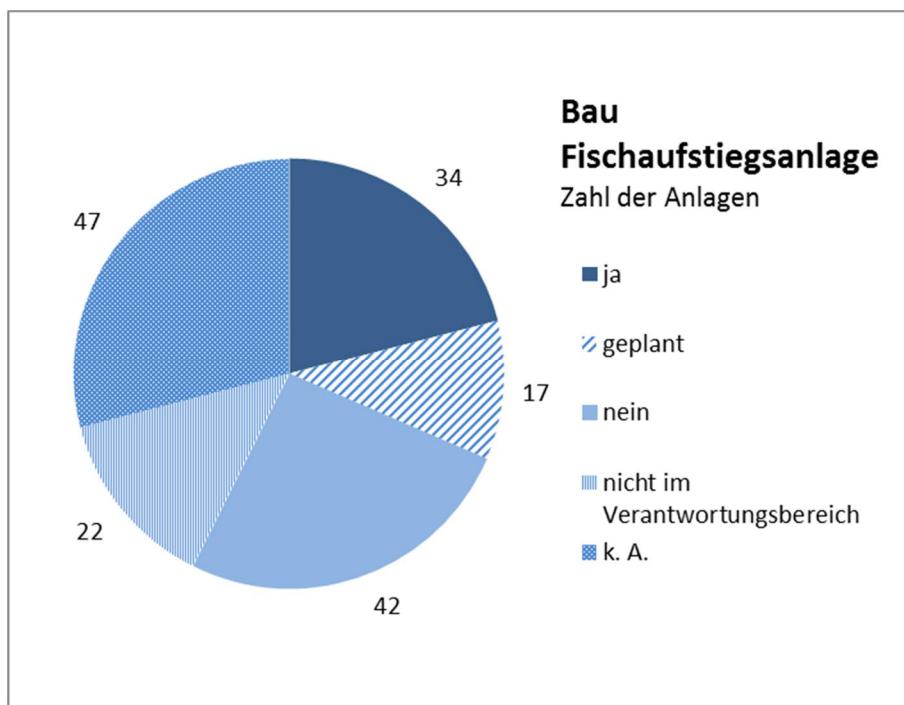
- Kraftwerksstilllegung nach Fertigstellung des Wehres (1)
- Sedimentzugabe (1)
- Restwasserturbine (2)
- Turbinenmanagement, Fischfreundliche Turbine (1).

Zusätzlich zu den 34 bereits gebauten Fischaufstiegsanlagen sind 17 weitere geplant, so dass nach Durchführung der Maßnahme etwa 30 % der Wasserkraftanlagen, die an der Umfrage teilgenommen haben, mit einer Fischaufstiegsanlage ausgerüstet sind (Abbildung 7.4). Hier ist zu bedenken, dass im Bereich der Bundeswasserstraßen, an denen eine Vielzahl der Anlagen großer Leistung liegt, die Verantwortung für die Durchgängigkeit bei der Bundeswasserstraßenverwaltung liegt. Für den Fischschutz sind die Betreiber der Wasserkraftanlagen zuständig.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

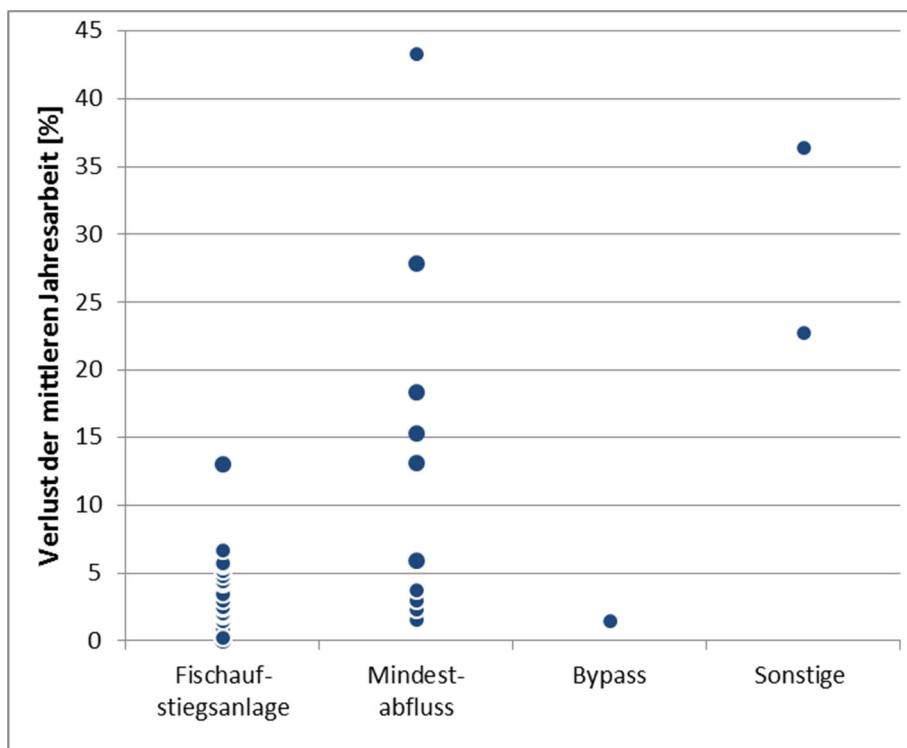
Abbildung 7.3: Geplante und durchgeföhrte ökologische Maßnahmen aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 7.4: Vorhandene und geplante Fischaufstiegsanlagen aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$

Ökologische Maßnahmen können zu Verlusten in der Stromproduktion führen, da z. B. zum Betrieb von Fischaufstiegsanlagen oder Bypassen Abflüsse erforderlich sind, die in der Regel nicht der Turbine zur Verfügung stehen. Bei der Abgabe eines Mindestabflusses kann der Verlust durch eine sogenannte Restwasserturbine teilweise kompensiert werden. Abbildung 7.5 zeigt, dass 29 Betreiber die Erzeugungsverluste durch Fischaufstiegsanlagen zwischen 0 und 7 % ansiedeln. Für eine Anlage wird der Verlust auf 13 % beziffert. Die Verluste durch die Abgabe eines Mindestabflusses werden bei 10 Angaben insgesamt zwischen 1,5 und 43 % benannt. Die Hälfte der Angaben liegt unter 6 %. Für eine Anlage wird ein Verlust durch Wasserabgabe im Bypass angegeben. Dieser liegt bei 1,5 %. Für die Maßnahme „Turbinenmanagement und fischfreundliche Turbine“ gaben zwei Betreiber Verluste von 23 % und 36 % an.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 7.5: Erzeugungsverluste aufgrund verschiedener durchgeföhrter ökologischer Maßnahmen aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$

Die Umsetzung von ökologischen Maßnahmen wird von den Betreibern der großen Anlagen durch verschiedene Maßnahmen aktiv unterstützt. Insbesondere der Schwellbetrieb wurde weiter deutlich minimiert, so dass er heute die Ausnahme darstellt. 90 % aller angefragten Anlagen weisen ein gleichmäßiges Abflussregime auf.

Laut Betreiberangaben wurden für Feinrechen sowie Fischschutz und Fischwanderung in den letzten Jahren hohe Millionenbeträge investiert. Weitere Investitionen in die Durchgängigkeit sind bereits eingeplant. Neben Umgehungsgerinnen und Beckenpässen wurden auch Fischlifte gebaut. Bypässe für den Fischabstieg wurden selten installiert oder eingeplant. Gerade in diesem Punkt wird in den Umfrageergebnissen stark auf die heutige Unsicherheit eingegangen, die durch wechselnde bzw. zusätzliche Behördenanforderungen an die Investitionssicherheit gestellt werden. Nachdem bereits der Bau und Betrieb von Fischaufstiegsanlagen seit 15 Jahren intensiviert wurde, der zu hohen Investitionen und permanenten Erzeugungsverlusten führt, werden jetzt Fischabstiege behördlich gefordert, ohne dass die Betreiber einen finanziellen Anreiz erhalten. Die Rentabilität vieler Anlagen wird dadurch in Frage gestellt.

Die Verluste durch die Erhöhung der behördlich geforderten Mindestwasserabgaben werden soweit möglich durch den Einbau von Restwasserturbinen begrenzt. Ob durch die hohe Vollaststundenzahl der Dotierturbine die hierfür erforderliche Investition kompensiert werden kann, hängt vom jeweiligen Einzelfall ab.

## 7.2. Einschätzung bzgl. der Anforderungen des WHG

Die große Zahl der Anlagenmodernisierungen ohne wasserrechtliche Zulassung und die Angaben zu den Maßnahmen weisen darauf hin, dass ein Großteil der Ertüchtigungsmaßnahmen ohne eine gewässerökologische Sanierung durchgeführt wurde.

### 7.2.1. Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$

Die Anforderungen des WHG werden von den Betreibern dieser Leistungsklasse als problematisch angesehen, da die Finanzierbarkeit bei Anlagen kleiner Leistung nicht alleine durch die EEG-Förderung gegeben ist. Dies wird bis zu einer Anlagengröße von 500 kW durch die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten mit den Erlösen bestätigt (Kapitel 6.4.2). Im Ergebnis wurden daher durch den Wegfall des Verweises auf das WHG als Fördervoraussetzung im EEG 2014 bei der Mehrzahl der Anlagen rein technische Maßnahmen ergriffen (Kapitel 7.1.2 und 8.1.1).

Die Durchführung ökologischer Maßnahmen wird in der Regel dann berücksichtigt, wenn eine wasserrechtliche Genehmigung für die Ertüchtigung erforderlich ist. Der BDW schätzt, dass sich Mitte 2017 etwa 10 % der Anlagen in einem wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren befinden, in dem auch die ökologischen Belange des Standortes berücksichtigt werden (BDW 2017).

### 7.2.2. Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Aus den Befragungen ergeben sich folgende Aussagen der Betreiber bezüglich der Anforderungen des WHG:

Die Betreiber haben angemerkt, dass die im WHG festgeschriebenen Anforderungen für sie in der Regel erhebliche finanzielle und zeitliche Aufwendungen bedeuten. Unterschieden wird zwischen den einmaligen Investitionen in beispielsweise Fischaufstiegsanlagen und den permanenten Verlusten durch die Abgabe des Mindestabflusses ohne energetische Nutzung. Dies führt für einige Anlagen bereits heute zu einem Investitionsstau mit langfristig negativen Folgen. Ggf. werden weiterführende Wasserrechte nicht beantragt, so dass mit Kraftwerksschließungen zu rechnen ist. Insbesondere Anlagen mit einer Leistung unter 5 MW würden durch die erforderlichen Investitionen und die Abgabe bzw. Erhöhung von Mindestabflüssen, die zu einem kontinuierlichen Erzeugungsverlust führen, überproportional belastet.

Es kann bestätigt werden, dass gewässerökologische Maßnahmen an großen Anlagen zu hohen finanziellen Aufwendungen führen (Kapitel 6.4.2). Auch führen Betriebsabflüsse von Fischaufstiegsanlagen, Fischabstiegsanlagen und die Abgabe des Mindestabflusses zu permanenten Ertragsverlusten. Die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten mit der Vergütung (Kapitel 6.4.2) zeigt jedoch, dass die Förderung durch das EEG bei mittleren Standortbedingungen ausreichend ist.

Als problematisch für die Umsetzung ökologischer Maßnahmen werden von einigen Betreibern die oft als schwierig empfundenen Abstimmungen mit den zuständigen Behörden genannt. Es bestünden erhebliche Kommunikationsdefizite und Klärungsbedarf hinsichtlich der Auslegung bzw. Anwendung der gesetzlichen Regelungen. In Verbindung mit personellen behördlichen Engpässen führt dies zu sich widersprechenden Behördenanforderungen bzgl. des Umwelt- und Wasserrechts sowie zu einer Kosten- und Zeitexplosion bei Genehmigungsverfahren. Die Betreiber wünschen sich

die Anerkennung standortspezifischer, pragmatischer Lösungen zur Herstellung der ökologischen Anforderungen wie z. B. der Durchgängigkeit.

Aus Sicht der Gutachter ist bekannt, dass die Genehmigungsverfahren sehr zeitaufwändig sind. Es wäre lohnenswert, durch Vereinheitlichungen den Verfahrensprozess zu beschleunigen.

Der Schutz der Fischpopulation wird in § 35 WHG gefordert. Derzeit liegt der Schwerpunkt von Maßnahmen im Bereich der technischen Fischschutzanlagen. Aufgrund der beschränkten Einsetzbarkeit heutiger Schutzanlagen in Gewässerstrecken mit speziellen Anforderungen betonen die Betreiber, dass hier weiterhin hoher Forschungsbedarf insbesondere in Hinblick auf die Wirksamkeit der vorhandenen Methoden bestehe.

Wie in Kapitel 7.1 beschrieben wird empfohlen, nicht weiterhin Forschungsergebnisse abzuwarten, sondern bestehende Kenntnisse zu nutzen, entsprechende Maßnahmen umzusetzen, um neue Erkenntnisse zu gewinnen.

Nach Betreiberansicht sollte die Forschung hinsichtlich der Wanderungen von Tiergruppen allgemein und von einzelnen Fischarten wie den diadromen Arten im Besonderen verstärkt werden, um belastbare Informationen zu erhalten, aus denen Anforderungen bzw. Maßnahmen abgeleitet werden können. Dabei müsse neben der ökologischen Konnektivität die Herstellung der Lebensräume von Populationen berücksichtigt werden.

Auch hier gilt, dass einerseits Maßnahmen umgesetzt werden müssen, andererseits weiterhin Forschung in Hinblick auf das Wanderverhalten und die Lebensraumansprüche betrieben werden muss.

## 8. Technische Anforderungen

Im EEG 2012 wurden neben den ökologischen Anforderungen erstmals auch Anforderungen an eine technische Verbesserung der Wasserkraftanlagen gestellt. Ziel ist die Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials bzw. die Steigerung der Stromerzeugung mithilfe eines modernen Anlagenparks. Um das zu erreichen wurde der Anspruch auf Förderung für nicht zulassungspflichtige Maßnahmen in § 40 (2) EEG 2014 an eine Erhöhung des Leistungsvermögens um 10 % geknüpft, vgl. auch Kap. 3.1.5.

Eine weitere technische Anforderung betrifft die „Einrichtung zur Regelung der Einspeiseleistung“, die ebenfalls bereits seit dem EEG 2012 für Anlagen > 100 kW gefordert wird. Die anfänglichen Schwierigkeiten bei der Umsetzung in der Praxis sind heute weitgehend geklärt.

### 8.1. Umsetzung technischer Maßnahmen

Technische Maßnahmen dienen in erster Linie dem Erhalt der Funktionsfähigkeit der Wasserkraftanlagen. Im Zuge des EEG 2014 bzw. EEG 2017 wurden bzw. werden an Wasserkraftanlagen verstärkt technische Ertüchtigungsmaßnahmen durchgeführt, die zu einer Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens und damit zu einer erhöhten Vergütung nach dem EEG führen. Sowohl aus dem Anlagenregister der BNetzA als auch aus den Umfragen ergeben sich Hinweise auf Art und Umfang der durchgeföhrten Maßnahmen.

### 8.1.1. Auswertung Anlageregister

Bei den Meldungen zum Anlagenregister werden Angaben zur Art der Ertüchtigung als Freitext eingetragen, was eine Auswertung nach festgelegten Kategorien erschwert. Daher wurden in den Auswertungen einzelne Schlagwörter berücksichtigt bzw. wurden mehrere Schlagwörter kombiniert. Es zeigt sich, dass der Eintrag „Steuerung“ gefolgt von „Generator“, „Turbine“ und den Komponenten der Rechenanlage am häufigsten genannt wird (Tabelle 8.1) und dass an zahlreichen Anlagen entsprechende Maßnahmen durchgeführt wurden. Die erreichten Leistungssteigerungen werden dabei in % angegeben. Aus der Prozentangabe und aus der Anlagenleistung berechnet sich die Leistungserhöhung.

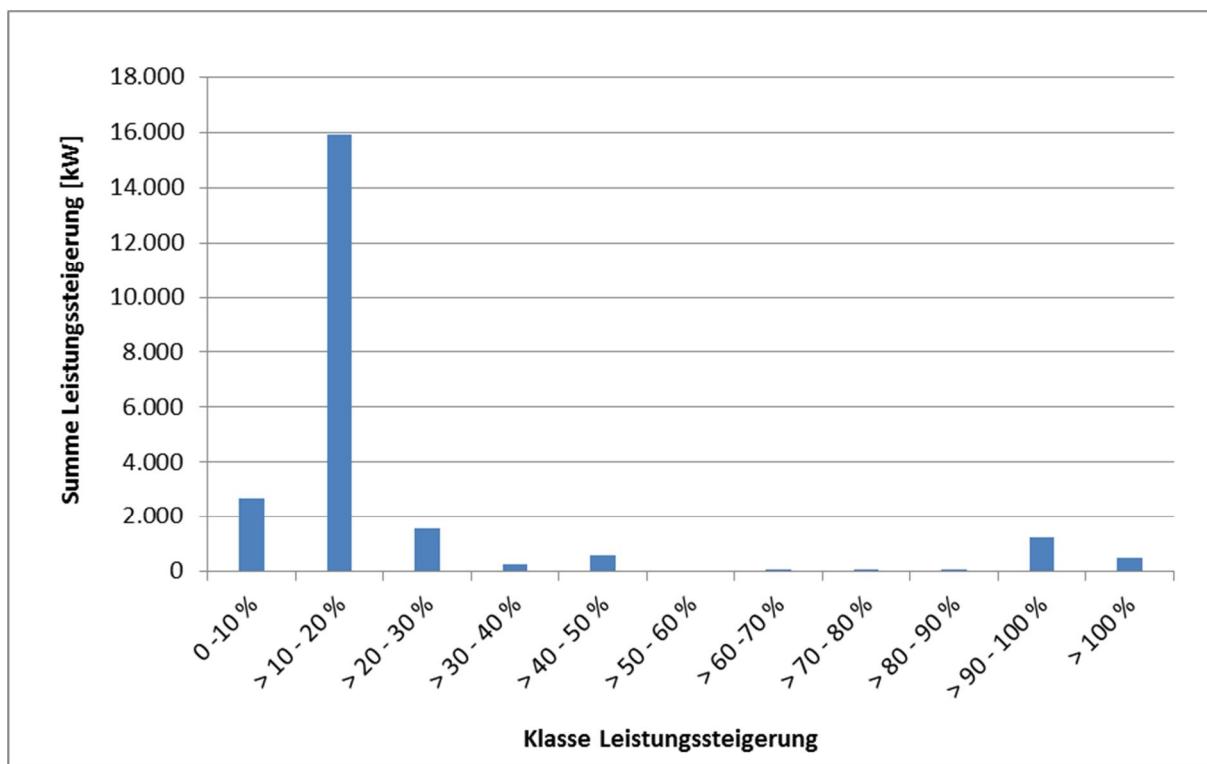
*Tabelle 8.1: Art der Ertüchtigung für ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister, Stand 01/2018 (Doppelnennungen möglich), Anzahl und Gesamtleistung der Meldungen; UND, ODER entsprechen logischen Verknüpfungen*

Art der Ertüchtigung, Auswertung nach Schlagwörtern und deren Kombinationen	Anzahl Meldungen	Berechnete Leistungserhöhung [kW]
Generator	256	5.347
Getriebe	46	1.029
Steuerung	292	8.412
Turbine	187	5.697
Wirkungsgraderhöhung	80	3.242
Fernbedienung ODER/UND Fernüberwachung ODER/UND Fernsteuerung	37	868
Rechen ODER/UND Rechenreinigung ODER/UND Rechenfelder	200	3.539
Mindestabfluss	4	47
Fischaufstieg	12	83
Restwasserturbine	3	20
Ökologischen Durchgängigkeit	9	299

Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

Abbildung 8.1 zeigt, dass der größte Anteil der Leistungssteigerung im Bereich von 10 – 20 % erfolgte. In diesem Bereich ist bei einer installierten Leistung von etwa 117 MW ein Zubau von insgesamt knapp 16 MW zu finden. Dies entspricht einem Anteil von ca. zwei Dritteln des Gesamtzubaus.

Neben der Häufung von Leistungssteigerungen im Bereich bis ca. 30 %, haben 18 Anlagen ihre Leistung nahezu verdoppelt.

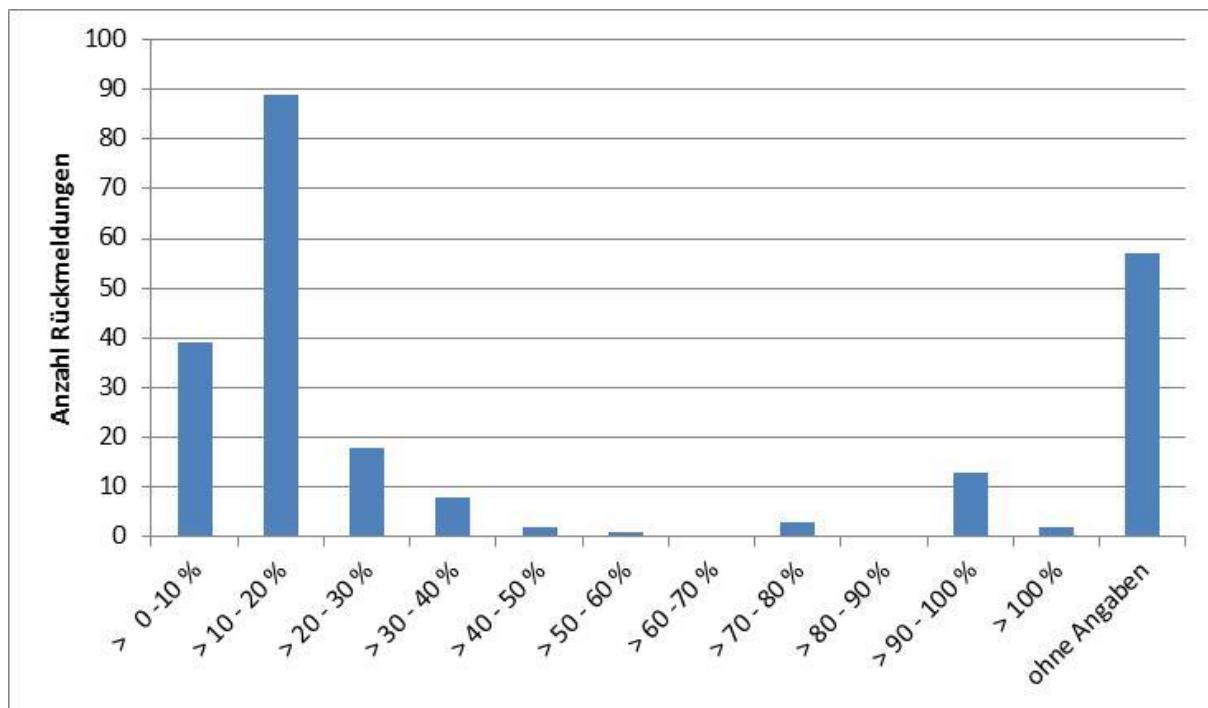


Datenquelle: (BNetzA 2017b); Auswertung: IBFM

Abbildung 8.1: Verteilung des Zubaus aus Ertüchtigung nach prozentualer Leistungssteigerung gemäß Anlagenregister, Stand 01/2018

### 8.1.2. Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$

Gemäß der Betreiberumfrage (Stand Januar 2017) wurde eine technische Modernisierung für 85 % der Rückmeldungen angegeben. Diese betraf die Anlagenteile Generator, Getriebe, Turbine, Steuerung und Regelung und entspricht den häufigen Nennungen im Anlagenregister (Tabelle 8.1). In 17 Rückmeldungen wurde ein Neubau vermerkt. Abbildung 8.2 zeigt, dass die durch die Modernisierung erreichte Leistungssteigerung wie im Anlagenregister am häufigsten im Bereich zwischen > 10 – 20 % liegt (88 Rückmeldungen). Für diese Anlagen beträgt die installierte Leistung insgesamt 20,3 MW.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$ ; Auswertung IBFM

Abbildung 8.2: Anzahl der Rückmeldungen nach Kategorien der Steigerung der jährlichen Erzeugung

Tabelle 8.2 zeigt für die Anlagen mit einer Leistungssteigerung im Bereich zwischen  $> 10 - 20 \%$  die Aufteilung auf die Leistungsklassen. Die Leistungsklasse  $\leq 100 \text{ kW}$  ist am häufigsten vertreten und beinhaltet insgesamt eine installierte Leistung von 2,3 MW.

Tabelle 8.2: Verteilung der Anlagen mit einer Leistungssteigerung von  $> 10 - 20 \%$  auf Leistungsklassen

Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [kW]
$\leq 100 \text{ kW}$	55	2.273
$> 100 - 500 \text{ kW}$	25	7.343
$> 0,5 - 1 \text{ MW}$	5	3.405
$> 1 - 2 \text{ MW}$	2	2.322
$> 2 - 10 \text{ MW}$	1	5.000
ohne Angabe	2	-
Summe	89	20.343

Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$ ; Auswertung IBFM

### 8.1.3. Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Die Umfrage bei den Betreibern der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$  ergab, dass sich die technische Maßnahmen in den vergangenen Jahren überwiegend auf die Modernisierung bzw. Revision der Leittechnik bezogen. Die Modernisierung der Maschinenausrüstung ist auf ein Minimum reduziert, sodass in der maschinellen Ausrüstung nur unaufschiebbare Investitionen getätigt werden. Die Umfrageergebnisse zeigen (Tabelle 8.3), dass zukünftig anstehende Modernisierungsarbeiten häufig die Leittechnik betreffen, aber auch die Elektro- und Regeltechnik und die Maschinentechnik werden genannt. Für die meisten Maßnahmen wird eine Steigerung der Jahresarbeit von unter 10 %

erwartet. Laut Aussagen eines Betreibers mehrerer großer Wasserkraftanlagen in Bayern sind bei gut gewarteten Anlagen maximal Leistungssteigerungen im Bereich von 3 % bis 5 % erreichbar.

*Tabelle 8.3: Geplante technische Modernisierungen an WKA der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; k. A. = keine Angabe*

Technische Maßnahme	Anzahl der Nennungen	Steigerung Jahresarbeit
Großrevision, Generalsanierung	2	k. A.
Grundinstantsetzung der Turbinen und Generatoren	2	k. A.
Teilneubau	1	k. A.
Zubau Turbine	1	12 %
Mindestwasserturbine	2	8 %
Dotierturbine	1	k. A.
Modifikation Laufräder	1	k. A.
Maschinentechnik	15	< 1 bis < 10 %
Maschine, Generator, Regler, Steuerung, elektrische Anlagen, Gebäude	2 (2 Maßnahmen wurden durchgeführt)	> 10 % (13 % für durchgeführte Maßnahme)
Hydrauliksystem, Steuerung, Austausch von permanent laufenden Pumpen zu temporären Pumpen	4	k. A.
Automatisierung und Modernisierung der Turbinen, Modifikation Laufräder	5	k. A.
Leittechnikprojekt mit Generator- und Laufraderneuerung	13	0,5 %
Leittechnik	9	< 10 %
Leittechnik, Turbinenmanagement	1	> 10 %
Elektrotechnik, Regeltechnik	9	< 10 %
Arbeiten am Einlaufbauwerk	2	2 bis 3 %
Rückbau Brücke / Reduktion Fallhöhenverlust	1	0,03 %
Korrosionsschutz Wehrbrücke	1	0
Fischaufstieg	1	0
Feinrechen, Fischabstieg	4	0
Retrofit Rechenreinigungsmaschine	1	k. A.

*Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM*

Einige Maßnahmen befinden sich nach Betreiberaussage bereits in der Durchführung, andere sind für die Jahre 2018 bis 2027 geplant. Der Generator wird als die Komponente bezeichnet, die relativ schnell ausfällt. Für ihn wird ein Revisionszyklus von 12 bis 14 Jahren genannt. Für die Turbinen werden Revisionszyklen von 30 bis 35 Jahren angegeben, wobei Maschinenrevisionen zustandsbezogen und nicht in festen Intervallen erfolgen. Für die Anlagen am Inn sind z. B. kürzere Revisionszyklen erforderlich, da das aus den Alpen abfließende Wasser den sogenannten Gletscherschliff verursacht.

### 8.1.4. Modernisierungsstau für Anlagen der Leistung $P \geq 1 \text{ MW}$

Laut Umfrage wird bei 12 % der Anlagen kein Modernisierungsstau gesehen, für knapp 60 % der Anlagen wird ein solcher jedoch explizit benannt und zwar insbesondere für den Leistungsbereich 1-2 MW. Als ursächlich werden vor allem die geringen Erlöse und die fehlende Planungssicherheit genannt. Die schwierige Erlössituation verschärft sich mit abnehmender Maschinengröße, sodass bei Anlagen an kleineren Fließgewässern und Anlagenleistungen in der Größenordnung von 1 MW für 70 % der Anlagen mit einem Modernisierungsstau gerechnet wird, während dieser bei größeren Anlagen derzeit noch als moderat beschrieben wird. Bei großen Anlagen bestanden während der niedrigen Börsenpreise zu Zeiten der Umfrage Bestrebungen, die Investitionen zu minimieren, wodurch Modernisierungen in Folgejahren mit besseren Konditionen auf dem Strommarkt verschoben wurden.

## 8.2. Nachweis der Umsetzung technischer Maßnahmen

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die von Betreibern von Wasserkraftanlagen eingereichten Nachweise zur Umsetzung der technischen Maßnahmen zu prüfen, bevor die Betreiber eine Vergütung nach dem EEG 2014 bzw. 2017 erhalten. Entsprechende Empfehlungen zum Nachweisverfahren werden im Hinweis 2012/24 der Clearingstelle gegeben. Gemäß Anlagenregister (Stand Juli 2017) wurden im Betriebsgebiet eines mitteldeutschen Netzbetreibers seit August 2014 26 Anlagen ertüchtigt. Eine Aktendurchsicht für 20 dieser Anlagen zeigte, dass die Nachweise für die Leistungssteigerung große Unterschiede in Umfang, Klarheit, Prüfbarkeit und Schlüssigkeit aufweisen.

- Die Hälfte der gesichteten Nachweise enthielt ausführliche Unterlagen, die die Leistungssteigerung nachvollziehbar begründeten, sowie Rechnungen für die durchgeföhrten Maßnahmen.
- In drei Fällen wurde der Nachweis von den Betreibern geführt, wobei nur für zwei Anlagen Rechnungen beigelegt waren.
- Zwei weitere Anlagen führten zulassungspflichtige Maßnahmen durch, wobei der Nachweis der Leistungserhöhung fehlte.
- Gutachten wurden für die restlichen fünf Anlagen zwar vorgelegt, der Nachweis war aber z. T. unklar bzw. es waren keine Rechnungen hinterlegt.

Neben der unterschiedlichen Nachweisführung zeigt sich auch bei den Netzbetreibern insbesondere in der Anfangsphase der Nachweisbegutachtung eine unterschiedliche Herangehensweise und Bewertung der Unterlagen. Dies liegt mit daran, dass die Rahmenbedingungen für die Maßnahmen von Fall zu Fall unterschiedlich und je nach Gutachten nicht einfach zu bewerten sind. Die Begutachtung erfolgt daher meist in engem Kontakt mit den Betreibern.

Um eine einheitliche Vorgehensweise bei der Begutachtung durch die Netzbetreiber zu erreichen, hat eine Arbeitsgruppe innerhalb des Verbandes der Bayerischen Energie- Wasserwirtschaft e. V. (VBEW) einen Katalog mit den durch die Betreiber vorzulegenden Unterlagen erarbeitet. Danach sollen bereitgestellt werden:

- Beschreibung der Maßnahme
- Bilddokumentation

- Bescheinigung der Leistungserhöhung > 10 % durch ein Ingenieurbüro aus dem Bereich Wasserkraft
- Rechnungen
- Anmeldung im Anlagenregister.

Eigenbelege des Betreibers sind für den Nachweis nicht zulässig.

### 8.3. Fernsteuerbarkeit und Eingriffe

Bereits nach § 6 EEG 2012 sind Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen Einrichtung zur Regelung der Einspeiseleistung auszurüsten. Diese Forderung ist wieder in § 9 Absatz 1 EEG 2014 sowie EEG 2017 aufgenommen. Nach § 10 Absatz 2 EEG 2014 sowie EEG 2017 muss diese Einrichtung den Anforderungen des Netzbetreibers entsprechen. Pflichtverstöße führen nach § 25 Absatz 2 EEG 2014 zur Reduzierung der Förderung.

Die Reduzierung der Einspeiseleistung erfolgt bei Wasserkraftanlagen durch eine Drosselung der Turbine(n). Zur Vermeidung einer Wasserspiegelerhöhung im Oberwasser bzw. eines Wehrüberfalls werden ein eventuell vorhandener Leerschuss und bei beweglichen Wehren ein Wehrverschluss geöffnet. Nach Beendigung des Eingriffs sind Wehrverschlüsse und Leerschuss wieder zu schließen sowie die Turbine zu öffnen. In BMWi (2014) wird beschrieben, wie Abschaltvorgänge an kleineren und großen Wasserkraftanlagen realisiert werden können.

Eine besondere Problematik besteht an Gewässern bzw. Schifffahrtsstraßen, wo Wehre und Wasserkraftanlagen von unterschiedlichen Institutionen betrieben werden. Dies erfordert eine enge Abstimmung der Beteiligten, damit die Einhaltung der erforderlichen Eingriffszeiten und die zulässigen Pegelschwankungen gewährleistet werden. Ähnliche Schwierigkeiten ergeben sich auch dort, wo Wehranlagen manuell betrieben werden, aber nicht permanent Personal vor Ort ist wie z. B. an den Wehr- und Wasserkraftanlagen der Lahn.

Mögliche Folgen der Leistungsreduzierung oder -erhöhung nach dem Wiederanfahren von Wasserkraftanlagen sind Wasserstandsschwankungen und Effekte von Schwall und Sunk, die aus ökologischen Gründen zu minimieren bzw. zu vermeiden sind. Dabei ist zu beachten, dass Personen, die sich am Gewässer befinden, nicht gefährdet werden.

Eine solche Möglichkeit zu Sondervereinbarungen mit dem Netzbetreiber sieht der Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement ausdrücklich vor. Widersprechen Maßnahmen zum Einspeisemanagement den wasserrechtlichen Vorgaben, oder können aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen, Erzeugungsanlagen die Vorgaben des Netzbetreibers nicht einhalten, so sollte dies bei der Auswahl und der Ausgestaltung der Maßnahmen und Vereinbarungen zum Einspeisemanagement berücksichtigt werden (BNetzA 2016c).

Beispielsweise wurden nach Angaben des Netzbetreibers WESTNETZ GmbH bisher keine ferngesteuerten Eingriffe in den Betrieb von Wasserkraftanlagen im Netzgebiet vorgenommen. Dagegen haben beim Netzbetreiber MITNETZStrom GmbH in den letzten Jahren die Netzsicherheitmaßnahmen (NSM) stark zugenommen und zwar von 13 Maßnahmen in 2010 auf 534 Maßnahmen in 2015 (Markert 2014). Um Gefahrensituationen zu vermeiden hat die MITNETZStrom GmbH Sondervereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zum Einspeisemanagement entwickelt (Anhang Kapitel 3). In der dargestellten Vereinbarung können

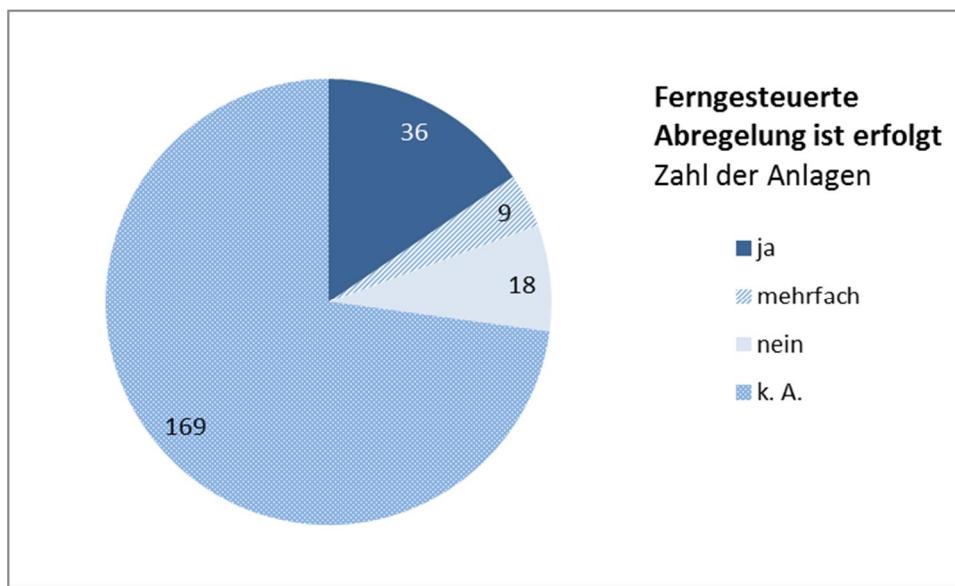
Betreiber von Wasserkraftanlagen dem Netzbetreiber (hier MITNETZTStrom GmbH) beispielsweise erklären, dass zur Vermeidung von Gefährdungen durch Schwallbildung an ihrer Anlage, die Zeit zur Abregelung und zur Inbetriebnahme nicht fünf Minuten, sondern 20 Minuten betragen sollte.

### 8.3.1. Umfrageergebnisse für WKA mit $P < 1 \text{ MW}$

Die Auswertung der Umfrageergebnisse (Stand Januar 2017) zeigt, dass für mehr als der Hälfte der rückgemeldeten Anlagen eine Einrichtung zur Fernsteuerung vorhanden ist (123 Antworten). Von den 79 Anlagen, die über eine Leistung  $> 100 \text{ kW}$  verfügen und somit über ein Einrichtung zur Fernsteuerung verpflichtet sind, haben 73 Anlagenbetreiber angegeben, dass eine solche Einrichtung vorhanden sei. Darüber hinaus wurde für 50 Anlagen kleinerer Anlagen das Vorhandensein einer Einrichtung zur Fernsteuerung bejaht.

Während für 45 Anlagen als Art der Fernsteuerung technische Einrichtungen angegeben wurden, wurde diese für 12 Wasserkraftanlagen betrieblich und in 11 weiteren betrieblich und technisch genannt. Für die anderen Anlagen wurden keine Angaben hierzu gemacht.

Informationen zu tatsächlich durchgeführten Eingriffen liegen nur für wenige Anlagen vor. In 18 Fällen fand keine, in 36 Fällen fand eine Abregelung statt, bei neun Anlagen auch mehrfach, siehe Abbildung 8.3. Aufgrund der geringen Rücklaufzahlen, nämlich 17 Rückmeldungen aus Sachsen und Sachsen-Anhalt konnten die Angaben des Verbands der Wasserkraftwerksbetreiber Sachsen und Sachsen-Anhalt e. V. zu der hohen Zahl von Netzsicherungsmaßnahmen durch die Umfrageergebnisse nicht verifiziert werden.



Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 8.3: Erfolgte Abregelungen über die Fernsteuerung aus der Betreiberumfrage für  $P < 1 \text{ MW}$

### 8.3.2. Umfrageergebnisse für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Die Fernabschaltung erfolgt bei den größeren deutschen Kraftwerken i. d. R. über die Leitwarten, worüber auch die 24-h-Überwachung gewährleistet wird.

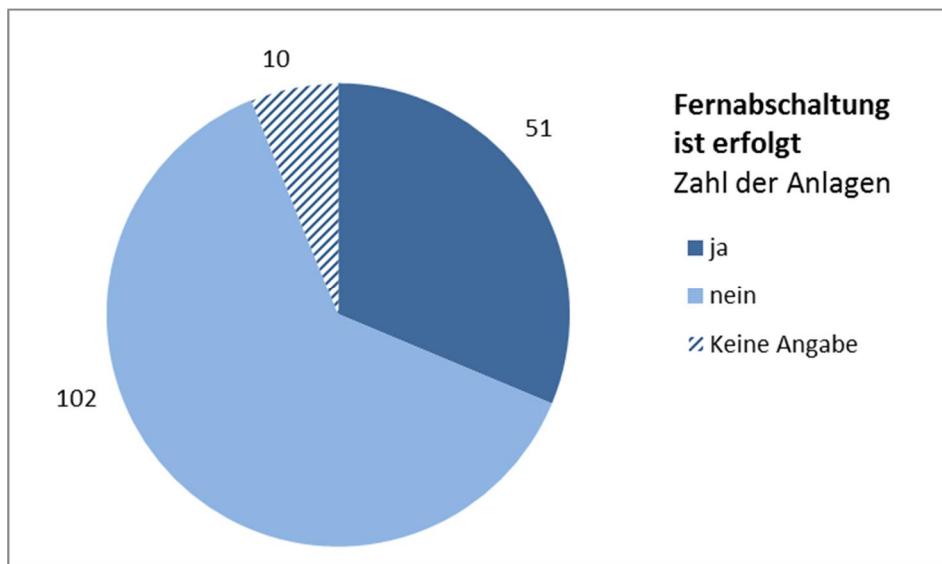
Für 143 der 163 Anlagen aus der Umfrage wurde angegeben, dass sie über eine Einrichtung zur Fernabschaltung verfügen. Dabei teilten die Betreiber von Grenzkraftwerken mit, dass eine Fernsteuerung aufgrund des geteilten Energieabtransports nach Deutschland und Österreich nicht

anwendbar sei. An den meisten Kraftwerken (102 Anlagen oder 63 %) erfolgte keine Fernabschaltung (Abbildung 8.4). Für 10 Anlagen lagen keine Angaben vor und 51 Anlagen gaben eine erfolgte Fernabschaltung an. Als Probleme bei der Abschaltung der Anlagen wurden für 17 Anlagen die Schifffahrt und in neun Fällen die Pegelhöhe der Bundeswasserstraßen genannt.

35 Anlagen gaben für das Jahr 2016 Erzeugungsverluste an, die sich bei einer Gesamtjahresarbeit dieser Anlagen von 1.522 MWh auf 147,2 MWh, also auf etwa 10 % beliefen. Hinzu kommen vier Anlagen, bei denen die Verluste als "unwesentlich" bezeichnet wurden.

Die BNetzA meldet für das Jahr 2016 für die Laufwasserkraft Einspeisemanagement-Maßnahmen mit einer Ausfallarbeit von 500 MWh und Entschädigungszahlungen von schätzungsweise 47.100 €. Die Ausfallarbeit war im Jahr 2015 mit 3,0 GWh und Entschädigungszahlungen von ca. 315.000 € wesentlich größer, was auf eine insgesamt größere Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen zurückgeführt wird. Außerdem führten die ÜNB eine Optimierung ihres Redispatch-Management-Konzeptes durch. (BNetzA 2017d)

In den Umfrageergebnissen wird die Fernabschaltung nicht problematisiert. Das deutet darauf hin, dass sie für die Anlagen keinen wesentlichen Nachteil birgt.



Quelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung: IBFM

Abbildung 8.4: Angaben zur Zahl der Anlagen der Leistung  $P \geq 1 \text{ MW}$ , die in 2016 von einer Fernabschaltung betroffen/nicht betroffen waren aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$

## 9. System- und Marktintegration

Für Wasserkraftanlagen haben sich im Laufe der letzten 100 Jahre Vermarktungswege etabliert, die für große Anteile der in Deutschland installierten Leistung ohne Förderung wie z. B. durch das EEG funktionieren. Im Gegensatz zur geförderten Direktvermarktung durch das EEG (mit Hilfe der Marktpremie) wird hier von einer nicht geförderte Direktvermarktung gesprochen, die bei großen Betreibern als Eigenvermarktung erfolgt oder auch als Vermarktung über Dritte (Händler). Die verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten, die sich heute anbieten, werden nachfolgend thematisiert. Die Haupterlösmöglichkeiten bieten die Teilnahme an den verschiedenen Märkten für den Stromhandel (Kapitel 9.1) als auch an den Märkten für die verschiedenen

Regelreservequalitäten (Kapitel 9.2). Dabei werden die jeweils zu beachtenden technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen aufgezeigt. Anschließend wird die besondere Eignung von Wasserkraftanlagen für mögliche Marktteilnahmen aufgezeigt.

## 9.1. Märkte für Stromhandel

Marktakteure können den in Wasserkraftanlagen erzeugten Strom langfristig am Terminmarkt, vortätiglich am Day-Ahead-Markt und untertätiglich am Intraday-Markt vermarkten. Kraftwerksbetreiber, deren Anlagen an die Hochspannungsebene oder höher angeschlossen und eine installierte Leistung von mindestens 10 MW aufweisen, sind verpflichtet, die Fahrweise ihrer Erzeugungs- und (im Falle von Pumpspeichern) Verbrauchsanlagen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zu melden (VDN 2007). Die gelieferte oder entnommene elektrische Energie wird auch Fahrplanenergie genannt.

### 9.1.1. Terminmarkt

Elektrische Energie kann langfristig sowohl börslich als auch außerbörslich am Terminmarkt gehandelt werden. Dabei wird zwischen Futures mit finanzieller und Forwards mit physischer Erfüllung unterschieden. Bei den Geschäften mit physischer Erfüllung erfolgt die Lieferung der gehandelten Energiemenge zum Erfüllungszeitpunkt zu dem bei Vertragsabschluss festgelegten Preis, während bei finanzieller Erfüllung bei Lieferung die Differenz zwischen Handels- und Marktpreis verrechnet wird. Somit dienen langfristige Produkte besonders der Risikosteuerung im Unternehmen.

Für die Wasserkraftanlagen mit sehr kontinuierlicher Erzeugung oder der Möglichkeit der Zwischenspeicherung und damit flexibler Einsatzmöglichkeit bietet der Terminhandel die Möglichkeit, elektrische Energie langfristig zu vermarkten. Diese Vermarktung kann zur Begrenzung des Preisrisikos an den zeitlich nachgelagerten Märkten genutzt werden und wird damit als Forwards / Futures gehandelt.

### 9.1.2. Day-Ahead-Markt

Die Strombörsen EPEX Spot hat sich als liquider Handelsplatz zur Vermarktung elektrischer Energie für den Folgetag etabliert. Dort können neben Einzelstunden auch Blockprodukte, also mehrere Stunden gleichzeitig, für den Folgetag gehandelt werden.

In den vergangenen Jahren hat u. a. aufgrund der zunehmenden Vermarktung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Day-Ahead-Markt das Handelsvolumen an der EPEX Spot deutlich zugenommen. Es steht also mittlerweile vortätiglich ein liquider Handelsplatz zur Verfügung, der nun auch umfassenden gebotszonenübergreifenden Handel ermöglicht.

Am Day-Ahead-Markt fungiert die Börse als zentraler Handelpartner aller Marktteilnehmer: Sie nimmt die Kauf- und Verkaufsgebote – bestehend aus jeweils einer Preis- und einer Mengenangabe – für jede Stunde entgegen und bildet hieraus aggregierte Angebots- bzw. Nachfragekurven als sogenannte Merit Order. Hierbei handelt es sich um die nach aufsteigendem Gebotspreis sortierten Einzelgebote.

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. Dies gilt auch für Einzelstunden-Gebote.

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.

Die kleinste handelbare Einheit auf dem Day-Ahead-Markt beträgt 0,1 MW.

### 9.1.3. Intraday-Markt

Nach Abschluss des zuvor erläuterten Day-Ahead-Handels kann erst wieder am nächsten Handelstag vortägliche Fahrplanenergie gehandelt werden. Aufgrund von ungenauen Prognosen oder unvorhersehbaren Ereignissen kann es 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.

Die Umsetzung des untertäglichen Stromhandels an der Strombörsen sieht vor, dass elektrische Energie innerhalb Deutschlands bis zu 30 Minuten, innerhalb einer Regelzone bis zu 5 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 wird zwischen nur vollständig und auch anteilig ausführbaren Geboten unterschieden. Beim Intraday-Markt wird die Preisbildung mit dem "Pay-as-bid"-Verfahren ermittelt. Dabei erhält der Bieter im Gegensatz zum Einheitspreisverfahren (uniform pricing) den Zuschlag in der Höhe, die er angeboten hat.

Die kleinste handelbare Einheit auf dem Intraday-Handel beträgt – identisch zum Day-Ahead-Markt – 0,1 MW.

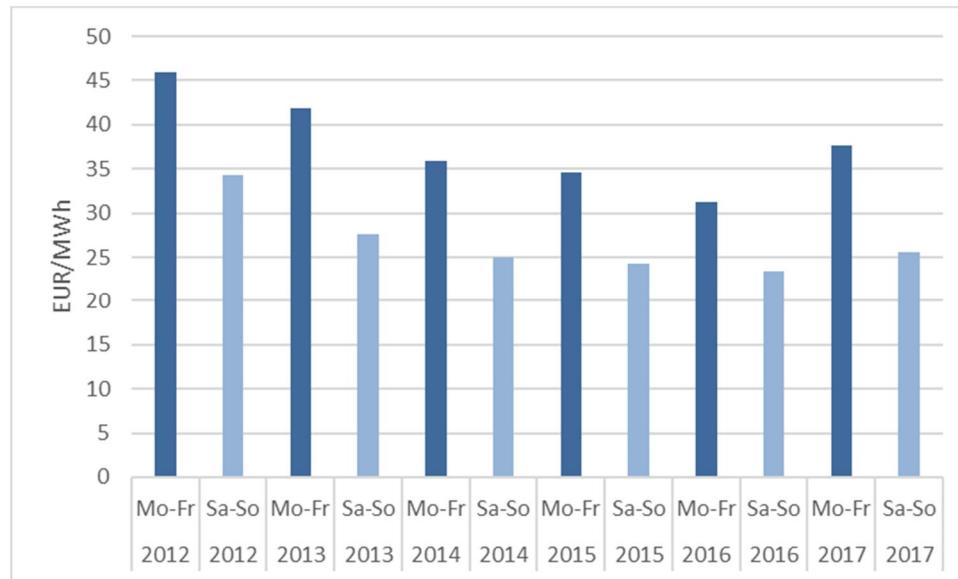
Aufgrund des sehr kurzen zeitlichen Vorlaufs zwischen Handelsabschluss und Erfüllung, setzt die Teilnahme am Intraday-Markt meist einen schnellen Zugriff auf Erzeugungsanlagen und eine hinreichende Steuerbarkeit voraus. Da diese bei Kleinwasserkraftwerken zumeist nur eingeschränkt gegeben sind, ist der untertägliche Handel von Fahrplanenergie für diese von nachrangiger Bedeutung. Dargebotsabhängigen Anlagen, deren Stromerzeugung mit Prognosefehlern behaftet ist, bietet der Intraday-Handel die Möglichkeit, diese Prognosefehler kurzfristig auszugleichen und somit die Zahlung der unter Umständen deutlich über den Marktpreisen liegenden Ausgleichsenergiepreise zu vermeiden.

#### 9.1.4. Preisentwicklung / Erlösmöglichkeiten

Der in Wasserkraftanlagen erzeugte Strom kann sowohl börslich als auch außerbörslich (over-the-counter) veräußert werden. Beim börslichen Handel kann dieser am Termin, Day-Ahead-Markt und am Intraday-Markt vermarktet werden. Während der Terminmarkt von Händlern vorzugsweise zum Hedging, d. h. zur längerfristigen Absicherung genutzt wird, bietet der Intraday-Markt kurzfristige

Möglichkeiten, auf Prognosefehler und kurzfristige Preisschwankungen reagieren zu können. Betreiber von Wasserkraftanlagen nehmen an diesen Märkten teil.

Um die grundsätzlichen Erlös möglichkeiten über einen längerfristigen Zeitraum darzustellen, eignet sich die Auswertung der Preise am Day-Ahead-Markt. In Abbildung 9.1 ist zunächst die Entwicklung der durchschnittlichen Day-Ahead-Preise, differenziert nach Montagen bis Freitagen sowie Samstagen und Sonntagen in den Jahren 2012 bis 2017 dargestellt.



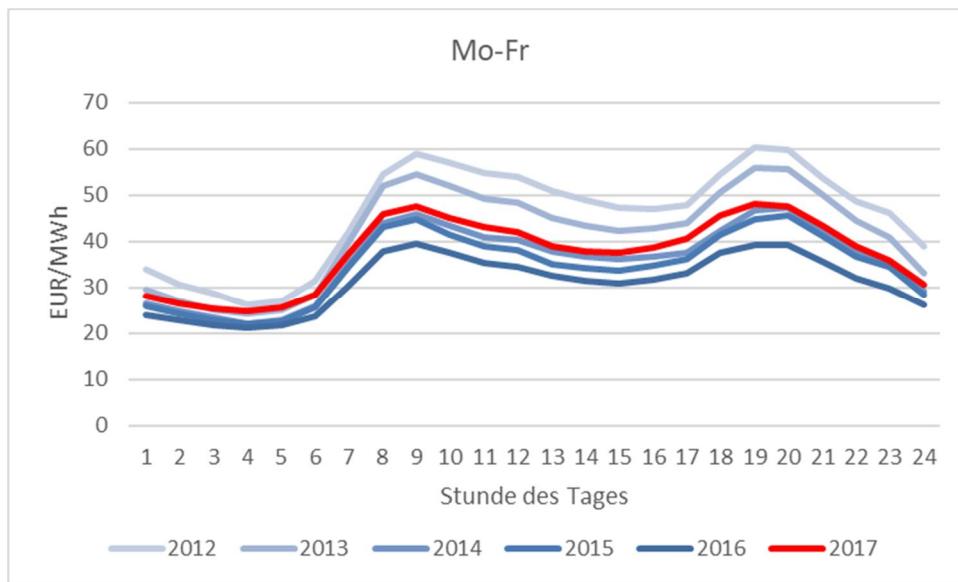
Datenquelle: (ENTSO-E 2017); Auswertung: Consentec

*Abbildung 9.1: Entwicklung der durchschnittlichen Day-Ahead-Preise an Montagen bis Freitagen sowie Samstagen und Sonntagen in den Jahren 2012 bis 2017*

Der durchschnittliche Preis an Montagen bis Freitagen lag im Jahr 2012 bei ca. 45 Euro/MWh und ist bis 2016 kontinuierlich auf ca. 32 Euro/MWh gesunken. Im Jahr 2017 ist er erstmals wieder auf ca. 38 Euro/MWh gestiegen. Ein ähnliches Bild auf insgesamt niedrigerem Preisniveau zeigt sich an Samstagen und Sonntagen. Hier ist der Preis von ca. 34 Euro/MWh in 2012 auf ca. 23 Euro/MWh in 2016 gesunken und in 2017 auf ca. 27 Euro/MWh angestiegen. Der Wochenendpreis liegt systematisch unter dem Preis an Montagen bis Freitagen, da insbesondere die Verbrauchernachfrage am Wochenende deutlich niedriger ist.

Der Anstieg der Preise in 2017 ist vor allem auf eine Verknappung der konventionellen Erzeugung zurückzuführen, die aus der Abschaltung von Kohle- und vor allem Kernkraftwerken resultiert. Mit Blick in die Zukunft werden weitere Kernkraftwerke und mittelfristig auch Kohlekraftwerke abgeschaltet, so dass tendenziell von einem weiteren Rückgang der konventionellen Erzeugung ausgegangen werden kann. Insofern ist trotz aller Unsicherheiten perspektivisch von steigenden Strompreisen auszugehen; ein erneut sinkendes Preisniveau ist nicht zu erwarten. Der in 2017 zu beobachtende Preisanstieg kann also als erstes Indiz zur Trendwende angesehen werden, wenn auch der Preis zukünftig von weiteren externen Einflussfaktoren, wie dem Dargebot an Wind und Sonne oder dem Verbrauchs niveau abhängig ist.

In Abbildung 9.1 sind die Tages-Durchschnittspreise unabhängig von der Tageszeit dargestellt. In Abbildung 9.2 sind ergänzend die Day-Ahead-Preise je Stunde eines Tages für Montage bis Freitage in den Jahren 2012 bis 2017 dargestellt.



Datenquelle: (ENTSO-E 2017); Auswertung: Consentec

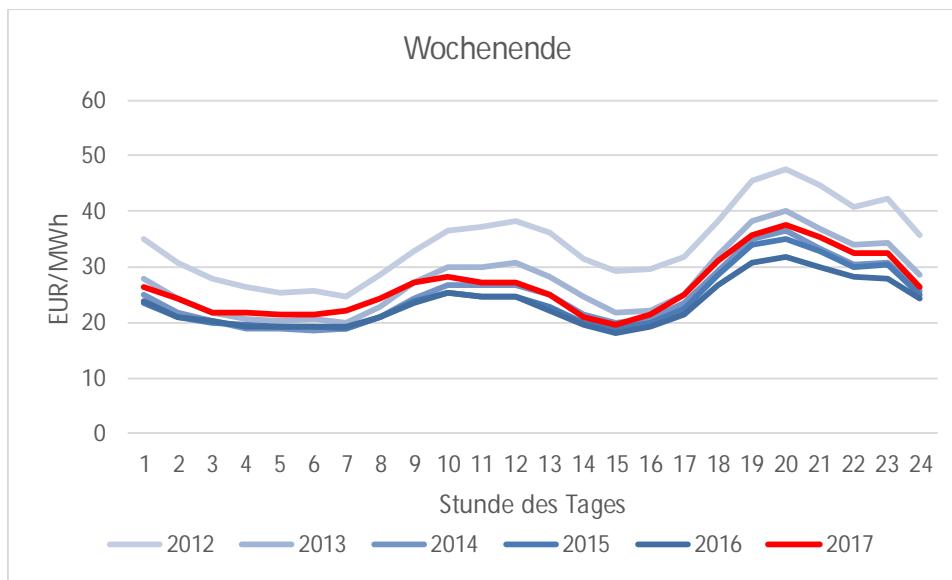
Abbildung 9.2: Vergleich der Day-Ahead-Preise je Stunde eines Tages an Montagen bis Freitagen in den Jahren 2012 bis 2017

Zunächst ist hier deutlich die Abhängigkeit des Preises von der Tageszeit erkennbar. In den Nachtstunden sind die Preise deutlich geringer als tagsüber. Insbesondere ist ein starker Anstieg in den Morgenstunden zwischen 6 Uhr und 8 Uhr zu beobachten. Dieser systematische Preisanstieg ist auf die in diesen Stunden stark ansteigende Stromnachfrage zurückzuführen. Die Preisspitze in den Abendstunden zwischen 19 und 20 Uhr liegt ebenfalls an der in diesen Zeiten besonders hohen Stromnachfrage.

Schaut man sich die Preise im Vergleich der Jahre an, so ist auch hier die kontinuierliche Preissenkung von 2012 bis 2016 erkennbar und zwar durchweg zu jeder Tageszeit. Der Preisanstieg in 2017 ist ebenfalls mehr oder weniger gleichmäßig zu allen Stunden des Tages zu beobachten.

Diese Darstellung zeigt zudem, dass nicht nur das Preisniveau insgesamt, sondern auch die Preisspreads zwischen Tag und Nacht absolut betrachtet von 2012 bis 2016 kontinuierlich gesunken sind. Diese Unterschiede sind insbesondere relevant für die Erlösmöglichkeiten von Pumpspeicherkraftwerken, deren Speichervolumina auf einen Betrieb als Tagesspeicher ausgelegt sind. Während die Preisdifferenz im Jahr 2012 bei knapp 35 Euro/MWh lag, betrug sie in 2016 nur noch ca. 20 Euro/MWh. In 2017 ist auch hier ein Anstieg auf ca. 25 Euro/MWh zu verzeichnen.

Ein grundsätzlich ähnliches Bild zeigt sich an Samstagen und Sonntagen (Abbildung 9.3), wenngleich die Preisunterschiede im Vergleich der Jahre wie auch im Vergleich der Stunden des Tages insgesamt weniger ausgeprägt sind als an Montagen bis Freitagen.



Datenquelle: (ENTSO-E 2017); Auswertung: Consentec

Abbildung 9.3: Vergleich der Day-Ahead-Preise je Stunde eines Tages an Samstagen und Sonntagen in den Jahren 2012 bis 2017

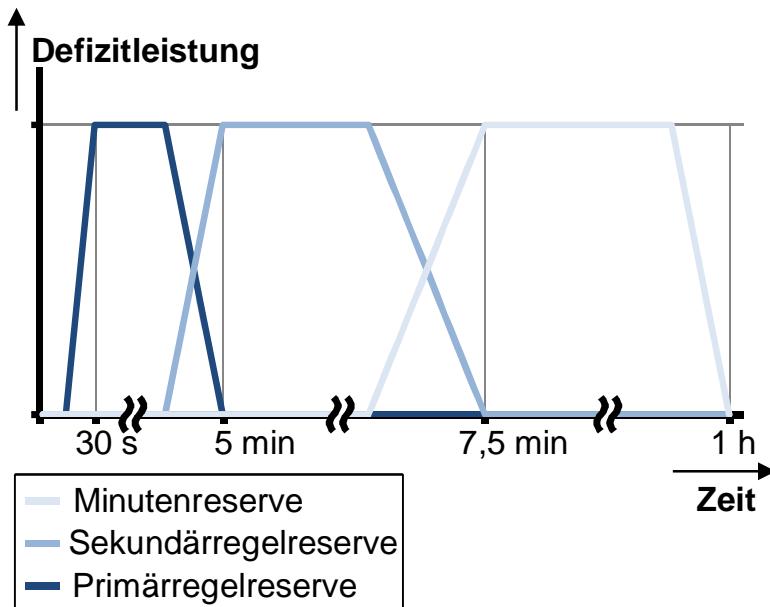
## Fazit

Die Preise am Strommarkt und damit die Erlösmöglichkeiten für Wasserkraftanlagen sind über viele Jahre hinweg bis 2016 kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2017 ist erstmals wieder ein Anstieg der Preise zu verzeichnen, so dass sich die Erlösmöglichkeiten grundsätzlich wieder etwas verbessert haben. Perspektivisch ist tendenziell von steigenden Strompreisen auszugehen; ein erneut sinkendes Preisniveau ist nicht zu erwarten. Der in 2017 zu beobachtende Preisanstieg kann also als Trendwende angesehen werden.

Die Preise am Termin- und Intraday-Markt haben sich grundsätzlich ähnlich entwickelt, insofern sind die zuvor dargestellten Beobachtungen der Day-Ahead-Preise auch auf diese Märkte übertragbar.

## 9.2. Märkte für Regelreserve

Ein sicherer Stromnetzbetrieb erfordert den ständigen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Um diesen Ausgleich sicherzustellen, sind die Übertragungsnetzbetreiber mit der Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung betraut und können im Falle eines Ungleichgewichtes durch korrektive Eingriffe das Gleichgewicht wiederherstellen. Hierfür wird von den Übertragungsnetzbetreibern keine Kraftwerksleistung selbst vorgehalten, sondern die benötigten Reserven werden an sogenannten Reservemarkten ausgeschrieben und beschafft. In Deutschland wird dabei zwischen Primär- und Sekundärregel- sowie Minutenreserve unterschieden, die sich gegenseitig unterstützend eingesetzt werden. Jeder Reservequalität kommt dabei eine unterschiedliche Aufgabe zu, die insbesondere auch mit dem von ihr abzudeckenden Zeitbereich charakterisiert werden kann (Abbildung 9.4). Für alle Reservequalitäten gilt, dass die Verfügbarkeit der von einer Erzeugungseinheit bereitzustellenden Regelleistung sichergestellt sein muss.



Quelle: (IAEW 2014)

Abbildung 9.4: Zeitbereich der unterschiedlichen Reservequalitäten

Alle Reservequalitäten werden mittlerweile kurzfristig gehandelt, wobei ein marktbasierteres und weitgehend diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren eingesetzt wird. Die Ausschreibungsbedingungen werden dabei kontinuierlich überarbeitet und erweitert. Zuletzt ist dies durch die Beschlüsse der BNetzA zur Spezifizierung der Ausschreibungsbedingungen für die Sekundärregel- und Minutenreserve geschehen. Hierdurch sollen insbesondere neuen Anbietern die Möglichkeit eröffnet werden, ebenfalls an den Reservemarkten teilzunehmen. Letztlich werden geringe Kosten für die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung angestrebt. Z.T. profitieren auch, insbesondere kleinere, Wasserkraftanlagen von diesen Änderungen. Da neben Wasserkraftanlagen aber auch andere Netznutzer, bspw. steuerbare Lasten oder andere EE-Anlagen, leichter an den Reservemarkten teilnehmen können, steigt gleichzeitig der Wettbewerbsdruck weiter an.

Je nach Reservequalität ist es allen Marktteilnehmer möglich, mehreren Anlagen gebündelt und somit als Pool zu vermarkten. Hierdurch können vorrangig die technischen Anforderungen der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung an die Mindestgebotsgröße erfüllt werden. Nachfolgend werden die in Tabelle 9.1 in der Übersicht dargestellten technischen und organisatorischen Anforderungen der verschiedenen Regelreserven im Einzelnen erörtert.

**Tabelle 9.1:** *Technische und organisatorische Anforderungen der Reservemarkte in Deutschland*

	Primärregelreserve	Sekundärregelreserve	Minutenreserve
Aktivierungszeit	< 30 Sekunden	< 5 Minuten	< 7,5 - 22,5 Minuten
Ausschreibung	Wöchentlich		täglich
Mindestgebot	±1 MW		+5 MW/-5 MW
Gebotsinkrement	±1 MW		+1 MW/-1 MW
Vergabe		Merit Order der Leistungspreise	
Anforderung	dezentral und frequenzproportional		Merit Order der Arbeitspreise
Vergütung	Leistungspreis		Leistungs- und Arbeitspreis

Quelle: Darstellung Consentec nach [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) und Beschlüssen der Beschlusskammer 6 der BNetzA

## 9.2.1. Technische und organisatorische Eigenschaften und Anforderungen

### 9.2.1.1. 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 wenigen Sekunden erbracht werden. Von Marktteilnehmern ist Primärregelreserve gleichzeitig für Erzeugungsdefizite (positive Reserve) als auch -überschüsse (negative Reserve) vorzuhalten. Sowohl das Mindestgebot als auch das Gebotsinkrement beträgt dabei ±1 MW.

Am Markt für Primärregelreserve werden sämtliche Stunden einer Woche als ein Reserveprodukt gehandelt. Anbieter, die einen Zuschlag erhalten, müssen Primärregelreserve somit für diesen Ausschreibungszeitraum konstant vorhalten. Eine weitere Unterteilung in verschiedene Produkte und Tarife erfolgt nicht. Der Handel von Primärregelreserve findet wöchentlich am Dienstag der Vorwoche statt.

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 möglich. Gleichzeitig führt die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelreserve zu einem deutlich volatileren Anlagenbetrieb, wodurch sich Rückwirkungen auf den Wasserhaushalt der betroffenen Fluss- oder Speichersysteme ergeben können.

### 9.2.1.2. 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 werden können. Aufgrund des – analog zur Primärregelreserve – sehr kleinen Zeitfensters zwischen Abruf und Bereitstellung erfolgt die Aktivierung automatisch über den Leistungs-Frequenz-Regler der Übertragungsnetzbetreiber. Dieser übermittelt im viersekündlichen Raster an je einen Anbieter ein

Abrufsignal. Es wird jedoch zwischen positiver und negativer Reserve unterschieden. Das minimale Handelsvolumen beträgt derzeit +5 MW bzw. -5 MW.

Am Markt für Sekundärregelreserve werden nach dem jüngst verabschiedeten Beschluss der BNetzA Blockprodukte gehandelt. Dabei wird der Tag in sechs Produktzeitscheiben von jeweils vier Stunden untergliedert. Die Ausschreibung des gesamten Bedarfs an Sekundärregelleistung erfolgt kalendertäglich. Die Ausschreibung von Sekundärregelleistung für den Erbringungstag beginnt eine Woche im Voraus (10 Uhr) und endet um 8 Uhr des Vortags. Dies bedeutet, dass das Ausschreibungsvolumen bereits eine Woche vor Erbringung von den ÜNB veröffentlicht werden muss, Anbieter jedoch erst am Vortag der Erbringung ein verbindliches Gebot abgeben müssen und so Anbieter vergleichsweise kurzfristige Änderungen ihrer Fahrweise bei der Gebotsabgabe berücksichtigt werden können.

Grundsätzlich ist der Markt allen Wasserkraftanlagen zugänglich, die die oben geschilderten Anforderungen erfüllen können. Innerhalb einer Regelzone ist es zusätzlich möglich, mehrere Anlagen innerhalb eines Kraftwerkspools gemeinsam zu vermarkten und somit die technischen und organisatorischen Anforderungen, insbesondere die Mindestgebotsgröße, erfüllen zu können. Durch die Vorhaltung und Erbringung von Sekundärregelreserve ist auch hier ein deutlich volatilerer Anlagenbetrieb mit Rückwirkungen auf den Wasserhaushalt möglich. Im Vergleich zum Einsatz der Primärregelreserve können die abgerufenen Leistungen allerdings deutlich höher und auch zeitlich konstanter sein.

#### 9.2.1.3. 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. Das minimale Handelsvolumen beträgt auch hier derzeit +5 MW bzw. -5 MW.

Der Abruf der Minutenreserve erfolgt in Form eines Fahrplangeschäfts, wodurch leittechnische Anbindungen – abweichend zur Sekundärreserve – nicht erforderlich sind.

Am Markt für Minutenreserve ist – analog zur Sekundärreserve – jeder Tag in sechs vierstündige Produkte unterteilt, die einzeln gehandelt werden können. Ebenfalls identisch zur Sekundärreserve beginnt die Ausschreibung für den Erbringungstag eine Woche im Voraus (10 Uhr) und endet um 8 Uhr am Vortag der Erbringung.

Die Abrufwahrscheinlichkeit von Minutenreserve ist im Mittel deutlich niedriger als bei Primär- und Sekundärregelreserve, so dass am Reservehandel teilnehmende Anlagen zumeist weniger Reservearbeit erbringen müssen. Wegen der resultierenden geringeren Rückwirkungen auf die jeweiligen Flusssysteme ist diese Einsatzform vor allem für mehrere gepoolte Anlagen durchaus realisierbar.

### 9.2.2. Entwicklung der Produkte und der Teilnahmevoraussetzungen an den Reservemarkten

Die Entwicklung an den Reservemarkten 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. Hierdurch wird ein gegenläufiger Abruf derselben Reservequalitäten vermieden, was zu einer Reduktion des insgesamt erforderlichen Reserveabrufs führt. Mittlerweile wird dieses sogenannte Netting auch auf die an Deutschland angrenzenden Regelzonen ausgeweitet.

Weiterhin erfolgte 2011 kontinuierlich der Abbau von Markteintrittsbarrieren. Nachdem hierbei zunächst ein Übergang vom monatlichen zum wöchentlichen Handel von Primär- und Sekundärregelreserve vorgenommen wurde, wurde dieser Handel durch den jüngst verabschiedeten Beschluss der BNetzA bei der Sekundärreserve auf 4-Stunden-Produkte weiter verkürzt.

Hierdurch soll insbesondere kleinen und vom Dargebot abhängigen Erzeugern elektrischer Energie der Zugang zu diesen Marktsegmenten ermöglicht werden.

Zukünftig ist damit zu rechnen, dass die Kooperationen der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelung weiter zunehmen werden. Seit Dezember 2017 ist die sogenannte Guideline on Electricity Balancing in Kraft, die eine verstärkte Koordination der Übertragungsnetzbetreiber vorschreibt. Neben der Beschaffung von Regelreserve umfasst dies auch die Prozesse der Dimensionierung – und somit der Bestimmung des Regelleistungsbedarfs – als auch den Abruf. Dabei wird angestrebt, dass alle Kooperationen zukünftig regelzonenübergreifend organisiert werden.

Für Betreiber von Wasserkraftanlagen können diese Änderungen sowohl mit Chancen als auch mit Risiken verbunden sein. Einerseits ist zu erwarten, dass – vergleichbar zu den Fahrplanenergiemarkten – auch die Regelreservemarkte zukünftig grenzüberschreitend geöffnet werden und es Betreibern von Wasserkraftanlagen somit möglich sein wird, ihre Leistung in anderen Ländern zu vermarkten. Andererseits gilt dies auch für ausländische Bewerber, denen die Möglichkeit eröffnet wird, am deutschen Markt teilzunehmen. Vor diesem Hintergrund ist die zukünftige wettbewerbliche Situation für Betreiber von Wasserkraftanlagen aktuell nicht genau vorherzusehen.

### 9.3. Möglichkeiten der Teilnahme von Wasserkraftanlagen an Märkten für Regelreserve

Wasserkraftanlagen sind grundsätzlich dazu geeignet, an Märkten für Regelreserve teilzunehmen und somit zu einem stabilen Netz- bzw. sicheren Systembetrieb beizutragen. Hierfür sind unterschiedliche Anforderungen zu erfüllen, die nachfolgend erläutert werden.

#### 9.3.1. Steuerbarkeit

Die Marktintegration erfordert, dass Wasserkraftanlagen ihre Erzeugungsleistung gemäß dem jeweiligen Handelsergebnis anpassen und ggf. weitere Leistung für den Fall eines Abrufs bereithält.

### 9.3.1.1. 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 (maximale Fallhöhe und maximaler Durchfluss, 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 Wasserkraftanlagen handelbare Reservemenge.

### 9.3.1.2. Zugriffszeiten

Wie in den Kapiteln 9.1 und 9.2 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 (Kapitel 9.2.1) 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. Die zeitlichen Anforderungen der Primärregelreserve erfordern hingegen die direkte Regelungstechnische Verknüpfung von Erzeugungsleistung und Netzfrequenz im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung. Dabei sind insbesondere rotierende Massen besonders geeignet, kurzfristigen Frequenzschwankungen entgegenzuwirken.

Laufwasserkraftwerke mit gesichertem kontinuierlichem Durchfluss, steuerbaren Turbinen sowie hinreichender Erzeugungsleistung weisen somit bei geeigneter Ansteuerung die geringste Zugriffszeit auf.

### 9.3.1.3. Arbeitsvorhaltung

Die Vorhaltung von (Reserve-) Arbeit in Wasserkraftanlagen erfordert i. A. entweder einen angedrosselten Turbinenbetrieb oder das Aufstauen des Gewässers. 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.

## 9.3.2. Organisation

Neben technischen Anforderungen erfordern Marktintegration und Erbringung von Systemdienstleistungen auch organisatorische Maßnahmen.

### 9.3.2.1. Portfoliomanagement

Aufgrund der marktisierten 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.

### 9.3.2.2. 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.

### 9.3.3. Umfang der Eignung heutiger Wasserkraftanlagen

In welchem Umfang Wasserkraftanlagen heute als einzelne Anlage oder in einem Pool mit anderen Anlagen an den Reservemarkten teilnehmen können, hängt davon ab, inwieweit die technischen und organisatorischen Anforderungen der einzelnen Reserveprodukte von den Anlagen erfüllt werden. Vorrangig relevant sind die Mindestgebotsmengen. Kann eine einzelne Anlage diese nicht erfüllen, besteht die Möglichkeit, in einem Pool so viele Anlagen zusammenzufassen, dass die jeweilige Mindestgebotsmenge am Markt innerhalb der Aktivierungszeit überschritten und die Reserve während des gesamten Betrachtungszeitraums vollständig erbracht werden kann.

Nachfolgend wird dargestellt, welche Größenklassen die heutigen Wasserkraftanlagen aufweisen und dies differenziert nach Anschlussnetzebene. Hieraus kann durch einen Vergleich mit den o.g. Mindestanforderungen an die Leistung (von derzeit vielfach 5 MW) näherungsweise abgeschätzt werden, wie viele Anlagen mit welcher Summenleistung grundsätzlich für die Teilnahme an Reservemarkten in Frage kommen, zumindest sofern die sonstigen zuvor erörterten technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllt werden. Hierzu wurden die Kraftwerksliste der BNetzA und eine im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeföhrten Umfrage unter Netzbetreibern herangezogen. Wie aus den Tabellen in den nachfolgenden Abschnitten ersichtlich, erfüllen alle Wasserkraftanlagen, die an die Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossen sind und auch ein großer Teil der an die Mittelspannungsebene angeschlossenen von ihrer installierten Leistung her die Mindestanforderungen zur Vermarktung von Regelleistung. Demgegenüber müssen sich Anlagen mit Anschluss in der Niederspannungsebene und bei dem übrigen Teil der Anlagen mit Anschluss in der Mittelspannungsebene zu Pools zusammenschließen, um die Mindestanforderungen zu erfüllen.

Die Anschlussnetzebene an sich hat keinen unmittelbaren Einfluss auf die Eignung einer Anlage zur Vermarktung von Regelleistung. Sie ist lediglich eine grobe Näherung für die Höhe der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungsanlage.

#### 9.3.3.1. Kraftwerksliste der BNetzA

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind Erzeugungsanlagen aufgeführt, die überwiegend eine Netto-Nennleistung  $\geq 10$  MW aufweisen; vereinzelt sind hierin auch Anlagen mit kleinerer Leistung enthalten. In der folgenden Auswertung werden nur die Anlagen berücksichtigt, deren Standort in Deutschland liegt. Die Einträge der Netz- und Umspannesebene des Anschlusses beinhalten für die Wasserkraft die Ebenen 10 kV, 20 kV, 110 kV und 220 kV, wobei für fünf Anlagen als Spannungsebene „20 und 110 kV“ eingetragen ist. Insgesamt sind 86 Laufwasserkraftwerke mit

einer Leistung von 2.044 MW in der Kraftwerksliste vermerkt. Davon hat eine Anlage mit einer Leistung von 0,1 MW keinen Eintrag für die Netz- und Umspannesebene (Tabelle 9.2).

*Tabelle 9.2: Installierte Nettonennleistung und Anschlussnetzebene für Laufwasserkraftwerke > 10 MW gemäß Kraftwerksliste (BNetzA)*

Leistungsbereich	Mittelspannung (10, 20 kV)		Hochspannung (110 kV)		Höchstspannung (220 kV)	
	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]
≥ 1 - 10 MW	4	25,0	1	9,7	-	-
> 10 - 20 MW	23	336,4	22	326,7	-	-
> 20 - 50 MW	4	129,4	26	784,3	-	-
> 50 - 100 MW	-	-	3	218,5	1	66
> 0,1 - 0,5 GW	-	-	1	148	-	-
> 0,5 - 1 GW	-	-	-	-	-	-
Summe	31	490,8	53	1487,2	1	66

Datenquelle: (BNetzA 2017c); Auswertung IBFM

Die Angaben zu den Anlagen mit dem Spannungsbereich „20 und 110 kV“ wurden in Tabelle 9.2 mit in der Hochspannungsebene (110 kV) erfasst. Von den fünf Anlagen liegen drei im Leistungsbereich > 10 - 20 MW mit einer Gesamtleistung von 46 MW und zwei Anlagen im Leistungsbereich > 20 - 30 MW mit einer Gesamtleistung von 53 MW.

Die Auswertung der Einspeiseebenen von Laufwasserkraftwerken der Leistung > 10 MW zeigt, dass der Anteil der Anlagen, die in die Mittelspannungsebene (10 und 20 kV) einspeisen, 36 % aller 86 gelisteten Anlagen beträgt, bei einer installierten Leistung von 24 % der gesamten eingetragenen Leistung. Deutlich höher liegt mit 62 % die Zahl der Anlagen mit Anschluss in der Hochspannungsebene (110 kV) bei einem Leistungsanteil von 70 %.

In der Kraftwerksliste sind unter den Pumpspeicherkraftwerken 48 Einheiten mit einer Gesamterzeugungsleistung von 6.357 MW eingetragen. Die Aufteilung in die Spannungsebenen zeigt Tabelle 9.3. Danach speist der größte Anteil der Leistung in das Höchstspannungsnetz.

*Tabelle 9.3: Installierte Nettonennleistung (Erzeugung) und Anschlussnetzebene für Pumpspeicherkraftwerke gemäß Kraftwerksliste (BNetzA)*

Hochspannung (110 kV)		Höchstspannung (220 kV)		Höchstspannung (380 kV)	
Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]
24	1.807	11	1.063	12	3.487

Datenquelle: (BNetzA 2017c); Auswertung IBFM

Von den in der Kraftwerksliste verzeichneten fünf Speicherkraftwerke speisen drei Anlagen mit einer Gesamterzeugungsleistung von 190 MW in die 110-kV-Ebene, eine Anlage mit einer Gesamterzeugungsleistung von 15 MW in die 10-kV-Ebene und eine enthält keine Angaben zur Spannungsebene.

Die in der Kraftwerksliste genannten Anlagen können aus Sicht der installierten Leistung überwiegend die derzeitigen Mindestanforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung erfüllen.

### 9.3.3.2. Einspeiseebenen der Wasserkraftanlagen < 10 MW

Für Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung < 10 MW sind Einspeiseebenen in den EEG-Daten angegeben. Die meisten dieser Anlagen verfügen über Leistungen < 5 MW. Tabelle 9.4 zeigt eine Auswertung der Spannungsebenen. In den Ursprungsdaten werden für diese Ebenen u. a. gemischte Abkürzungen wie z. B. MS/NS angegeben. Diese Kombination beinhaltet die Leitungsebene (Angabe links, Spannungsebene vor der Transformation zum Netzanschluss) und die Umspannerebene (Angabe rechts, Anschlussebene zum Netz). Die Umspannerebene ist für mögliche Überlastungen des Netzes relevant und wurde für die Auswertung berücksichtigt.

Entsprechend der Anlagenleistung sind die durch das EEG geförderten Anlagen < 10 MW vorwiegend an die Einspeiseebenen des Nieder- und Mittelspannungsnetzes angeschlossen. Von den insgesamt 7.137 Anlagen mit EEG-Förderung speisen die meisten Anlagen (ca. 80 %) den Strom in der Niederspannungsebene (NS und MS/NS) ein. Dies entspricht 18 % der installierten Leistung. An die Mittelspannungsebene (MS und HS/MS) geben 20 % der Anlagen ihren Strom ab. Der Anteil an der installierten Leistung ist in dieser Ebene mit 64 % am größten. Nur ein geringer Anteil, nämlich weniger als 1 % der Anlagen und ca. 4 % der installierten Leistung der EEG-Anlagen speisen in die Hoch- und Höchstspannungsebene (HS und HöS) ein.

Wie oben dargestellt, können Wasserkraftanlagen kleiner Leistung in der Regel nur im Pool am Regelenergiemarkt teilnehmen. Für Anlagen, die eine Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2017 erhalten, das sind 15 % der Jahresarbeit aus Wasserkraft (Abbildung 5.15), ist die Vermarktung von Regelenergie nach § 21 Absatz 2 jedoch nicht zulässig.

Betreiberverbände der kleinen Wasserkraft führen an, dass die Anlagen zu einem lokalen Lastausgleich und damit tendenziell zu einer Verringerung der Netzelastung führen, da sie regional verteilt eine relativ kontinuierliche Leistung liefern können. Dies gilt aufgrund der Charakteristik des Dargebots auch schon für Anlagen, deren Erzeugung nicht explizit zu Netzentlastungszwecken gesteuert wird. Durch eine solche Steuerung könnte die Netzelastung grundsätzlich verringert werden. Das Ausmaß ist allerdings stark von Kraftwerksflexibilitäten abhängig (Conrad et al. 2016). Um das Netzentlastungspotenzial zu erschließen, müssten Steuerungsmöglichkeiten geschaffen werden. Allerdings ist die wirtschaftliche Attraktivität für den Kleinwasserkraftwerks- wie auch für den Netzbetreiber zumindest fraglich, da in der Praxis durch Kleinwasserkraftanlagen nur in sehr wenigen Fällen Netzausbau vermieden und/oder Netze geringer dimensioniert werden könnten und so netzseitig kaum ein monetärer Nutzen zu erwarten ist, dessen Höhe deutlich über den erforderlichen Investitionen liegt.

**Tabelle 9.4:** *Netz- oder Umspannebenen nach EEG-Daten 2016 für Wasserkraftanlagen < 10 MW*

Leistungs- bereich	Niederspannung (<1 kV)		Mittelspannung (10, 20 kV)		Hochspannung (110 kV)		Höchstspannung (220 kV, 380 kV)	
	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Anzahl	Installierte Leistung [MW]
≤ 100 kW	5.142	149,3	283	16,9	-	-	-	-
> 100 - 200 kW	335	48,8	171	27,1			-	-
> 200 - 500 kW	217	63,3	454	156,7			-	-
> 0,5 - 1 MW	17	11,1	229	165,5	1	0,7	1	0,7
> 1 – 10 MW	2	5,2	262	649,8	17	66,8	2	3,4
Summe	5.713	277,7	1.399	1.016	18	67,5	3	4,1

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM

### 9.3.4. Vermarktung der Schwarzstartfähigkeit

Der Netzwiederaufbau nach einem Schwarzfall erfolgt durch die ÜNB, die hierfür auf schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen zurückgreifen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sein müssen. Insofern kommen nur wenige Wasserkraftanlagen hierfür in Frage. Es ist anzunehmen, dass die hierfür geeigneten Anlagen vielfach bereits von den ÜNB kontrahiert sind. Die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeitsdienstleistungen wird von den ÜNB vergütet, allerdings (bislang) im Rahmen bilateraler Verträge. Einen Markt gibt es hierfür nicht.

## 9.4. Aktuelle Teilnahme am Reservemarkt

Speicher – und Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund der vorhandenen Wasserreservoir in der Lage, sowohl positive als auch negative Regelreserve bereitzustellen. Als Beispiel sei hier das Walchenseekraftwerk genannt, das als universeller Netzdienstleister für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve präqualifiziert ist und neben der Schwarzstartfähigkeit auch Blindstrom zur Verfügung stellt (Brucker 2012).

Laufwasserkraftwerke können dagegen nur in einem bestimmten Bereich die Leistung drosseln und ggf. Wasser über das Wehr oder einen Leerschuss abgeben. Sie können somit negative Regelreserve bereitstellen. Einzelne Moselkraftwerke sind zur Bereitstellung einer negativen Minutenreserve präqualifiziert. Da die Mosel eine Bundeswasserstraße ist, darf der Wasserstand nur um wenige cm variieren. (Innogy 2016)

### 9.4.1. Gemäß Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen

Im Rahmen der in Abschnitt 4.3.3 beschriebenen Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen mit Erzeugungsleistung  $P \geq 1 \text{ MW}$  wurde im Frühjahr 2017 unter anderem erfragt, ob die Anlagen für die Teilnahme am Reservemarkt präqualifiziert sind. Die Rückmeldungen aus dieser Umfrage beziehen sich auf eine Gesamtleistung von 2.551 MW und einer Jahresarbeit von 13.274 GWh/a.

Eine diesbezügliche Auswertung der Umfrage zeigt, dass von den rückgemeldeten Anlagen zum Zeitpunkt der Befragung etwa 24 % für die Teilnahme am Reservemarkt und zwar praktisch

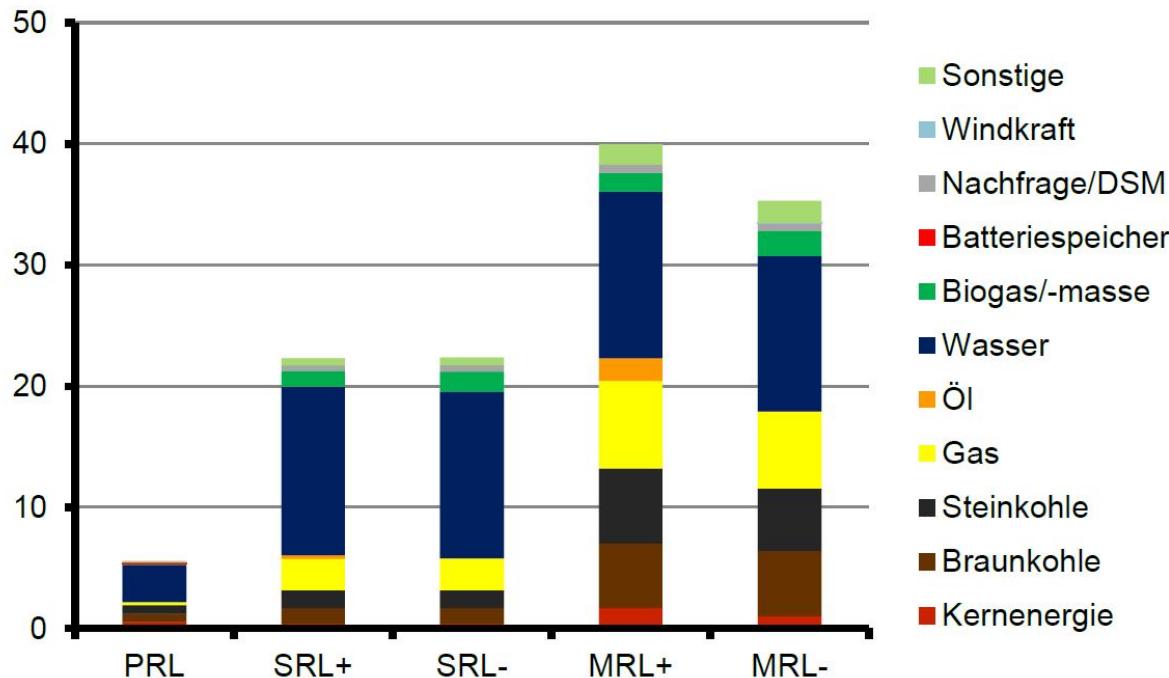
ausschließlich für Minutenreserve, präqualifiziert waren. Dies entspricht einer deutlichen Steigerung gegenüber dem Ergebnis der Umfrage, die im Rahmen der Erstellung des letzten Erfahrungsberichts (BMWi 2014) durchgeführt wurde; hier betrug der Anteil der am Reservemarkt teilnehmenden Anlagen nur 10 %. Bezieht man den Anteil auf die installierte Erzeugungsleistung beträgt der Anteil 21 %, was ebenfalls einer Steigerung gegenüber dem letzten Berichtszeitraum, zu dem der Anteil 14 % betrug, entspricht. Die Betreiber gaben teilweise an, dass Leistungsreduzierungen zur Sicherung des Netzbetriebs generell problemlos durchgeführt werden können.

Von den Anlagen mit installierter Erzeugungsleistung  $P < 1 \text{ MW}$  werden laut Umfrageergebnissen Systemdienstleistungen nur in wenigen Fällen vermarktet. Es wurden lediglich zwei Anlagen benannt mit einer vermarkteten Leistung von etwa 650 kW (Abschnitt 5.4.6).

#### 9.4.1. Gemäß Angaben der Übertragungsnetzbetreiber

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber betreiben gemeinsam eine Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)). Neben Informationen über aktuelle Ausschreibungen von Regelleistung und tatsächlich abgerufene Regelenergiemengen findet sich hier unter anderem eine Darstellung zu den präqualifizierten Leistungen für die Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) in Deutschland und zwar differenziert nach Primärenergieträger (Abbildung 9.5). Bei SRL und MRL wird nochmals unterschieden nach positiver (+) und negativer (-) Regelleistung.

#### Präqualifizierte Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie



Quelle: [regelleistung.net](http://regelleistung.net)

Abbildung 9.5: Präqualifizierte Leistung differenziert nach Regelleistungsprodukten und nach Primärenergieträger, Stand Ende 2. Quartal 2017

Für die Bereitstellung von Primärregelleistung sind Wasserkraftanlagen und hier vorrangig Pumpspeicherwerkwerke mit einer Erzeugungsleistung von in Summe 3,08 GW präqualifiziert, was ca. 55 % der gesamten präqualifizierten Primärregelleistung entspricht. Wasserkraftanlagen stellen

mit Abstand die größte Einzelposition dar. Der Bedarf an vorzuhaltender PRL betrug in 2017 etwas mehr als 0,6 GW. Es ist also ca. 9-mal so viel Leistung präqualifiziert wie benötigt wird.

Der Anteil der Wasserkraft entspricht gut 60 % der insgesamt präqualifizierten Sekundärregelleistung. Auch hier stellen Wasserkraftanlagen die weitaus größte Einzelposition dar. Der Bedarf an vorzuhaltender SRL betrug in 2017 etwas weniger als 2 GW. Insgesamt ist also gut 10-mal so viel Leistung präqualifiziert wie benötigt wird. Dies deutet auf einen ausgeprägten Wettbewerb mit entsprechend niedrigen Preisen und Erlösmöglichkeiten hin.

Für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung sind Wasserkraftanlagen mit einer Erzeugungsleistung von 13,93 GW (positiv) bzw. 13,76 GW (negativ) präqualifiziert. Diese Leistungen sind etwas größer als die in Deutschland installierte Leistung von Wasserkraftwerken. Daher könnte man vermuten, dass unter der Summe der präqualifizierten Kraftwerke auch ausländische Kraftwerke erfasst sein könnten. In der zugehörigen Liste präqualifizierter Anbieter fehlen allerdings große ausländische Betreiber von Wasserkraftanlagen, v. a. aus Österreich. Daher ist vielmehr anzunehmen, dass deutsche Pumpspeicherbetreiber sowohl ihre Turbinen- als auch ihre Pumpleistung haben präqualifizieren lassen und so in Summe eine höhere präqualifizierte Leistung als die installierte Wasserkraftleistung resultiert.

Am MRL-Markt ist die Situation grundsätzlich vergleichbar mit der am SRL-Markt, allerdings noch deutlicher ausgeprägt. Hier sind – nicht zuletzt wegen der im Vergleich zur SRL geringeren Anforderungen – noch deutlich mehr Anbieter und Erzeugungsanlagen mit weiteren Primärenergieträgern präqualifiziert. Die für MRL präqualifizierte Leistung der Wasserkraftanlagen liegt mit 13,75 GW (positiv) bzw. 12,83 GW (negativ) nur geringfügig unter der für die SRL präqualifizierten Leistung. Der Anteil der Wasserkraft beträgt hier allerdings nur ca. 34 % bzw. 36 %. Der Bedarf an vorzuhaltender MRL betrug in positiver Richtung in 2017 maximal ca. 1,4 GW und in negativer Richtung ca. 2,1 GW. Es ist also mehr als 25-mal so viel Leistung in positiver und etwa 17-mal so viel Leistung in negativer Richtung präqualifiziert wie benötigt wird. Dieses Überangebot zeigt deutlich, dass die Erlösmöglichkeiten auf dem MRL-Markt stark begrenzt sind.

Vergleicht man die Zahlen zu den präqualifizierten Leistungen mit den insgesamt installierten Leistungen (siehe Abschnitt 5.1), so kann zusammengefasst werden, dass nahezu der gesamte Bestand an Wasserkraftanlagen für die Bereitstellung von SRL und MRL präqualifiziert ist. Gleichwohl sind die Erlösmöglichkeiten insbesondere im Bereich MRL sehr begrenzt.

## 9.5. Redispatch-Maßnahmen

Im Rahmen einer Umfrage unter den Netzbetreibern wurden die technischen Eigenschaften von Wasserkraftanlagen in Deutschland differenziert nach Laufwasser, Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erhoben. Durch die teilnehmenden 26 Netzbetreiber, konnten ca. 650 MW an Wasserkraftleistung erfasst werden. Der Vergleich und die Ergänzung dieser Angaben mit den Befragungsdaten aus dem Jahr 2012 ermöglichte es, erste Angaben zum Eingriff in den Betrieb seitens der Netzbetreiber abzuleiten.

Drei Netzbetreiber haben Angaben zu Redispatch-Maßnahmen an Wasserkraftanlagen gemacht:

- Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat Angaben zu sogenannten Crossborder-Redispatch-Maßnahmen gemacht, die am 08.04.2014 und im Zeitraum 16.-22.08.2014

stattfanden. Betroffen waren jeweils (Pump-)Speicherwerkwerke. Die angewiesenen Leistungsänderungen lagen im Bereich von 38 MW bis 197 MW bei einer Eingriffsdauer zwischen 15 Minuten und 2 Stunden.

- Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Schneeberg wurden am 11.07.2016 und am 12.07.2016 drei Wasserkraftwerke mit einer Summenleistung von 2,61 MW für jeweils knapp 5 Stunden vollständig abgeregelt, um einen Netzengpass am Umspannwerk Röhrsdorf zu beheben. Angefordert wurden diese Maßnahmen durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz.
- Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Weißenfels wurden an drei Tagen im Jahr 2015 eine vollständige Abregelung der Erzeugungsleistung von zwei Wasserkraftanlagen angewiesen. Diese fanden statt am 24.07.2015, 26.08.2015 und 15.09.2015 und hatten eine Dauer von 2 Stunden, 1 Stunde und 7 Stunden. Betroffen war eine Summenleistung von 1,45 MW. Erforderlich waren diese Maßnahmen, um einen Engpass im vorgelagerten Hochspannungsnetz der MITNETZ STROM zu beheben.

Wennleich aus den Umfragerückläufern nicht ersichtlich ist, ob die Angaben zum Redispatch vollständig sind, so deutet die geringe Zahl und der sehr geringe Umfang der Abregelungen darauf hin, dass die Einspeisung von Wasserkraftanlagen nur in äußerst geringem Ausmaß von Redispatch-Maßnahmen beeinflusst wird.

## 9.6. Bereitstellung von Blindleistung

Die elektrische Leistung „fließt“ nicht wie Erdgas oder Erdöl in den Leitern, sondern in dem sie umgebenden elektrischen und magnetischen Feld, für dessen Aufbau zusätzlich sogenannte Blindleistung – das ist mit doppelter Netzfrequenz zwischen Erzeugung und Verbrauch hin- und her pendelnde elektrische Leistung – benötigt wird. Wichtige Besonderheit der Stromversorgung ist also, dass nicht nur die von den Verbrauchern geforderte Wirkleistung erzeugt und transportiert werden muss, sondern in etwa gleicher Höhe auch Blindleistung für die Verbraucher und für die Netze selbst. Da die Spannungsdifferenz zwischen den beiden Enden einer Leitung näherungsweise proportional zu dem Blindleistungsfluss über die Leitung ist, ist die Aufgabe der Einhaltung von Spannungsgrenzen (Spannungshaltung) eng mit dem „Blindleistungshaushalt“ der Netze verbunden. Aufgrund von Spannungshaltung, Übertragungsverlusten und Netzbelaistung kann Blindleistung weder über große Entfernung noch in großem Umfang über Spannungsebenen hinweg transportiert werden. Die Blindleistungsbereitstellung ist deshalb eine regional zu lösende Aufgabe, die im Normalfall jedem Netzbetreiber für sein Netz obliegt.

Technische Einrichtungen zur Steuerung der Spannung an den Netzknoten sind v.a. die Spannungsregler an den Erzeugungsanlagen, die die Blindleistungserzeugung der Generatoren (sofern möglich) sehr schnell regeln. Daneben können die Netzzspannungen durch Transformatoren mit einstellbarem Übersetzungsverhältnis gesteuert werden. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, müssen zusätzlich eigens für die Spannungshaltung sogenannte Blindleistungs-Kompensationsanlagen installiert werden, die bei Bedarf (Blindleistungsmangel oder -überschuss) zu- oder abgeschaltet werden können.

Für an das Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke ist die Bereitstellung der durch das ÜNB angeforderten Blindleistung (im Rahmen des Könnens und Vermögens des jeweiligen Kraftwerks) verpflichtend. Bei der Erzeugung von Blindleistung entstehen Verluste infolge des höheren Stroms

im Generator und auf den Kraftwerksanschlussleitungen. Daher erhalten die Kraftwerksbetreiber für die von ihnen erzeugte Blindleistung eine Vergütung, die die Verlustkosten abdecken soll und derzeit < 0,5 €/MVArh Blindenergie beträgt. Eine „echte“ Verdienstmöglichkeit ergibt sich hierdurch für Erzeugungsanlagen daher nicht.

Auch in den Verteilungsnetzen angeschlossene Erzeugungsanlagen müssen seit einigen Jahren in der Lage sein, Blindleistung zu erzeugen oder zu verbrauchen. Gemäß der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie beispielsweise können Netzbetreiber von am Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen seit Juli 2010 die Erzeugung oder den Verbrauch von Blindleistung mit einem Verschiebungsfaktor von 0,95 verlangen. Insbesondere in Gebieten mit starkem Zubau von EE-Anlagen fordern Verteilungsnetzbetreiber häufig eine spannungssenkende Blindleistungsfahrweise von den Erzeugungsanlagen an, um der durch die Wirkleistungseinspeisung der Anlagen verursachten Spannungsanhebung entgegenzuwirken. Anders als im Übertragungsnetz wird in den Verteilungsnetzen eine Blindleistungseinspeisung in der Regel nicht vergütet.

## 10. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Für Speicherkraftwerke gelten im EEG 2014 die gleichen Anforderungen wie für andere Wasserkraftanlagen. Allerdings wird nur der Strom gefördert, der aus dem natürlichen Zustrom der Anlage und nicht z. B. aus Pumpvorgängen stammt. Im Anlagenbegriff (§ 5 EEG 2014 und 2017) wird dies definiert, indem auch „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien [...] stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“. Die Förderung der Stromerzeugung aus dem natürlichen Zustrom von Pumpspeicherkraftwerken durch das EEG ist dagegen aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips (§ 19 (1) EEG 2014 und EEG 2017) nur möglich, wenn auch der für das Pumpen genutzte Strom aus erneuerbaren Quellen stammt.

### 10.1. Umfrageergebnisse Speicherkraftwerke für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Von den Anlagen der Leistung  $\geq 1 \text{ MW}$ , die an der Umfrage teilgenommen haben, neun als Speicherkraftanlagen genutzt (Tabelle 10.1).

Die Speicherkraftwerke erzeugen bei einer Leistung von 110 MW eine Jahresarbeit von 176 GWh. Sie weisen mit etwa 1.600 h/a wesentlich geringere Volllaststunden als Laufwasserkraftwerke auf. Das zeigt, dass sie nicht in einem kontinuierlichen Betrieb genutzt werden, sondern sich an den zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten des Strommarktes orientieren

Unter den rückgemeldeten Anlagen befinden sich in den Leistungsklassen 1 bis 2 MW, 10 bis 20 MW und 20 bis 50 MW jeweils 2 Speicheranlagen (Tabelle 10.1). Die anderen drei Anlagen liegen im Leistungsbereich 2 bis 5 MW. Mit etwa 175 GWh repräsentieren die neun Anlagen etwa 28 % der durch das statistische Bundesamt erfassten Jahreserzeugung.

*Tabelle 10.1: Verteilung von Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der Speicherkraftwerke auf Leistungsklassen aus der Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$*

	Anzahl	Leistung [MW]	mittlere Jahresarbeit [GWh]
> 1 - 2 MW	2	3,1	5,9
> 2 - 5 MW	3	11,5	25,7
> 5 - 10 MW	0	0,0	0,0
> 10 - 20 MW	2	30,0	46,0
> 20 - 50 MW	2	65,0	98,3
> 50 MW	0	0,0	0,0
Summe	9	109,5	175,9

*Datenquelle: Betreiberumfrage für  $P \geq 1 \text{ MW}$ ; Auswertung IBFM*

## 10.2. Pumpspeicherkraftwerke

### 10.2.1. Bestand

In Deutschland werden derzeit 28 Pumpspeicherkraftwerke betrieben, die in Abbildung 10.1 dargestellt sind. In Tabelle 10.2 sind die wesentlichen Kenndaten aufgeführt. Diejenigen mit natürlichem Zufluss (PM) sind gleichzeitig Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.



Quelle: (WasserWirtschaft 10/2017)

Abbildung 10.1: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit Betriebs- bzw. Planungszustand (Stand 09/2017)

**Tabelle 10.2:** Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (PM) und ohne (PO) natürlichem Zufluss, Stand 7/2017

Kraftwerksname	Land	Betriebsweise	Fertigstellung	$h_f$ , Stauziel	$P_P$	$P_T$	Speicherenergieinhalt
				[m]	[MW]	[MW]	[GWh/LZ]
Glems	BW	PO	1964	292,0	68,0	90,0	0,563
Häusern	BW	PM	1931	205,0	106,0	112,0	0,503
Kirchentellinsfurt/ Einsiedel	BW	PO	1926	127,0	1,1	1,5	0,019
Säckingen	BW	PM	1967	413,0	298,0	370,0	2,034
Schwarzenbachwerk	BW	PM	1926	357,0	20,0	46,0	0,264
Waldshut	BW	PM	1951	160,0	80,0	160,0	0,429
Wehr	BW	PO	1976	626,0	990,0	980,0	6,201
Witznau	BW	PM	1943	250,0	130,0	240,0	0,718
Happurg *	BY	PO	1958	(209,0)	(126,0)	(160,0)	(0,838)
Langenprozelten	BY	PO	1976	310,4	154,0	164,0	0,950
Leitzachwerk 1	BY	PM	1913	128,0	45,4	49,0	0,622
Leitzachwerk 2	BY	PM	1960	127,0	37,6	49,2	
Oberberg I	BY	PM	1957	235,0	4,6	3,0	0,071
Oberberg II	BY	PO	1964	54,0	1,0	0,5	0,002
Oberberg II a	BY	PO	1978	235,0	5,4	4,2	0,034
Reisach	BY	PO	1955	179,1	84,0	99,0	0,600
Tanzmühle	BY	PO	1959	122,5	24,5	28,0	
Waldeck 1	HE	PO	1932	296,6	70,0	143,0	0,693
Waldeck 2	HE	PO	1974	329,0	476,0	480,0	4,285
Erzhausen	NS	PO	1964	286,7	230,0	220,0	1,035
Koepchenwerk Herdecke	NW	PO	1930	165,2	154,0	153,0	0,590
Rönkhausen	NW	PO	1969	277,0	140,0	140,0	0,690
Sorpekraftwerk *	NW	PM	1935	(63,0)	(6,4)	(7,4)	(0,022)
Geesthacht	SH	PO	1958	80,0	96,0	120,0	0,600
Markersbach	SN	PO	1979	288,0	1.140,0	1.050,0	4,120
Niederwartha *	SN	PO	1930	(143,0)	(120,0)	(120,0)	(0,591)
Wendefurth	ST	PO	1967	126,0	72,0	80,0	0,523
Bleiloch	TH	PM & LW	1932	49,0	30,0	80,0	0,460
Goldisthal	TH	PO	2003	302,0	1.100,0	1.060,0	8,950
Hohenwarte I	TH	PM & LW	1942	56,0	36,0	62,8	0,380
Hohenwarte II	TH	PO	1966	304,0	324,0	320,0	2,087
Summen**					5.912,2	6.300,5	37,389

Datenquelle: (Giesecke et al. 2014); Auswertung: FWT

**Legende zu Tabelle 10.2:**

- \* Anlage derzeit außer Betrieb
- \*\* Summen der betriebsbereiten Anlagen
- $P_T$  Leistung der Maschinen im Turbinenbetrieb
- $P_P$  Leistung der Maschinen im Pumpbetrieb
- $h_f$  mittlere Fallhöhe
- PM Oberbecken mit natürlichem Zufluss
- PO Oberbecken ohne natürlichen Zufluss
- LW Laufwasserkraftwerksbetrieb

In Tabelle 10.2 ist u. a. der Speicherenergieinhalt pro Lastzyklus (LZ) in GWh/LZ dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine theoretische Kenngröße, die das Arbeitsvermögen eines Pumpspeicherkraftwerks beschreibt. Diese Kenngröße stellt dar, welche elektrische Arbeit in einem Lastzyklus erbracht werden kann, d. h. wie viel Energie in einem Kraftwerk während eines Zyklus

des Wälzbetriebs im Oberbecken zwischengespeichert und dann im Turbinenbetrieb in elektrischen Strom umgewandelt werden kann.

Zusammenfassend 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. Aufgrund der unterschiedlichen Turbinen- und Pumpenleistungen variieren allerdings die Zeiträume, innerhalb derer der Speicherenergieinhalt erneut zur Verfügung steht.
- Vier Pumpspeicherkraftwerke (Leitzachwerk 1 & 2 sowie Reisach & Tanzmühle) besitzen 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 geografischen Gegebenheiten aus, sondern ist bei zahlreichen Anlagen auch durch die Nähe zu Verbrauchsschwerpunkten geprägt.
- Die Entwicklungen auf dem Strommarkt der letzten Jahre 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:
  - o Sorpekraftwerk
  - o Oberberg I
  - o Oberberg II
  - o Oberberg II b
- Das Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha ist derzeit sowohl aufgrund eines Schadens nach dem Elbehochwasser 2009 als auch aufgrund der wirtschaftlichen Situation außer Betrieb.
- Die Nettoerzeugung aller Pumpspeicherkraftwerke lag in den vergangenen Jahren relativ konstant bei etwas über 6 TWh/a (Anhang Kapitel 2.3), die Gesamtleistung der Turbinen bei etwa 6,6 GW.

Das in Luxemburg stehende Pumpspeicherkraftwerk Vianden ist aus systematischen Gründen nicht aufgeführt, wenngleich dessen Unterbecken zum Teil in Deutschland liegt und der Einsatz dieses Kraftwerkes maßgeblich von deutscher Seite aus bestimmt wird. Im Turbinenbetrieb hat dieses Kraftwerk eine Leistung von 1.096 MW, im Pumpbetrieb von 850 MW.

Ergänzend kann angefügt werden, dass die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss in den Pumpspeicherkraftwerken (PM) im langjährigen Mittel bisher erfahrungsgemäß mit rund 1.200 GWh/a angesetzt werden kann.

### 10.2.2. Neu- und Ausbauprojekte

Infolge des laufenden Ausbaus der regenerativen Energien besteht im Stromverbundnetz ein erhöhter Regel- und Ausgleichsbedarf, so dass grundsätzlich die Bedeutung von

Pumpspeicherkraftwerken als einzigen großmaßstäblichem Speicher elektrischen Stroms gestiegen ist.

Aus diesem Grund wurden seit ca. 2005 zahlreiche Projekte für neue Pumpspeicherkraftwerke oder für den Ausbau von existierenden Anlagen wieder reaktiviert oder neu entwickelt, wobei die aktuellen Projekte in Tabelle 10.3 dargestellt sind. Deutlich ist in der Tabelle zu sehen, dass eine Vielzahl von Projekten zurückgestellt ist, bis sich vor allem die wirtschaftlichen Randbedingungen verbessert haben.

Es muss dabei angemerkt werden, dass diese Angaben einer verhältnismäßig dynamischen Entwicklung unterliegen, da sich im jeweiligen Planungs- und Genehmigungsprozess vielfach neue Herausforderungen ergeben können, die eine Fortführung des Vorhabens unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten dann nicht mehr möglich erscheinen lassen. Auch muss festgehalten werden, dass derzeit bei den aufgeführten Aus- und Neubauprojekten i. d. R. keine verlässlichen Angaben über die geplante Inbetriebnahme oder den vorgesehenen Speicherenergieinhalt je Lastzyklus angegeben werden können.

Tabelle 10.3: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Deutschland, Stand 07/2017

Kraftwerksname	Ort	Land	Projektträger	geplante $P_{inst}$ [MW]	Status
Atdorf	Herrischried/ Bad Säckingen	BW	Schluchseewerk AG	1.400	in Genehmigung
Forbach Oberstufe (Neubau)	Forbach	BW	EnBW AG	225	Genehmigungs- verfahren in Vorbereitung
Forbach Unterstufe (Ersatzneubau)	Forbach	BW	EnBW AG	50 (+4 MW)	Genehmigungs- verfahren in Vorbereitung
Pilotanlage Gaildorf	Gaildorf	BW	Naturstromspeicher Gaildorf GmbH	16	im Bau
Blaualt	Ulm	BY	Stadtwerke Ulm	60	eingestellt
Breitenstein	Kranzegg	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Eggalpe	Oberstaufen	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Einöden	Flintsbach	BY	Pumpspeicherwerk Einöden GmbH	150	zurückgestellt
Jochberg	Jachenau	BY	Energieallianz Bayern	700	zurückgestellt
Osser (PSW Johanneszeche)	Lam	BY	Visprion Engineering GmbH	100	zurückgestellt
Poschberg	Schneizlreuth	BY	Fa. Max Aicher	450	zurückgestellt
Riedl	Jochenstein	BY	Donaukraftwerk Jochenstein AG	300	in Genehmigung
Rottachsee	Oy-Mittelberg	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Leinetal	Freden	NS	PSW Leinetal GmbH & Hochtief	200	eingestellt
Finnentrop (Sorpeberg-Glinge)	Finnentrop & Sundern	NW	Enervie & Grünwerke	340	zurückgestellt
Hoher Eimberg-Itter	Willingen	HE/ NW	Enervie & Grünwerke	324	zurückgestellt
Lippe	Lüdge	NW	PSW Lippe GmbH & Hochtief	320	eingestellt
Nethe	Höxter	NW	Trianel	390	zurückgestellt
Halde Sundern	Hamm (Untertage)	NW	RAG & RWE	15	zurückgestellt
Simmerath, Rursee	Simmerath	NW	Trianel	640	eingestellt
Waldeck 2plus (Erweiterung)	Waldeck	NW	Uniper	300	zurückgestellt
Heimbach	Mainz	RP	Stadtwerke Mainz	280-320	in Planung; RO- Verfahren abgeschlossen
Schweich-RIO	bei Trier	RP	Stadtwerke Trier	300	zurückgestellt
Lägerdorf	Lägerdorf	SH	Holcim	70	zurückgestellt
Hainleite	Immenrode	TH	PSW Hainleite GmbH & Hochtief	500	eingestellt
Ellrich	Ellrich	TH	Strabag	640	eingestellt
Leutenberg/ Probstzella	Leutenberg & Probstzella	TH	Strabag	408	in Planung; RO- Verfahren abgeschlossen
Schmalwasser	Tambach- Dietharz	TH	Trianel & Thüringer Fernwasserversorgung	1.000	zurückgestellt; RO- Verfahren abgeschlossen

Quelle: aktualisiert nach (Giesecke et al. 2013); Auswertung: FWT

### 10.2.3. Wirtschaftlichkeit und Vermarktung

Um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig sicher zu stellen, müssen die Einnahmen bestehender und neuer Pumpspeicherkraftwerke auf Dauer auskömmlich sein. Das derzeitige Marktumfeld zeigt jedoch, nicht zuletzt am auf der Kippe stehenden Pumpspeicherkraftwerk-Projekt Atdorf im Südschwarzwald (Stand 07/2017), dass momentan eine mittel- bis langfristige Vermarktungssicherheit und damit Wirtschaftlichkeit von klassischen Pumpspeicherkraftwerken nicht gegeben ist. Auch eine Befreiung von zahlreichen Abgaben und Entgelten hat die Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten nicht wesentlich erhöht. Der aktuelle Markt ist nicht dazu geeignet, den Bau von Pumpspeicherkraftwerken voran zu treiben.

#### 10.2.3.1. Abgaben und Entgelte

Obwohl Pumpspeicher rechtlich als Letztverbraucher gelten und damit zur Zahlung von Netzentgelten und Umlagen verpflichtet sind, wurden in den letzten Jahren Ausnahmeregelungen getroffen und Pumpspeicher weitgehend von Steuern und Abgaben befreit (Sitze 2015):

##### Netzentgeltbefreiung

Für die Rückspeisung elektrischer Energie erfolgt nach StromNEV § 15 Abs. 1 für Speicher eine Befreiung von Netzentgelten.

Nach EnWG § 118 Abs. 6 sind bezüglich des Strombezugs

- neue Stromspeicher bei Inbetriebnahme zwischen August 2011 und August 2026 für 20 Jahre netzentgeltbefreit, wenn sie in dasselbe Netz rückspeisen und
- bestehende Pumpspeicher für 10 Jahre netzentgeltbefreit, wenn nach dem 4. August 2011
  - o die Turbinenleistung um 7,5 % erhöht wird oder
  - o eine Erhöhung der speicherbaren Energiemenge um 5 % erfolgt oder
  - o der Höchstlastbeitrag des PSW erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netz- und Umspannenebene abweicht.

##### Befreiung von der EEG-Umlage

Pumpspeicherkraftwerke sind nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 von der EEG-Umlage befreit, denn sie speichern physikalisch Wasser zur Erzeugung von Strom mit dem Ziel der Wiedereinspeisung in das Netz.

##### Befreiung von der Stromsteuer

Nach § 12 StromStG sind Pumpspeicher bei Stromentnahme aus dem Netz von der Stromsteuer befreit.

##### Sonstige Umlagen

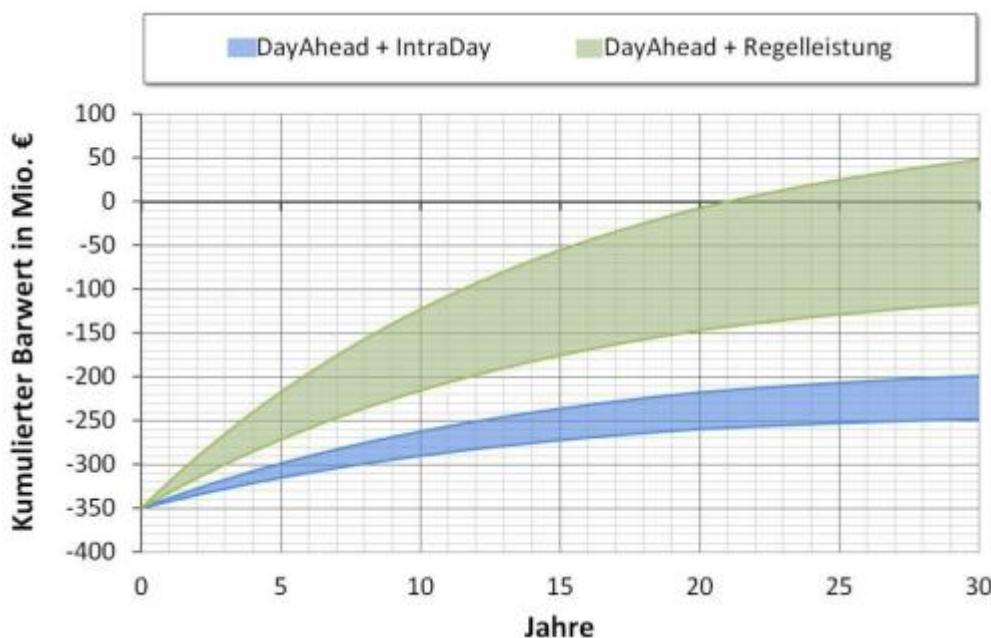
Für Umlagen wie KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Umlage für abschaltbare Lasten gibt es keine Befreiung für Pumpspeicher.

#### 10.2.3.2. Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten

Die Wirtschaftlichkeit neuer Pumpspeicherkraftwerke (PSW) wurde z. B. in Günther (2015) anhand von Modellrechnungen untersucht, denen die Preise am Spotmarkt aus dem Jahr 2011 zugrunde

liegen. Es zeigt sich, dass der Neubau eines Pumpspeicherkraftwerkes nicht wirtschaftlich ist, wenn der Strom am Spotmarkt vermarktet wird. Unter den gegebenen Annahmen für eine Beispielanlage kann ein interner Zinsfuß von 3,4 % bei Amortisationszeiten von 30 Jahren berechnet werden. Mögliche Zusatzerlöse am Regelenergiemarkt wurden dabei nicht untersucht. Der Autor geht davon aus, dass etwa ab dem Jahr 2030 die Vermarktung am Spotmarkt durch steigende Strompreise zunehmend wirtschaftlich wird und schlussfolgert, dass Investitionsprojekte nicht zeitnah durchgeführt werden sollten. Da sich eine Investition in ein PSW bei den derzeit üblichen Amortisationszeiten von 20 Jahren nicht rechnet, regt Günther an, dass die Politik Planungssicherheit für langfristige Investitionen schafft, um den Risikoaufschlag möglichst gering zu halten.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. führte im Rahmen eines Gutachtens zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken Optimierungsrechnungen für Pumpspeicherkraftwerke bei gleichzeitiger Vermarktung auf unterschiedlichen Märkten (DayAhead, IntraDay, Regelreserve) durch (FfE 2014). Es wird angegeben, dass Pumpspeicherkraftwerke nur bei einem Strompreis-Spread, also der Differenz zwischen den Strompreisen bei Pump- und bei Turbinenbetrieb, von etwa 10 bis 30 €/MWh den Strom wirtschaftlich vermarkten können. Eine Beispielrechnung für eine Abschreibungsdauer von 30 Jahren zeigt, dass unter den gegebenen Annahmen eine reine Vermarktung über den Stromverkauf nicht wirtschaftlich ist. Nur bei gleichzeitiger Vermarktung von Regelleistung kann unter günstigen Umständen ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden (Abbildung 10.2).



Quelle: (FfE 2014)

Abbildung 10.2: Kumulierter Barwert der betrachteten Vermarktungsoptionen.

### 10.2.3.3. Aktuelle Vermarktung

Einen Hinweis auf die aktuelle Vermarktung von Strom aus Pumpspeicherkraftwerken liefert die Strommarktplattform SMARD (StromMARktDaten). Diese wurde zur Visualisierung von Stromerzeugung und -verbrauch durch die Bundesnetzagentur eingerichtet (BNetZA 2017a). Dort werden in der Kategorie "Deutschland im Überblick" u. a. verschiedene Informationen zum

Kraftwerkspark bereitgestellt, die der Kraftwerksliste der BNetzA für Kraftwerke der Leistung  $\geq 10$  MW entnommen sind.

Informationen zum Strommarkt können in Echtzeit unter der SMARD-Kategorie "Marktdaten visualisieren" für verschiedene Zeiträume und Auflösungen abgerufen werden. Die möglichen Daten umfassen

- die Stromerzeugung,
- den Stromverbrauch,
- Marktdaten und
- Informationen zur Systemstabilität.

In Abbildung 10.3 ist für den Zeitraum 4. September bis 8. September 2017 die Stromerzeugung des Kraftwerksparks in Deutschland aufgetragen. Die Wasserkraft beinhaltet summarisch die Erzeugung aller Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke. Sie verläuft als Band mit relativ konstanter Erzeugung. Pumpspeicherkraftwerke sind gesondert aufgeführt.

In der Regel können Pumpspeicherkraftwerke sehr gut die Rampen am Morgen und Abend bedienen, wenn z. B. die Photovoltaik nicht zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Abbildung 10.3 zeigt, dass zu diesen Zeiten die Preise am Day-Ahead-Markt mehr oder weniger ausgeprägte Maxima aufweisen, die bis zu 47 €/MWh erreichen. Zu Zeiten starker Windeinspeisung (am Morgen des 7. September) sank der Großhandelspreis dagegen auf knapp über 8 €/MWh. Dann ist der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken nicht rentabel.

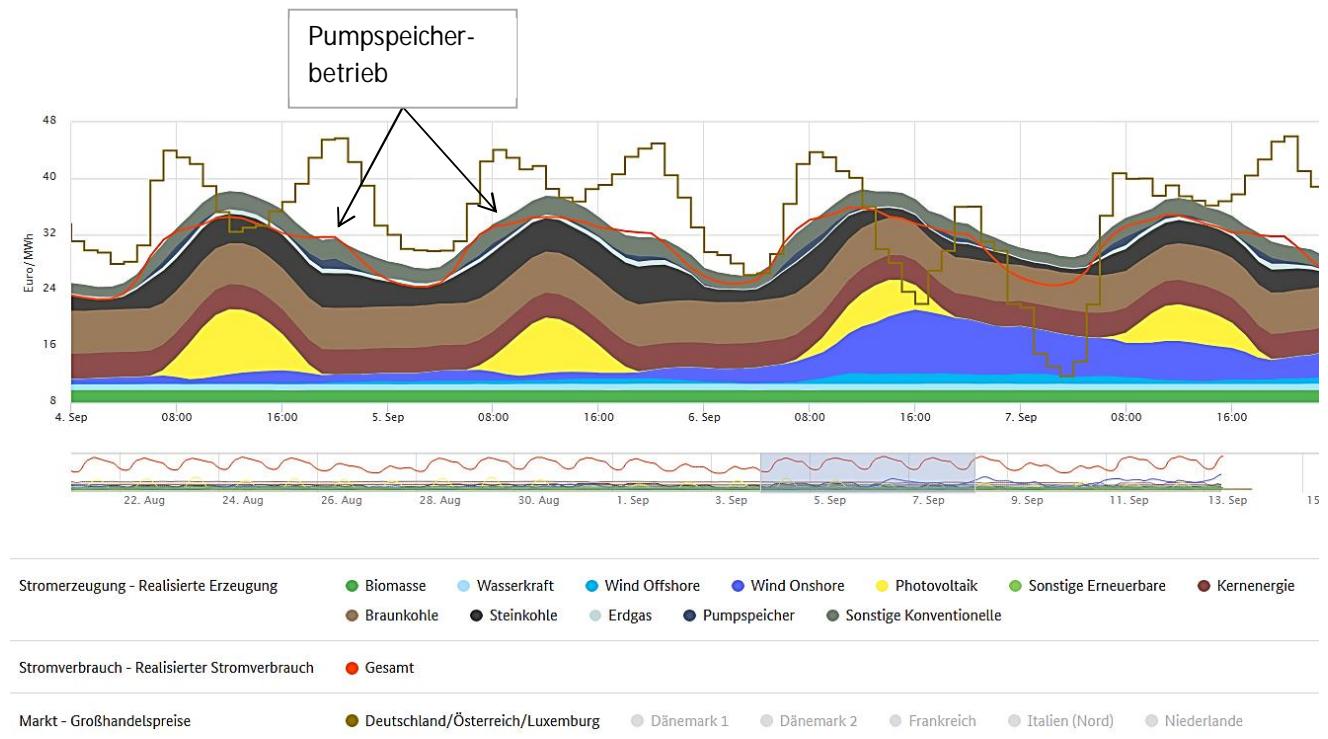


Abbildung 10.3: Erzeugung der Erneuerbaren Energien in MWh/h (bunte Bänder, Skala rechts), der Stromverbrauch in MWh/h (rote Linie, Skala rechts) und die Großhandelspreise (Day-Ahead-Börsenpreis als Stufenprofil, Skala links) in €/MWh für das Marktgebiet Deutschland, Österreich und Luxemburg.

#### 10.2.4. Fazit

Die Volatilität der Stromerzeugung wird mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmen und Energiespeicher an Bedeutung gewinnen. Pumpspeicherkraftwerke bieten eine ausgereifte, effiziente Speichertechnologie. Sie sind flexibel einsetzbar und dienen der Netzstabilisierung.

Wenngleich derzeit andere Speichertechnologien weiterentwickelt und auch realisiert werden, so handelt es sich dabei in der Regel um Anlagen im Leistungsbereich von 1-2 MW, die somit nur geringer Investitionsvolumina bedürfen, gleichzeitig jedoch keinen (nennenswerten) Beitrag für den Betrieb eines stabilen Verbundnetzes leisten können. Hinzu kommt, dass die Lebensdauer der anderen Technologien gegenüber klassischen Pumpspeicherkraftwerken i. d. R. um den Faktor 5-8 geringer ist.

Pumpspeicherkraftwerke bedürfen i. d. R. großer, langfristig gesicherter Investitionsvolumina, die im derzeitigen Marktumfeld nicht wirtschaftlich dargestellt werden können. Die Erlösmöglichkeiten reichen aktuell bei weitem nicht aus, um Neubauprojekte anzureizen. Bestehende Planungen werden aufgrund wirtschaftlicher Betrachtungen nicht weitergeführt. Für Investoren ist nicht absehbar, wann sich die Preise auf dem Strommarkt so entwickeln, dass in Zukunft mit einem wirtschaftlichen Betrieb gerechnet werden kann. Es wird empfohlen, PSW mindestens von allen Umlagen und Entgelten zu befreien.

## 11. Meeresenergie

Der Ausbau der Meeresenergie steht auch international noch am Anfang. Die vor Jahren angenommene Entwicklungsgeschwindigkeit dieser Technologie konnte nicht erreicht werden, die Entwicklung ging deutlich langsamer von statten als prognostiziert. Bisher sind nur Demonstrationsanlagen und Prototypen realisiert. Erste kleine Parks (z. B. MeyGen in Schottland) sind in der Entstehung. Vereinzelt sind auch erste „kommerzielle“ Anlagen ausgeführt (z. B. eine Wellenenergieanlage in Matriku in Spanien). Zur Zeit laufen weltweit einige größere Projektentwicklungen, die sich zum Teil noch in der Planungsphase und zum Teil in der Umsetzungsphase befinden. In Deutschland gibt es keine realisierten Projekte in der Meeresenergie.

Verschiedene Firmen haben sich in den letzten Jahren aus der Meeresenergie wieder zurückgezogen und ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt. Zum Beispiel hat die Fa. Voith alle Aktivitäten beendet und die vorhandenen Anlagen rückgebaut. Man kann deshalb sagen, dass zur Zeit eher eine Konsolidierung im Bereich der Meeresenergie stattfindet, als eine dynamische Entwicklung. Nichts desto trotz gehen die Entwicklungen weiter, was die derzeitig laufenden Projekte zeigen (Kapitel 11.5)

Die Nutzung der Meeresenergie ist im bisherigen EEG nicht separat ausgewiesen, folglich gibt es auch keine speziellen Fördersätze für die Meeresenergie. Die Vergütung der Meeresenergie entspricht der der konventionellen Wasserkraft. Angesichts des geringen Potenzials in Deutschland ist es aktuell nicht vorgesehen, spezielle Vergütungstarife im EEG für Meeresenergie zu entwickeln. Deshalb wird hier auch nicht näher auf Kosten und Preisentwicklungen eingegangen.

Ziel dieser Darstellung ist es, einen Überblick über die Technologien und deren Entwicklung in den letzten Jahren zu geben. Weiter soll das Meeresenergiopotenzial für Deutschland zusammengefasst werden und die für deutsche Standorte infrage kommenden Technologien erklärt und bewertet werden. Ebenfalls wird auf derzeit realisierte oder zur Realisierung anstehende internationale Projekte und die Beteiligung deutscher Unternehmen daran eingegangen.

Nach einer Einführung über den allgemeinen Stand der Meeresenergie wird eine kurze Beschreibung über die technischen Realisierungen von entsprechenden Kraftwerken besprochen. In Kapitel 11.2 werden die Potenziale der Meeresenergie für Deutschland zusammengefasst. Die Kapitel 11.3 und 11.4 beschreibt die für deutsche Standorte geeigneten Technologien sowie die Möglichkeit für deutsche Industrieunternehmen zur Beteiligung an Meeresenergieprojekten.

In Kapitel 11.5 ist eine Zusammenstellung von jüngeren Projekten gegeben und es werden die beteiligten deutschen Unternehmen daran beschrieben. Am Ende (Kapitel 11.6) erfolgen eine Zusammenfassung und eine Schlussbemerkung.

## 11.1. Technische Realisierung

In der hier dargestellten Ausarbeitung werden folgende Formen der Meeresenergie betrachtet:

- Gezeitenkraftwerke (Nutzung der potentiellen Energie aus dem Tidenhub),
- Gezeitenströmungskraftwerke (Nutzung der kinetischen Energie (Strömung) infolge der Gezeiten),
- Wellenkraftwerke (Nutzung der Energie der Wellen),
- Osmosekraftwerke (Nutzung des Konzentrationsunterschiedes zwischen Süß- und Salzwasser) und
- Meereswärme-Kraftwerke (OTEC) (Nutzung der Temperaturdifferenz zwischen warmen Oberflächenwasser und kaltem Tiefseewasser).

Nicht betrachtet werden hier maritime Biomasse sowie die Offshore-Windenergie.

### 11.1.1. Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke nutzen die potentielle 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 den Turbinen handelt es sich mehr oder weniger um klassische Wasserturbinen (üblicherweise Rohrturbinen) mit ein paar speziellen Anpassungen.

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 11.1 dargestellt.

Die Technologie der Gezeitenkraftwerke entspricht also weitgehend der von konventionellen Wasserkraftwerken. Es handelt sich dabei um eine erprobte Technik, zum Beispiel ist das Kraftwerk La Rance in Frankreich seit nahezu 50 Jahren im Betrieb.

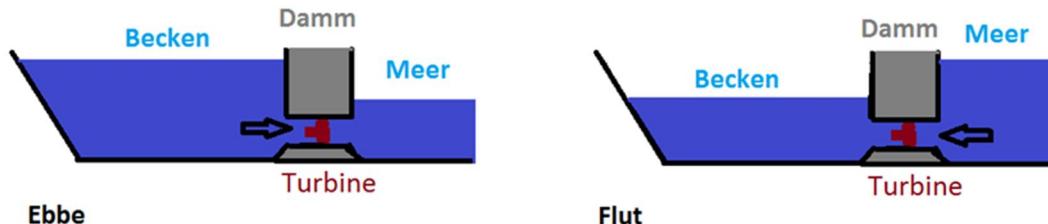


Abbildung 11.1: Schematische Darstellung eines Gezeitenkraftwerks (Grafik: IHS)

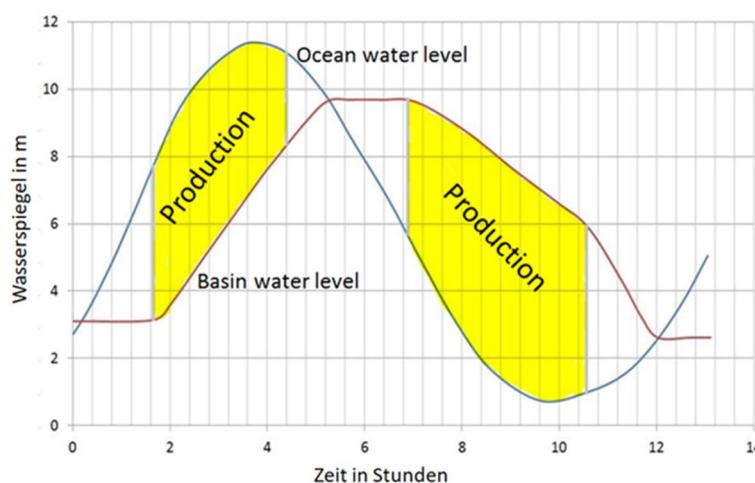


Abbildung 11.2: Schematische Darstellung zum Betrieb eines Gezeitenkraftwerks (Grafik: IHS)

Werden Gezeitenkraftwerke mit Pumpturbinen ausgestattet, so können sie durchaus auch zur kurzzeitigen Netzregelung verwendet werden und positive sowie negative Regelleistung bereitstellen. Dies ist während der Produktionsphase (siehe Abbildung 11.2 gelber Bereich) möglich. Das 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, das in Abbildung 11.3 dargestellt ist, praktiziert (siehe Larozze 1990).



Abbildung 11.3: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich (Foto: Larozze 1990)

Das z. Z. größte Gezeitenkraftwerk der Welt in Shiwa in Südkorea wurde 2011 in Betrieb genommen und hat eine Leistung von 254 MW. Dieses Kraftwerk ist in Abbildung 11.4 dargestellt.



Abbildung 11.4: Gezeitenkraftwerk Shiwa in Korea (Foto: U-Chang Plant 2018)

In Tabelle 11.1 Tabelle 2.1 sind die weltweit in Betrieb befindlichen Gezeitenkraftwerke zusammen gestellt.

Tabelle 11.1: In Betrieb befindliche Gezeitenkraftwerke

Anlage	Leistung in MW	Land
Shiwa Lake Tidal Power Station	254	Korea
La Rance Tidal Power Station	240	Frankreich
Annapolis Royal Generating Station	20	Kanada
Jiangxia Tidal Power Station	3,2	China
Kislaya Guba Tidal Power Station	1,7	Russland
Uldolmok Tidal Power Station	1,5	Korea
Strangford Lough SeaGen	1,2	Großbritannien

Auswertung: IHS

Ein großer Nachteil bei Gezeitenkraftwerken, wie sie derzeit gebaut werden, liegt darin, dass ein Meerbusen oder eine Flussmündung durch einen Damm abgesperrt werden. Dadurch ergeben sich große negative Einflüsse auf die Umwelt wie z. B. ist die Durchgängigkeit für Lebewesen und für Geschiebe nicht mehr gegeben. Deshalb wird zunehmend eine Lagunenbauweise favorisiert. Dabei wird ein in sich geschlossenes Becken angelegt und auf die Abtrennung eines ganzen Bereiches oder einer Flussmündung verzichtet. Diese Bauweise wird z. B. in Großbritannien eingesetzt. In Abbildung 11.5 ist eine geplante „Tidal lagoon“ bei Cardiff gezeigt, siehe auch Kapitel 11.5.



Abbildung 11.5: Geplante Tidal lagoon bei Cardiff (Foto: Penarth Daily News 2015)

### 11.1.2. Meeresströmungskraftwerke

Meeresströmungskraftwerke nutzen im Allgemeinen die kinetische Energie der Strömung, die sich infolge der Gezeiten einstellt. Die Nutzung von Permanentströmungen (z. B. Golfstrom, Straße von Gibraltar) ist nur an sehr wenigen Standorten möglich, da eine Beeinflussung dieser Strömungen ein unkalkulierbares Umweltrisiko darstellen würde. Neben horizontalachsigen Turbinen, siehe Abbildung 11.6, werden auch vertikalachsige Maschinen (ähnlich wie in der Entwicklung der Windturbinen, Beispiel Gorlow-Rotoren) eingesetzt. Diese werden zum Teil auch mit Saugmänteln zur Leistungserhöhung versehen.

Der Trend geht aber – ähnlich wie im Bereich der Windenergie – eindeutig zu horizontalachsigen Maschinen ohne Ummantelung, 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 größer 1 MW wirtschaftlich betreibbar sein werden. Die Tendenz geht deshalb zu deutlich größeren Maschinen. Beispielsweise kommen im MeyGen-Projekt Maschinen mit 1,5 MW Leistung zum Einsatz.

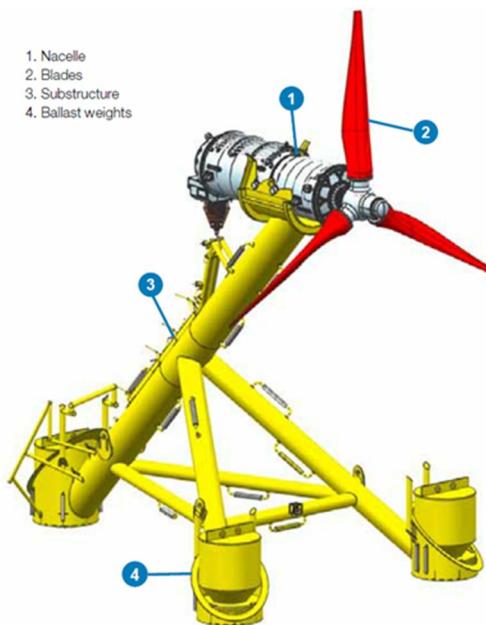
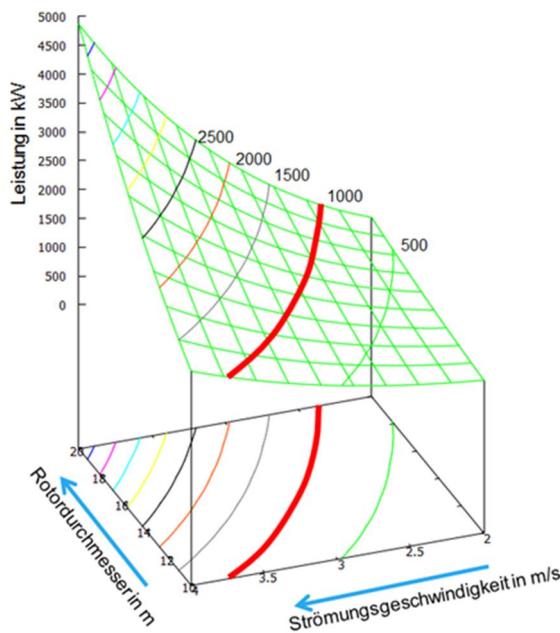


Abbildung 11.6: Gezeitenströmungsturbine der Fa. Andritz Hammerfest (Foto: Andritz)

Die Leistung einer Strömungsturbine steigt mit der dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit und mit der zweiten Potenz des Rotordurchmessers. In Abbildung 11.7 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 mindestens 25 bis 30 m benötigt.

Weltweit gibt es zahlreiche Projekte mit Installationen von einzelnen Demonstrations- oder Prototypanlagen. Erste kleinere Parks sind z. Z. in Bearbeitung, z. B. das Projekt MeyGen, siehe Kapitel 11.5.



*Abbildung 11.7: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit (Grafik: IHS)*

### 11.1.3. Wellenkraftwerke

Bei Wellenkraftwerken 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.

#### 11.1.3.1. 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 und damit ein Generator angetrieben werden. Das Prinzip einer solchen Anlage ist in Abbildung 11.8 dargestellt. Zu dieser Technologie gibt es einige Prototypen und Demonstrationsanlagen.

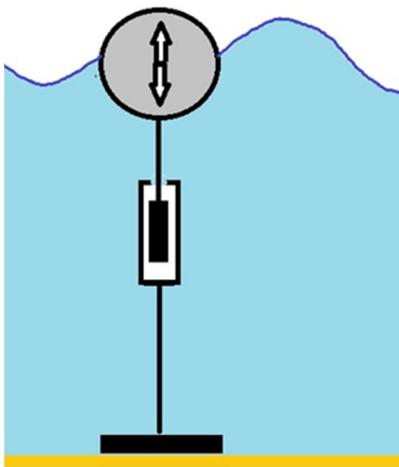


Abbildung 11.8: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device (Grafik: IHS)

Neben der Relativbewegung zwischen Verankerung und Schwimmkörper kann auch die Relativbewegung zwischen mehreren Schwimmkörpern ausgenutzt werden. Dies ist z. B. bei der Pelamis-Anlage (Abbildung 11.9) der Fall.



Abbildung 11.9: Pelamis-Anlage (Foto: alt.energy 2008)

### 11.1.3.2. Overtopping Devices

Overtopping Devices nutzen die Energie der Wellen, indem 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 11.10 dargestellt. Diese Anlagen können sowohl an Land gebaut, wie auch als schwimmende Einheiten auf dem Meer installiert werden, z. B. WaveDragon.

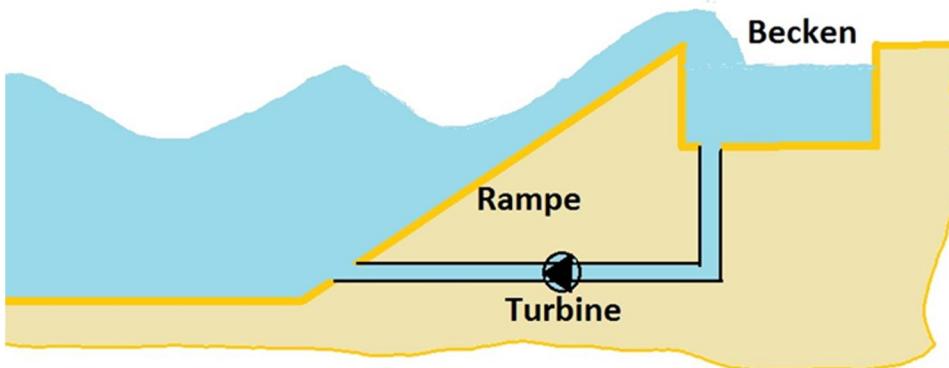


Abbildung 11.10: Schematischer Aufbau eines Overtopping Device (Grafik: IHS)

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 11.11 ist das Schema einer Hafenbefestigung mit integriertem Wellenkraftwerk dargestellt. Dies hat den Vorteil, dass sich die notwendigen Baukosten für die Energiegewinnung reduzieren. Darüber hinaus müssen nur äußerst geringe zusätzliche ökologische Eingriffe für die Energiegewinnung vorgenommen werden.



Abbildung 11.11: Seawave Slot-cone Generator (SSG) (Foto: Knapp 2008)

Die elektro-mechanische Ausrüstung von Overtopping-Anlagen ähnelt sehr der von klassischen Wasserkraftwerken, die Energie des Wassers im Becken wird über konventionelle Wasserturbinen abgearbeitet.

### 11.1.3.3. 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 an. Das Prinzip ist in Abbildung 11.12 schematisch dargestellt. OWC-Kraftwerke werden sowohl an Land als auch als schwimmende Einheiten gebaut.

In Abbildung 11.13 ist eine schwimmende Pilotanlage der Firma OE in York, Irland dargestellt.

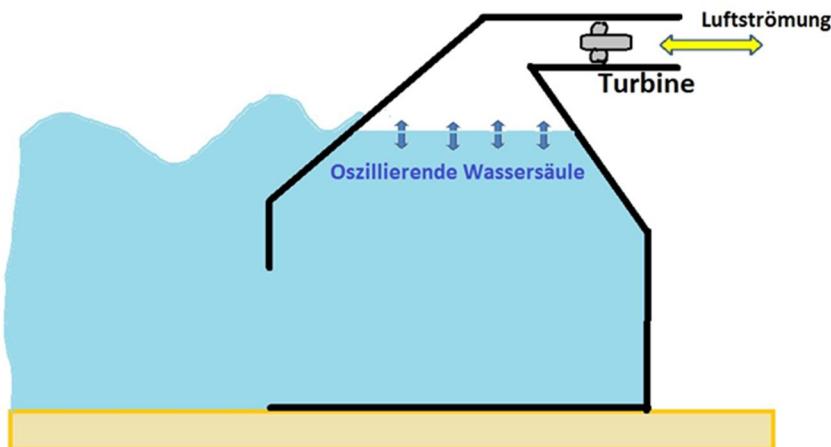


Abbildung 11.12: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks (Grafik: IHS)



Abbildung 11.13: OWC-Kraftwerk OE Bouy in Irland (Foto: OE)

Der größte Kostenaufwand eines OWC-Kraftwerks liegt im Bau des Kollektors. Werden OWC-Kraftwerke als „Multipurpose“-Anlagen ausgeführt, die zusätzlich dem Wellenschutz dienen, so müssen die Kollektorkosten nicht komplett der Stromerzeugung zugeschlagen werden. In Abbildung 11.14 sind „Breakwater“-Turbinen dargestellt, wie sie in Wellenbrechern, z. B. bei Hafenbefestigungsanlagen, integriert werden können. Dies hat den Vorteil, dass sich die notwendigen Baukosten für die Energiegewinnung deutlich reduzieren. Darüber hinaus ergeben sich keine zusätzlichen ökologischen Eingriffe durch die Energiegewinnung.

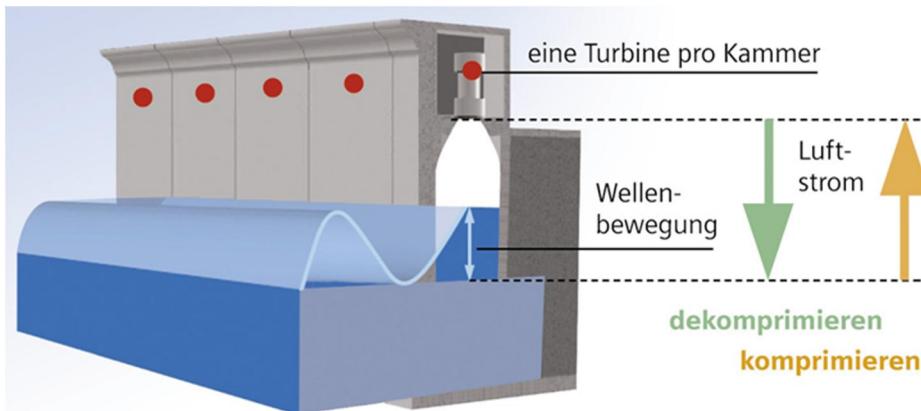


Abbildung 11.14: Prinzip der Breakwater-Turbinen (Grafik: Voith o. J.)

In Mutriku, Spanien wurde im Jahr 2012 das erste kommerzielle Breakwater-Kraftwerk mit 16 Turbinen der Firma Voith Hydro Wavegen in Betrieb genommen. Es liefert 300 kW und kann damit ca. 250 Haushalte mit Strom versorgen. Das Kraftwerk ist in Abbildung 11.15 dargestellt.



Abbildung 11.15: Wellenkraftwerk mit Breakwaterturbinen in Mutriku, Spanien (Foto: Voith o.J.)

#### 11.1.4. Osmose-Kraftwerke

Osmose-Kraftwerke nutzen mittels des Osmose-Prozesses den Salz-Konzentrationsunterschied zwischen Süß- und Salzwasser. Diese Kraftwerke können demzufolge nur 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 11.16 ist der schematische Aufbau eines Osmose-Kraftwerks dargestellt.

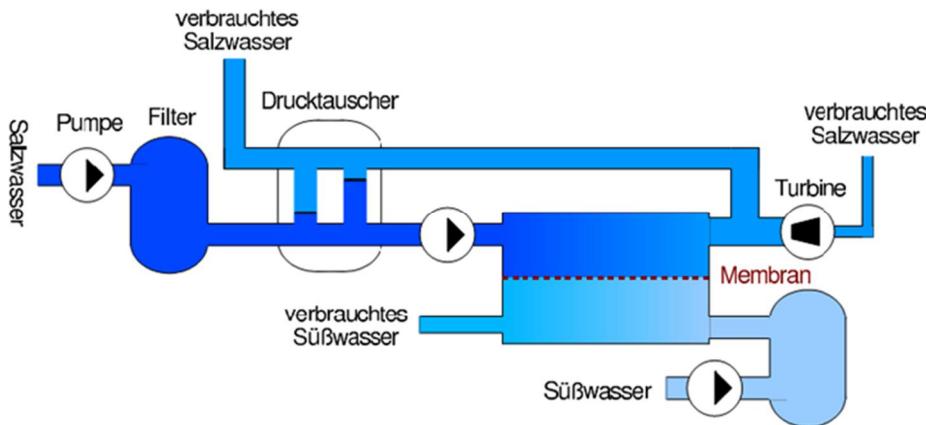


Abbildung 11.16: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks (Grafik: IHS)

Seit Ende 2009 ist ein erstes Osmose-Kraftwerk mit einer Leistung von 2-4 kW von der Firma Statkraft in Betrieb. Abbildung 11.17 zeigt die Membran-Anordnung dieses Kraftwerks.

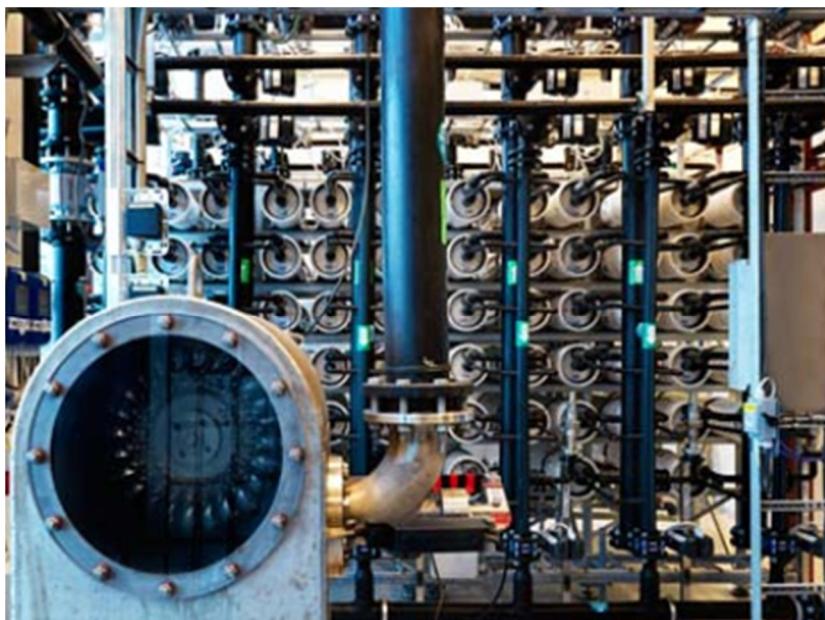


Abbildung 11.17: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft (Foto: scinexx.de 2010)

### 11.1.5. OTEC Kraftwerke

Meereswärmekraftwerke (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC) nutzen den Temperaturunterschied zwischen kaltem Tiefenwasser und warmem Oberflächenwasser und betreiben damit einen thermodynamischen Kreisprozess (Rankin-Prozess), wie andere thermische Kraftwerke. Dieser Kreisprozess ist Abbildung 11.18 dargestellt. Da der Wirkungsgrad eines solchen Prozesses stark von der Temperaturdifferenz abhängt, kann hier physikalisch nur ein sehr kleiner Wirkungsgrad erreicht werden.

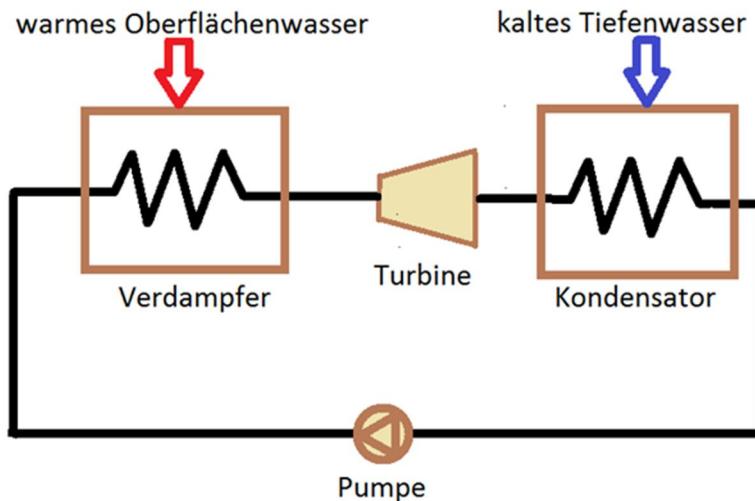


Abbildung 11.18: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC (Grafik: IHS)

#### 11.1.6. Kombinierte Anwendungen

Ähnlich wie Offshore-Windanlagen benötigen Offshore-Meeresenergieanlagen 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.

### 11.2. Potenziale der Meeresenergie in Deutschland

In Folgenden sind die Potenziale der Meeresenergie für Deutschland zusammengestellt. Die Daten dazu basieren auf der Studie „Nutzung der Meeresenergie in Deutschland“ von 2010 (Ecofys 2010).

In dieser Studie wird unterschieden zwischen

- theoretischen Potenzial,
- technischem Potenzial und
- Potenzial nach Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenten.

Die Meeresenergie kann in Deutschland prinzipiell an Nordsee und Ostsee genutzt werden. In Abbildung 11.19 ist der zur Verfügung stehende Teil der Nordsee dargestellt.

In der Nordsee kommt es dabei zu erheblichen Nutzungskonflikten. Zum einen befinden sich in dem nutzbaren Teil zahlreiche Schiffs Routen. Zum anderen liegen dort große Naturschutzzonen, so dass die energetische Nutzung sehr eingeschränkt ist. Weiter ist das Gebiet stark touristisch geprägt und eine Verbauung ist deshalb schwierig.

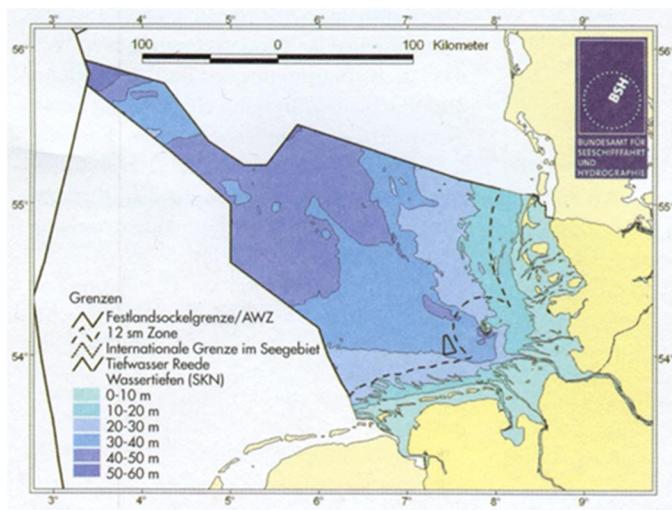


Abbildung 11.19: Deutsche Hoheitsgewässer in der Nordsee (Quelle: Leuschner o.J.)

Die Ostsee bietet wenig Potenzial für die Nutzung der Meeresenergie. Sie weist nur einen sehr geringen Tidenhub und damit sehr geringe Gezeiten-Strömungsgeschwindigkeiten auf. Die zur Verfügung stehende Wellenenergie ist ebenfalls sehr gering. Auch der Salzgehalt ist nur schwach und warmes Oberflächenwasser steht ebenfalls nicht zur Verfügung. Deshalb ist die Ostsee eher bedeutungslos für die Meeresenergienutzung.

Im Folgenden werden die Potenziale der einzelnen Technologien zusammengestellt.

### 11.2.1. Gezeitenkraftwerke

Das Potenzial für Gezeitenkraftwerke in Deutschland ist sehr begrenzt. Die Ostseeküste weist einen zu kleinen Tidehub (< 50 cm) auf und ist für Gezeitenkraftwerke deshalb nicht geeignet (siehe Ecofys 2010).

An der Nordsee stehen ein paar Standorte zur Verfügung, an denen der mittlere Tidenhub ca. 3 m und mehr beträgt. Es sind dies die Standorte:

- Osterems bei Emden,
- Weser bei Bremerhaven,
- Jade/Weser
- Innerer Jadebusen und
- Norderhever bei Husum.

Die möglichen Standorte sind in Abbildung 11.20 dargestellt.

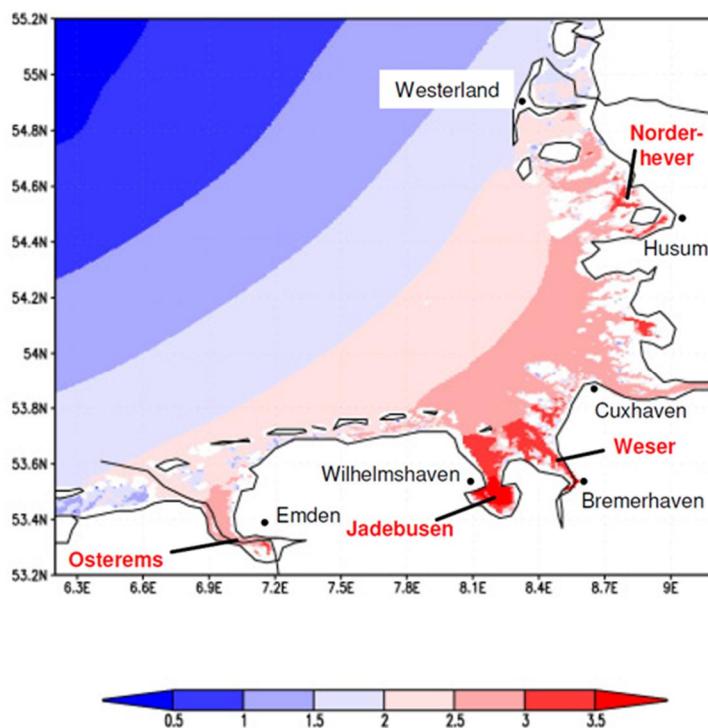


Abbildung 11.20: Langjähriger mittlerer Tidenhub (Quelle: Ecofys 2010)

An diesen Standorten ist das theoretische Potenzial vorhanden, um eventuell Gezeitenkraftwerke zu bauen. In Tabelle 11.2 sind die Leistungspotenziale für diese Standorte zusammengestellt.

Tabelle 11.2: Maximale theoretische Leistung und Energie des Tidenhubs für verschiedene Standorte

Standort	mittlerer Tidenhub [m]	Energie [GWh]	Leistung [MW]
Osterems	2,8	2,6	207,9
Weser	3,2	0,9	70,6
Jade/Weser	3,2	4,5	362,2
Innerer Jadebusen	3,7	0,6	46,1
Norderhever	3,0	3,6	288,3

Datenquelle: (Ecofys 2010); Auswertung: IHS

Das in Tabelle 11.2 zusammengestellte theoretische Potenzial für die einzelnen Standorte würde eine komplette, großräumige Abtrennung der Gebiete mittels eines Damms und eine entsprechende optimale Bewirtschaftung des Beckeninhalts voraussetzen. Dies ist kaum möglich. Deshalb reduziert sich das theoretische auf das technische Potenzial.

Die oben genannten Standorte sind zwar aus energetischer Sicht geeignet. An diesen Orten treten jedoch Nutzungskonflikte auf. Zu nennen sind dabei vor allem folgende Nutzungskonkurrenten:

- Schifffahrt (besonders an der Weser),
- Naturschutz,
- Fischerei,
- Tourismus.

Deshalb reduziert sich das verfügbare Potenzial weiter.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte (vor allem Schifffahrt und Naturschutz) ist eine großflächige Nutzung der Gezeitenenergie kaum möglich.

Es wäre allerdings noch zu untersuchen, ob vereinzelte kleinere Tidal-Lagoons energetisch und wirtschaftlich realisiert werden könnten.

### 11.2.2. Gezeitenströmungskraftwerke

In deutschen Gewässern gibt es keine nutzbaren Permanentströmungen, die ohne Umweltrisiko zur Energiegewinnung verwendet werden könnten. Für Strömungskraftwerke kommt deshalb nur die Nutzung der Gezeitenströmung infrage.

Da es in der Ostsee kaum Tidenhub gibt, tritt dort auch keine nennenswerte Gezeitenströmung auf. Eine energetische Nutzung macht deshalb keinen Sinn und wird hier nicht weiter betrachtet.

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 liegen dort die Strömungsgeschwindigkeiten nur bei ca. 1 m/s und damit deutlich kleiner als an den weltweit optimalen Standorten, wo sie deutlich mehr als 2 m/s betragen. Bedenkt man, dass die Leistung proportional zur dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit ist, zeigt sich, dass dies an den deutschen Standorten im Vergleich zu deutlich niedrigeren Leistungen (deutlich weniger als 1/8 der Leistung verglichen mit optimalen Standorten) führt.

In Abbildung 11.21 sind die Mittelwerte der tiefengemittelten Strömung im Bereich der deutschen Bucht gezeigt.

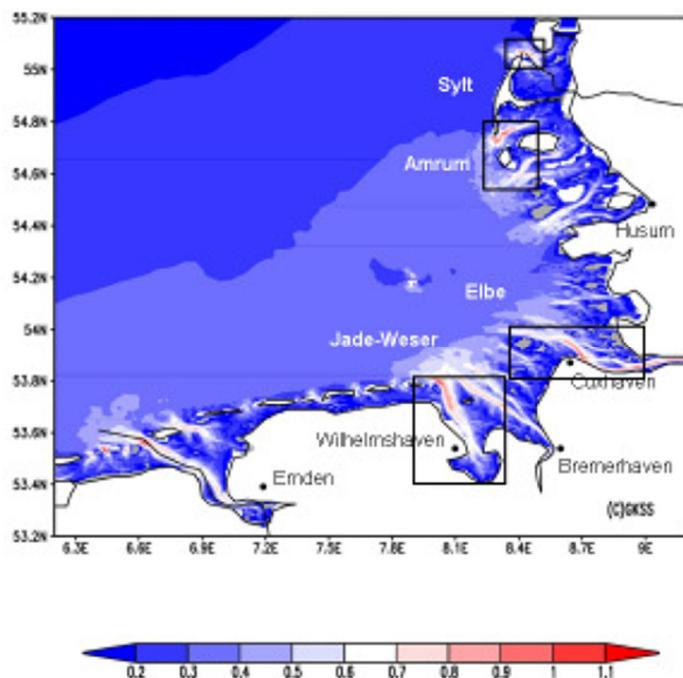


Abbildung 11.21: Langjähriger mittlere tiefengemittelte Strömungsgeschwindigkeiten (Quelle: Ecofys 2010)

Gezeitenströmungen in Deutschland besitzen also wegen ihrer verhältnismäßig kleinen Strömungsgeschwindigkeit nur ein relativ kleines energetisches Potenzial und größere Parks können hier nicht realisiert werden. Es könnten höchstens wenige Standorte für Prototypanlagen ausgewiesen werden.

### 11.2.3. Wellenkraftwerke

Wie oben schon erwähnt haben die Wellen in der Ostsee eine sehr geringe Höhe und damit auch einen geringen Energieinhalt und eignen sich zur energetischen Nutzung nicht.

Der mittlere Energieinhalt der Wellen in der Nordsee ist in Abbildung 11.22 dargestellt. Man sieht, dass ein maximaler Wert von knapp über 20 kW/m erreicht wird. Dies ist im Vergleich zu heute genutzten bzw. projektierten Standorten relativ gering. Diese erreichen Werte von 70 – 100 kW/m.

Zudem sind durch die geologischen Gegebenheiten (eher flache Küstenbereiche) die größeren Energiedichten küstenfern, was eine deutliche Erschwernis und Verteuerung bei der Nutzung darstellt.

Betrachtet man auch hier die konkurrierende Nutzung, wobei hier vor allem

- Schifffahrt,
- Naturschutz und
- Fischfang

zu nennen sind, so ergibt sich nur ein sehr geringes nutzbares Potenzial.

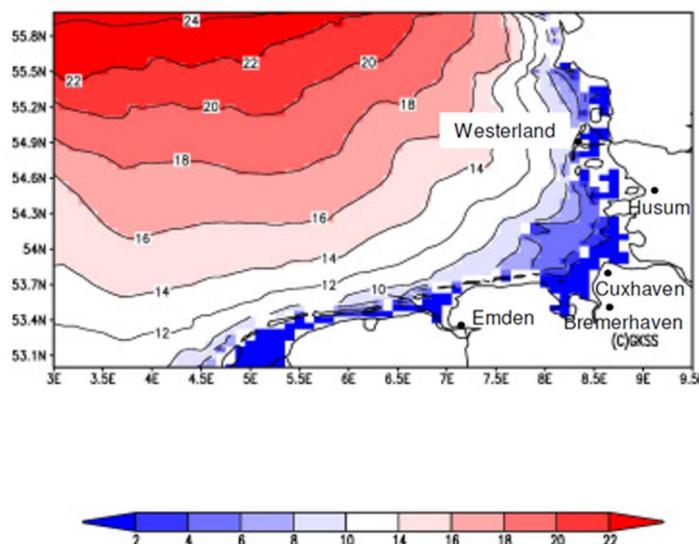


Abbildung 11.22: Mittlerer Energiefluss der Wellen in kW/m (Quelle: Ecofys 2010)

Mögliche Standorte könnten auf jeden Fall nur mit schwimmenden Offshore-Anlagen genutzt werden. Onshore-Anlagen scheiden hier aus.

### 11.2.4. Osmosekraftwerke

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 im 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. Das bedeutet, dass das gleichzeitige Bereitstellen von Salzwasser mit hoher Salzkonzentration und von Süßwasser sehr aufwendig ist und lange Rohrleitungssysteme erfordert. Dies macht eine Realisierung sehr aufwendig und teuer. Ein Potenzial für Osmosekraftwerke ist deshalb in Deutschland eigentlich nicht vorhanden.

#### 11.2.5. OTEC-Anlagen

Auch für OTEC-Anlagen gibt es in deutschen Gewässern kein Potenzial, denn 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 4 % (Carnot-Wirkungsgrad) zur Folge hat. In den Wintermonaten ist kein nutzbarer Temperaturunterschied vorhanden. Im Jahresmittel würde sich demzufolge ein theoretischer Wirkungsgrad kleiner 2 % ergeben. Real würde man dann aber nur ca. 1 % erreichen (durch den Eigenverbrauch von Pumpen usw.). Deshalb ist der Einsatz von OTEC-Anlagen nicht sinnvoll.

#### 11.2.6. Zusammenfassung

Wie oben beschrieben ist das Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland sehr gering. In Tabelle 11.3 ist eine grobe Einschätzung für die einzelnen Technologien zusammengefasst.

*Tabelle 11.3: Zusammenfassung des Potenzials der Meeresenergie für Deutschland nach Technologien aufgeschlüsselt*

	Potenzial		
	theoretisch	technisch	nutzbar
Gezeitenkraftwerke	gering	gering	praktisch ausgeschlossen *)
Gezeitenströmungskraftwerke	gering	sehr gering	praktisch ausgeschlossen **) )
Wellenkraftwerke	gering, küstenfern	sehr gering	sehr gering
Osmosekraftwerke	extrem gering	nicht vorhanden	nicht vorhanden
OTEC-Kraftwerke	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden

\*) eventuell könnten einzelne Standorte für kleinere „Tidal-Lagoon“-Kraftwerke ausgewiesen werden.

\*\*) eventuell könnten Standorte für einzelne kleinere Prototypanlagen ausgewiesen werden.

Datenquelle: (Ecofys 2010); Aufbereitung: IHS

Eine großflächige Nutzung der Meeresenergie und damit ein nennenswerter Beitrag zur regenerativen Stromversorgung sind nicht möglich.

### 11.3. Meeresenergietechnologien für deutsche Standorte

Wie oben erwähnt gibt es kaum Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie an deutschen Standorten. Die Energiedichte für die einzelnen Technologien ist zum einen sehr gering. Zum anderen liegen Nutzungskonflikte vor. Deshalb kommen für eventuelle Standorte nur sehr wenige Technologien

infrage. Im Folgenden werden die Technologien, die für deutsche Standorte in Frage kommen, für die unterschiedlichen Energieformen diskutiert.

### 11.3.1. Gezeitenkraftwerke

Im Bereich der Gezeitenkraftwerke besteht ein geringes Potenzial zur eventuellen Errichtung einiger weniger Anlagen. Aber durch den Nutzungskonflikt, vor allem mit Schifffahrt, Naturschutz und Fischerei, wird ein konventionelles Gezeitenkraftwerk, bei dem ein ganzer Meerbusen oder eine Flussmündung abgesperrt wird (wie z. B. in La Rance) kaum realisierbar sein.

Eine mögliche realisierbare Technologie stellt hier der Bau einer „Tidal-Lagoon“ dar. Diese umweltverträglichere Bauweise unterbricht nicht die Durchgängigkeit großer Bereiche. Damit bleibt sowohl die Schifffahrt ohne Einschränkungen möglich, ebenso ist das Wanderverhalten von Lebewesen (vor allem Fische) nicht unterbrochen. Damit stellt ein solches Kraftwerk einen erheblich geringeren Eingriff in die Natur dar.

Der Nachteil eines Lagunen-Kraftwerks liegt darin, dass im Vergleich zu konventionellen Gezeitenkraftwerken ein deutlich längerer Damm notwendig ist. Es ist deshalb eine vergleichsmäßig einfache und damit kostengünstige Dammbauweise erforderlich. Dies könnte eine Bauweise sein, wie sie für den Bau der Swansea-Lagoon-Anlage (siehe Kapitel 11.5.1.1) vorgesehen ist. Der schematische Aufbau eines solchen Damms ist in Abbildung 11.23 gezeigt.

Mit dieser Technologie wären theoretisch ein paar wenige Anlagen realisierbar. Diese Anlagen würden aber eine deutlich niedrigere Leistung aufweisen, als die in Tabelle 11.2 gezeigten Standorte. Man muss von Anlagen unter 50 MW Leistung ausgehen. Natürlich handelt es sich bei solchen Projekten um ganz individuelle Anlagen. Das bedeutet, dass die Ausführung, die Umweltverträglichkeit und die Wirtschaftlichkeit immer individuell zu prüfen und zu bewerten sind.

Ein Vorteil von Gezeitenkraftwerken ist, wie oben schon beschrieben, dass sie kurzzeitig sowohl positive als auch negative (bei entsprechender Ausrüstung mit pump-fähigen Turbinen) Regelenergie zur Verfügung stellen können. Weiter würde sich der Lagunendamm auch dazu eignen, um darauf eventuell „Off-shore“-Windkraftanlagen zu errichten, die damit leicht zugänglich wären.



Abbildung 11.23: Schematischer Aufbau eines Damms für ein Lagunen-Kraftwerk (Quelle: Leuschner o.J.)

### 11.3.2. Gezeitenströmungskraftwerke

Die in Deutschland vorhandenen wenigen Standorte, an denen die Errichtung von Meeresströmungskraftwerken möglich wäre, weisen eine verhältnismäßig geringe Strömungsgeschwindigkeit (im Vergleich mit anderen internationalen Standorten) auf. Darüber hinaus ist die Wassertiefe an den infrage kommenden Standorten eher gering (fast immer  $< 20$  m). Das bedeutet, dass man sehr effiziente Maschinen braucht, damit auch bei den kleinen Geschwindigkeiten noch akzeptable Leistungen erzielbar sind. Das spricht für effiziente horizontal-achsige Turbinen.

Allerdings ist wegen der geringen Wassertiefe der realisierbare Rotordurchmesser gering. Betrachtet man die Tiefeneinschränkung durch den Tidenhub, eventuelle Oberflächenwellen sowie die Bodengrenzschicht so sind maximale Rotordurchmesser kleiner 10 m realisierbar.

Eine für diese Standorte sinnvolle Entwicklung stellt die Triton Technologie von Schottel dar. Diese ist in Abbildung 11.24 dargestellt. Im Gegensatz zum den „konventionellen“ horizontal-achsigen Ablagen, wie zum Beispiel im MeyGen-Projekt von Andritz Hammerfest eingesetzt (siehe Abbildung 11.6), werden hier eine größere Anzahl kleiner Rotoren eingesetzt. Damit erreicht man vor allem bei geringeren Wassertiefen eine gute Nutzung der zur Verfügung stehenden durchströmten Flächen. Gleichzeitig verwendet man dabei effiziente horizontal-achsige Rotoren.

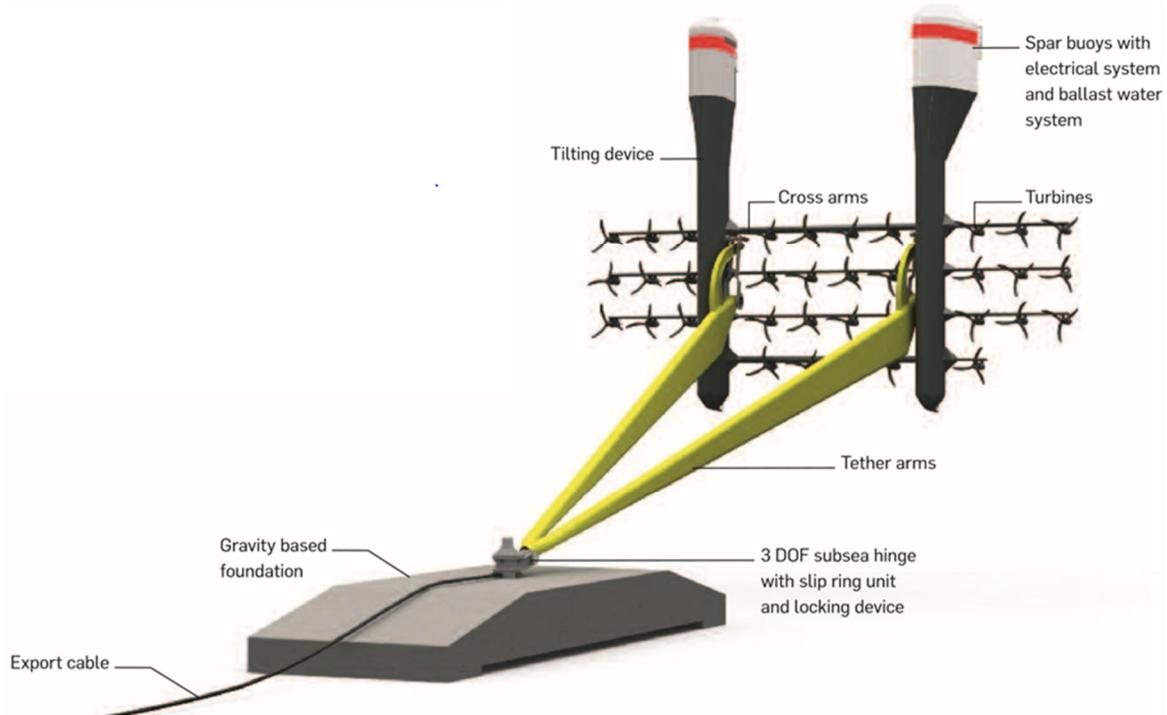


Abbildung 11.24: TRITON-Haltestruktur mit SIT Turbinen von Schottel (Grafik: Schottel Hydro 2014)

Auch hier gilt, dass bei einer Installation für jeden Standort individuell die Ausführung, die Umweltverträglichkeit und vor allem die Wirtschaftlichkeit geprüft werden muss.

### 11.3.3. Wellenkraftwerke

Eventuell infrage kommende deutsche Standorte zur Wellenenergienutzung liegen in küstenfernen Bereichen. Damit scheiden Onshore-Anlagen aus. Es kommen also nur schwimmende „Off-shore“-Anlagen infrage.

Durch die große Entfernung zur Küste scheiden auch Kombinationsbauten zum Küstenschutz und zur Energiegewinnung aus (z. B. Breakwaterturbinen, Abbildung 11.14 oder SSG-Anlagen, Abbildung 11.1). Hierfür wäre maximal ein kleines Potenzial an der Küste Helgolands vorhanden.

Durch die vergleichsweise geringe Wellenhöhe in deutschen Gewässern im Vergleich zu internationalen guten Standorten stellen Overtopping-Anlagen keine ideale Technologie dar. Für diese Standorte können sich Point-Absorber eignen, die speziell auf kleine Wellenhöhen angepasst sind. Das könnten unter anderen auch die Anlagen von NEMOS oder SINN Power sein (siehe Kapitel 11.4).

Eventuell können auch schwimmende OWC-Anlagen zu einem sinnvollen Einsatz kommen. Dabei muss aber auf einen relativ großen Arbeitsbereich der Anlage geachtet werden. Dies kann zum Beispiel durch die Verwendung unterschiedlich großer Wellsturbinen an einem Kollektor erreicht werden.

### 11.3.4. Osmosekraftwerke

Osmosekraftwerke kommen für Deutschland nicht infrage, deswegen gibt es dafür auch keine geeignete Technologie.

### 11.3.5. OTEC-Anlagen

Auch für OTEC-Kraftwerke gibt es in Deutschland keine potenziellen Standorte. Eine geeignete Technologie ist nicht vorhanden.

## 11.4. Mögliche Beteiligung deutscher Unternehmen an Meeresenergieprojekten

Wie oben dargestellt ist das Potenzial zur Meeresenergienutzung in Deutschland sehr gering. Derzeit gibt es daher keine Projekte in Deutschland und solche wird es auch künftig, wenn überhaupt, nur sehr vereinzelt geben. Dennoch kann die Meeresenergie für deutsche Industrieunternehmen eine gewisse Bedeutung erlangen, wenn international an geeigneten Standorten eine große Anzahl an Projekten realisiert wird.

Im Folgenden wird nach den Energieformen die möglichen Beteiligungen von deutschen Unternehmen an Meeresenergieprojekten diskutiert.

### 11.4.1. Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke sind den konventionellen Wasserkraftwerken sehr ähnlich. Hier kommen mehr oder weniger konventionelle Wasserturbinen (üblicherweise Rohrturbinen) zum Einsatz. Diese müssen nur geringfügig für die anderen Gegebenheiten angepasst werden:

- Wechselnde Strömungsrichtung
- Salzwasser (Korrosion)

- Stark schwankende Fallhöhen

Das bedeutet, dass die Hersteller von konventionellen Wasserturbinen auch die elektromechanische Ausrüstung für Gezeitenkraftwerke liefern können.

In Deutschland hat mit der Firma Voith in Heidenheim einer der weltweit drei größten Turbinenbauer ihren Sitz. Ebenfalls ist hier der größte Standort der Firma Andritz, die ebenfalls zu den drei größten Turbinenherstellern zählt. Andritz stattete zum Beispiel das Shiwa-Kraftwerk mit Turbinen aus und wird wahrscheinlich auch das Swansea-Lagoon-Kraftwerk ausstatten.

Neben der elektromechanischen Ausrüstung könnten deutsche Baufirmen die erforderlichen Baumaßnahmen abdecken.

Beim Bau von Gezeitenkraftwerken können also deutsche Unternehmen einen erheblichen Beitrag leisten und so eine große Wertschöpfung in Deutschland erreichen. Vor allem bei der elektromechanischen Ausrüstung von Gezeitenkraftwerken dürften deutsche Unternehmen (bzw. deutsche Standorte internationaler Unternehmen) Weltmarktführer sein.

#### 11.4.2. Gezeitenströmungskraftwerke

Gezeitenströmungsturbinen werden von der Firma Schottel angeboten. Sie haben eine eigenständige Entwicklung der SIT Turbinen und arbeiten an der Triton-Haltestruktur mit englischen Partnern zusammen. Schottel baut unter anderem die Turbinen für das FORCE Tidal Test Center in Canada, siehe Kapitel 11.5.

Die Firma Andritz Hammerfest, eine Tochter der Firma Andritz mit Sitz in Glasgow entwickelt Strömungsturbinen z. B. für das MeyGen Projekt, siehe Kapitel 11.5.2.1. Die Konstruktion und Fertigung dieser Maschinen, siehe Abbildung 11.6, erfolgt am deutschen Standort von Andritz in Ravensburg.

Andere Unternehmen, die ebenfalls in der Entwicklung von Gezeitenströmungsturbinen tätig waren, sind in den letzten Jahren ausgestiegen.

Es sind also zwei deutsche Unternehmen im Bereich der Gezeitenströmungsturbinen tätig und an konkreten Projekten beteiligt, siehe Kapitel 11.5.

#### 11.4.3. Wellenkraftwerke

Im Bereich Wellenenergie sind zurzeit drei deutsche Unternehmen tätig, die eigene Projekte entwickeln:

- Bosch-Rexroth (EPoSIL-Projekt)
- NEMOS GmbH
- SINN Power GmbH

Bei den Projekten handelt es sich um skalierte Demonstrationsanlagen oder Prototypen.

Beim EPoSIL-Projekt von Bosch Rexroth handelt es sich um einen Pointabsorber, der eine komplett neue Stromerzeugung mittels elektro-aktiver Polymere verwendet. Das ist noch ein reines Forschungsprojekt und bisher erst im Wellenkanal getestet.

Auch bei dem Projekt von Nemos handelt es sich um einen Punktabsorber. Hier wird ein Schwimmkörper, der der Wellenbewegung folgt, über Seile am Boden verspannt. Die Relativbewegung wird dann ausgenutzt. Bisher ist davon eine skalierte Anlage im Maßstab 1:5 getestet.

SINN Power hat ihr Projekt bei Heraklion auf Kreta im Wasser. Hier sollen Dauerversuche gemacht werden, um die Zuverlässigkeit der Komponenten zu testen. Es handelt sich ebenfalls um einen Punktabsorber, der die Relativbewegung zwischen einzelnen „Beinen“ ausnützt. Eine Skizze der Anlage ist in Abbildung 11.25 dargestellt.

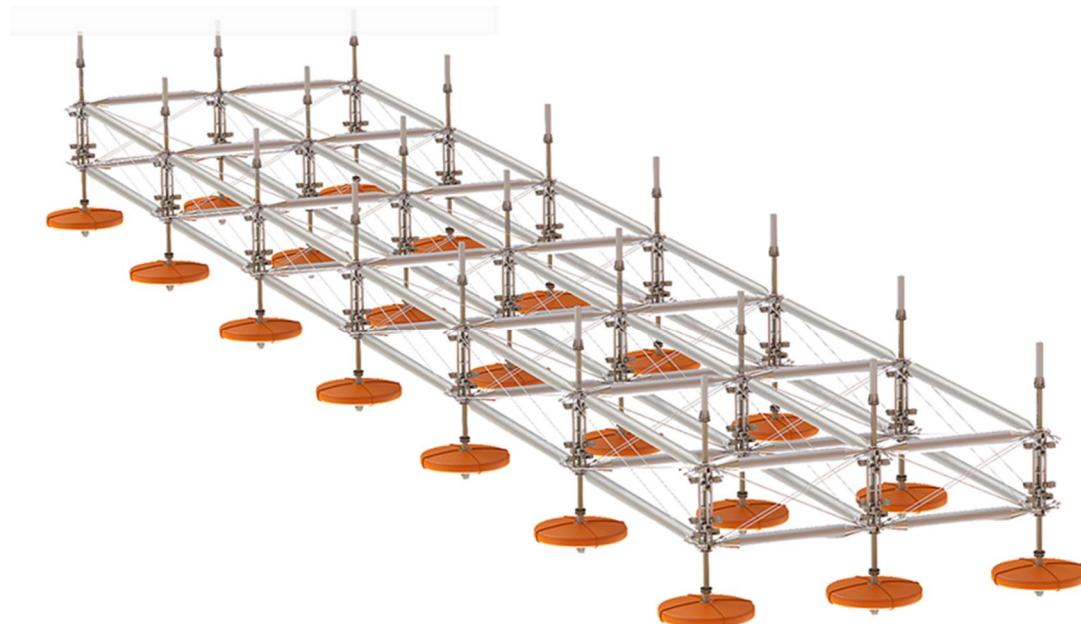


Abbildung 11.25: Point-Absorber der Firma SINN Power (Grafik: Sinnpower 2018)

Alle Projekte von deutschen Firmen sind noch in der Entwicklung, es laufen erste skalierte Demonstrationsanlagen. Für eine Beteiligung dieser Firmen und ihrer Technologie an kommerziellen Projekten ist es noch deutlich zu früh. Deshalb kann auch noch nicht abgeschätzt werden, was für ein Nutzen für diese Firmen entsteht.

#### 11.4.4. Osmosekraftwerke

Da es z. Z. keine Projekte für Osmosekraftwerke gibt, arbeiten auch keine Firmen direkt auf diesem Gebiet. Allerdings gibt es deutsche Unternehmen, die die Schlüsseltechnologien für Meerwasserentsalzungsanlagen nach dem Umkehr-Osmoseprinzip anbieten. Diese Firmen sind prädestiniert, wesentliche Bauteile für ein Osmosekraftwerk zu liefern. Zu nennen ist hier die Firma KSB, die eine eigenständige Tochterfirma für Drucktauscher (eine Kernkomponente bei Osmose-Kraftwerken) gegründet hat.

#### 11.4.5. OTEC-Anlagen

Bei OTEC-Anlagen entfällt ein großer Anteil der Fertigung auf die Groß-Anlagentechnik, die typischerweise vor Ort von lokalen Anbietern geleistet wird. Deutsche Anlagenbauer wären zwar dazu in der Lage solche Arbeiten vorzunehmen, sie sind aber nicht an OTEC-Anlagen beteiligt.

### 11.4.6. Deutsche Zulieferer

Andere deutsche Unternehmen sind als Zulieferer an Meeresenergieprojekten beteiligt. Zu nennen sind hier (siehe IA-OES 2016):

- Bosch Rexroth,
- Schaeffler,
- Contitech,
- Tyssen Krupp,
- Hunger Hydraulik,
- Hydec.

Sie liefern Komponenten sowohl für Gezeitenströmungs- als auch für Wellenenergieanlagen wie z. B. Lager, Dichtungen, Hydraulik und anderes.

Neben den deutschen Industrieunternehmen sind auch deutsche Zertifizierungsunternehmen (z. B. Germanische Llyod) an Meeresenergieprojekten beteiligt. Ebenfalls arbeiten deutsche Consulting-Unternehmen auf diesem Gebiet im Bereich der Planung und Projektentwicklung.

### 11.4.7. Zusammenfassung

Unabhängig davon, dass es in der Meeresenergie in Deutschland keine Projekte gibt und wahrscheinlich auch künftig zumindest keine größeren Projekte geben wird, sind derzeit einige deutsche Firmen in der Meeresenergie tätig. Diese Firmen haben das Potenzial für eine intensive Mitarbeit, wenn es international mehr und größere Projekte geben wird. Dadurch kann die Meeresenergie zwar keinen nennenswerten Beitrag zur deutschen Stromproduktion liefern. Für die deutsche Industrie kann aber ein großer Technologieexport bei einer Wertschöpfung in Deutschland erfolgen.

## 11.5. Aktuelle Projekte

Weltweit gibt es zahlreiche Projekte in der Meeresenergie. Bei den meisten Projekten handelt es sich dabei jedoch um Demonstrationsanlagen im Forschungs- oder Entwicklungsstadium. Einzelne Prototypen sind auch sehr oft an den vorhandenen Testzentren, z. B. EMEC, installiert. Oft handelt es sich hier um reine Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Nur wenige Projekte haben den Stand, dass sie für eine wirkliche kommerzielle Markteinführung zur Verfügung stehen.

Im Folgenden sollen nur die größeren Installationen bzw. Projekte vorgestellt werden, die sich zumindest nahe an einer Kommerzialisierung befinden, d. h. dass Parkanordnungen von mehreren Maschinen zur Realisierung kommen. Weiter sollen sich die Anlagen im Bau oder schon im Betrieb befinden oder zumindest unmittelbar vor Baubeginn. Die Aufstellung ist wiederum nach Energiesparten geordnet.

### 11.5.1. Gezeitenkraftwerke

#### 11.5.1.1. Swansea Lagoon

Eines der größten Gezeitenkraftwerksprojekte war das Severn-Barrage-Projekt in Großbritannien in der Nähe von Bristol. Über viele Jahre wurde dazu geplant, Studien erstellt usw. (erste Planungen gehen übrigens schon auf das 18. Jahrhundert zurück). Diese Anlage sollte einen Teil des Bristol

Channels mit einem 16 km langen Damm absperren und eine Leistung von 8,6 GW aufweisen. Mittlerweile wurde dieses Projekt jedoch definitiv abgelehnt und stattdessen sollen dort sechs Tidal Lagoons gebaut werden.

Die erste Lagune wird bei Swansea gebaut. In einem ca. 9 km langen Damm sollen 16 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 320 MW eingesetzt werden. In Abbildung 11.26 ist eine Skizze der Lagune dargestellt. Man sieht, dass hier nicht mehr ein ganzer Bereich abgetrennt wird, sondern dass „nur“ ein Becken in die Swansea Bay gebaut wird. Damit erreicht man einen deutlich geringeren Eingriff in die Gewässerstruktur.

An diesem Projekt wird die Firma Andritz Hydro als Lieferant für die elektromechanische Ausrüstung beteiligt sein. Als Baubeginn für diese Anlage ist das Jahr 2018 vorgesehen.



Abbildung 11.26: Geplantes „Tidal Lagoon“-Kraftwerk in der Swansea Bay (Foto: Tidal Lagoon Power o.J.)

Im Bristol Channel sind noch weitere Lagunen geplant. Abbildung 11.27 zeigt die vorgesehenen Standorte. Bei Realisierung aller Anlagen ergäbe sich eine Gesamtleistung von ca. 4 GW. Eine Zeitschiene für den Bau der weiteren Anlagen steht aber noch nicht fest.



Abbildung 11.27: Geplante weitere Lagunen im Bristol Channel (Foto: Kretschmer 2015)

Wie beschrieben sind deutsche Unternehmen unter den Weltmarktführern für die elektromechanische Ausrüstung solcher Kraftwerke. Bei der vorgesehenen großen Stückzahl und der Größe der Maschinen (7-8 m Laufraddurchmesser) könnte daraus ein großer wirtschaftlicher Nutzen für deutsche Turbinenbauer erwachsen.

### 11.5.1.2. Incheon-Projekt

Ein weiteres Gezeitenkraftwerk ist in Korea bei Incheon geplant und steht vor dem Baubeginn. Dieses Kraftwerk soll eine Leistung von mehr als 1 GW haben. Auch hier besteht eine gute Chance für deutsche Turbinenbauer die elektromechanische Ausrüstung zu liefern.

## 11.5.2. Gezeitenströmungskraftwerke

### 11.5.2.1. MeyGen-Projekt

Der wohl größte Fortschritt in den letzten Jahren im Bereich der Strömungsturbinen wurde wohl bei dem MeyGen-Projekt am Pentland Firth, UK, gemacht. Als langfristiges Ziel in den nächsten zehn Jahren sollen hier Turbinen mit einer Gesamtleistung von 398 MW installiert werden.

Das Projekt der Firma Atlantis ist in mehrere Phasen unterteilt:

- Phase 1A: Installation von 4 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 6 MW
- Phase 1B: Installation weiterer 4 Turbinen auf neuartigen Fundamenten, Gesamtleistung 6 MW
- Phase 1C: Installation von weiteren 49 Turbinen, Gesamtleistung 73,5 MW
- Phase 2 und 3: Installation von weiteren Turbinen bis zu einer Leistung der Gesamtanlage von 398 MW (für diese Leistung liegt die Genehmigung vor).

Phase 1A ist seit Ende 2017 abgeschlossen und die 4 Maschinen sind installiert und liefern Strom. Eine der vier Turbinen wurde von der Firma Atlantis geliefert, siehe Abbildung 11.28. Drei Turbinen kommen aus Ravensburg von Andritz Hammerfest, siehe Abbildung 11.6 und Abbildung 11.29.



Abbildung 11.28: Gezeitenströmungsturbine der Firma Atlantis (Foto: BusinessGreen 2017)



Abbildung 11.29: Gezeitenströmungsturbine der Firma Andritz Hammerfest bei der Installation (Foto: Andritz)

#### 11.5.2.2. Scotrenewables SR 2000

Die Firma Scotrenewables entwickelte eine schwimmende Strömungsturbine SR2000 mit einer Leistung von 2 MW. Diese wurde erfolgreich am EMEC getestet. Die Turbine ist schematisch in Abbildung 11.30 dargestellt. Die Turbine soll jetzt in einem kleinen Turbinenpark mit einer Leistung von 10 MW in Orkney installiert werden. Dazu wurde die Genehmigung beantragt.

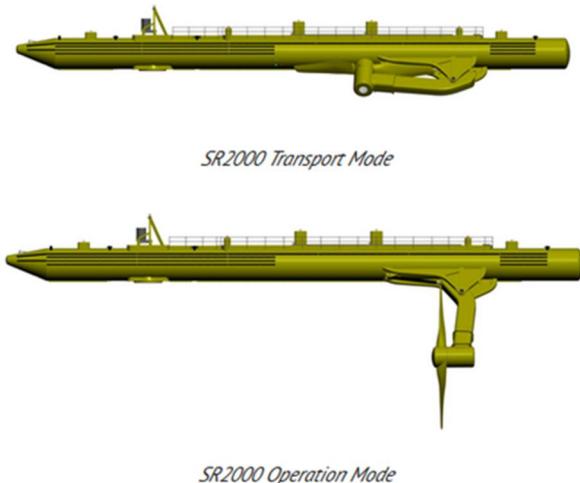


Abbildung 11.30: Schwimmende Gezeitenturbine SR 2000 von Scotrenewables (Grafik: Scotrenewables 2016)

#### 11.5.2.3. Normandie Hydro Tidal Farm

Ein weiteres Park-Projekt wird in der Normandie von der Firma DCNS in Zusammenarbeit mit der EDF durchgeführt. Hier sollen 7 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 14 MW installiert werden. Zum Einsatz kommen Turbinen von OpenHydro. Das sind Turbinen mit einer offenen Nabe und außenliegendem Generator, siehe Abbildung 11.31.



Abbildung 11.31: Gezeitenströmungsturbine der Firma OpenHydro (Foto: TidalEnergy Today 2017)

#### 11.5.2.4. Schottel SR 100 mit TRITON Supportstruktur

Die Firma Schottel entwickelt die Gezeitenströmungsturbine SR100 und arbeitet an der Triton-Haltestruktur mit englischen Partnern zusammen. Ein solches Turbinen-Array wurde für das FORCE Tidal Test Center in Canada geliefert. Die Technik dieser Anlage kann in Abbildung 11.24 gesehen werden. Zwar handelt es sich hier noch nicht um eine größere Park-Installation, das Projekt sollte dennoch erwähnt werden, weil es sehr stark von einem deutschen Unternehmen getragen wird.

#### 11.5.2.5. Zusammenfassung der Gezeitenströmungsprojekte

Die gegebene Zusammenstellung von Gezeitenströmungsprojekten, die am Anfang zu einer Kommerzialisierung stehen, hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Man sieht daraus aber, dass sich die Entwicklung fortsetzt. Vor einigen Jahren gab es ausschließlich Demonstrations- und

Pilotanlage. Mittlerweile werden erfolgreich erste Parks entwickelt und man kann davon ausgehen, dass die Kommerzialisierung dieser Technology zügig voran schreiten wird.

Deutsch Unternehmen sind an dieser Entwicklung nennenswert beteiligt, obwohl natürlich die Projektentwicklung vor allem in Großbritannien stattfindet.

### 11.5.3. Wellenkraftwerke

#### 11.5.3.1. Erste Wellenenergieparks

Im Bereich der Wellenenergie gibt es erste Parks, die realisiert werden. An diesen Parks ist die Beteiligung deutscher Unternehmen relativ gering. Nur als Zulieferer von Einzelteilen treten sie hier in Erscheinung. Deshalb werden diese Entwicklungen hier nur kurz vorgestellt

Die Firma Carnegie Clean Energy entwickelt mit CETO 6 eine Boje zur Nutzung der Wellenenergie. Diese Boje wurde erfolgreich getestet. An der „Wave Hub“-Site in Cornwell wird jetzt ein erster kleiner Park von solchen Bojen installiert. Die Installation erfolgt in 2 Phasen:

1. Installation einer 1 MW Einheit
2. Installation des kommerziellen Arrays bestehend aus weiteren 15 Einheiten.

Die Firma ESB installiert in ihrem WestWave-Projekt an der Westküste von Irland ein 5 MW Array. Die Genehmigung dafür wurde beantragt.

#### 11.5.3.2. Deutsche Projekte/Entwicklungen

Entwicklungen mit nennenswerter Beteiligung deutscher Firmen sind nicht bekannt. Wie oben erwähnt arbeiten die drei deutsche Firmen

- Bosch-Rexroth (EPoSil-Projekt)
- NEMOS GmbH
- SINN Power GmbH

an der Entwicklung eigener Wellen-Konverter. Diese sind aber noch nicht in dem Stand einer Kommerzialisierung.

#### 11.5.3.3. Zusammenfassung der Wellenkraftwerksprojekte

Auch im Bereich der Wellenkraftwerke gibt es mittlerweile verschiedene erfolgreich getestete Anlagen. Auch hier steht man am Beginn, jetzt kleinere Parks oder Arrays zu installieren. Damit steht auch diese Technologie am Beginn einer möglichen Kommerzialisierung.

Deutsche Unternehmen sind an den aktuellen Projekten kaum beteiligt.

### 11.5.4. Osmosekraftwerke

In diesem Bereich sind keine aktuellen Projekte bekannt.

### 11.5.5. OTEC-Kraftwerke

Im Bereich der OTEC-Anlagen finden auch ein paar Projektentwicklungen statt. An diesen Projektentwicklungen sind keine deutschen Firmen beteiligt. Bei OTEC handelt es sich meist um individuelle Anlagen für einen gegebenen Standort. Park-Installationen sind hier nicht vorgesehen.

Die wesentlichen Projektentwicklungen werden in folgenden Ländern durchgeführt:

- Frankreich (Mauritius)
- Korea
- Indien

## 11.6. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden zunächst die Technologien zur Nutzung der unterschiedlichen Meeresenergieformen dargestellt.

Anschließend wird das Meeresenergiopotenzial für Deutschland erläutert. Hierzu kann man zusammenfassen, dass es nur ein sehr geringes Potenzial zur Energiegewinnung gibt. Im internationalen Vergleich zu derzeit genutzten Standorten sind die deutschen Standorte deutlich schlechter. Lediglich an einzelnen, wenigen Standorten wären Installationen überhaupt machbar und ihre Realisierbarkeit könnte individuell untersucht werden.

Weiter wurde der mögliche Nutzen für deutsche Unternehmen bei internationalen Meeresenergieprojekten diskutiert. Hier kann festgestellt werden, dass vor allem beim Bau von Gezeitenkraftwerken ein großer Nutzen für deutsche Turbinenbauer gegeben sein könnte. Auch im Bereich der Gezeitenströmungskraftwerke gibt es deutsche Unternehmen, die einen wesentlichen Nutzen haben können, da sie entsprechende Turbinen anbieten (Andritz Hydro Ravensburg, Schottel). Im Bereich der Wellenenergie sind deutsche Unternehmen kaum beteiligt, hier treten sie lediglich als Zulieferer von Einzelteilen auf.

Weiter wurde eine kurze Zusammenfassung über aktuelle Meeresenergieprojekte gegeben. Es zeigt sich, dass die Gezeitenkraftwerke wieder in den Fokus des Interesses gerückt sind. Man kann hier davon ausgehen, dass in naher Zukunft große Neuanlagen ans Netz gehen werden. Im Bereich der Meeresströmung sind erste Turbinen-Parks im Entstehen. Hier ist vor allem das Projekt MeyGen Vorrreiter, wo eine Genehmigung für eine Leistung von 398 MW vorliegt. Der Bereich der Wellenenergie ist etwas hinter dem Strömungsbereich zurück, aber auch da wird jetzt an der Installation erster Parks gearbeitet. Im Bereich der Osmosekraftwerke findet derzeit keine Entwicklung statt. Bei OTEC-Anlagen wird an wenigen Einzelprojekten gearbeitet.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass in den letzten Jahren eher eine Konsolidierung im Bereich der Meeresenergie stattgefunden hat, dennoch wurden große Fortschritte erzielt und die Meeresenergie-Technologien stehen am Beginn einer Kommerzialisierung.

## 12. Wasserkraftpotenziale

Die Wasserkraft ist eine erneuerbare Energiequelle, die seit vielen Jahrzehnten genutzt wird. Die Zahl der Querbauwerke, an denen eine neue Wasserkraftnutzung wirtschaftlich und ökologisch zulässig ist, ist daher sehr begrenzt. Die Errichtung zusätzlicher Querbauwerke ist aufgrund des Verschlechterungsverbots der EU-WRRL nahezu ausgeschlossen. Auch nach § 40 Absatz 4 EEG 2014 und EEG 2017 besteht ein Anspruch auf Vergütung an neu errichteten Staubaufwerken nur, wenn sie vorrangig zu anderen Zwecken als zur Stromerzeugung aus Wasserkraft errichtet worden sind. Das zusätzliche Ausbaupotenzial wird daher durch Modernisierung bestehender Anlagen und durch den Neubau an bestehenden, bisher ungenutzten Querbauwerken gesehen.

Im Auftrag des BMU wurde das zusätzlich ausbaubare Erzeugungspotenzial (in GWh) in den Gewässern Deutschlands ermittelt (Anderer et al. 2010a). Grundlage der Untersuchung bildete die bestehende Nutzung mit einer installierten Leistung der Wasserkraftanlagen von etwa 4,0 GW im Jahr 2010 (ohne die Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken und ohne ausländische Anteile von WKA an deutschen Grenzgewässern). Im langjährigen Mittel wurde dabei eine Jahresarbeit von 20,9 TWh erzeugt. In diesem Wert ist die Erzeugung aus dem natürlichen Zufluss der Pumpspeicherkraftwerke enthalten.

Das technische Zubaupotenzial wurde einerseits aus dem Linienpotenzial der Gewässer (Anderer et al. 2010b) bestimmt und andererseits aus dem Erweiterungs- und Modernisierungspotenzial bestehender Wasserkraftanlagen der Leistung > 1 MW ermittelt (Bauer et al. 2010).

Die Potenzialstudie ergab für die großen Gewässer ein bisher nicht genutztes, technisches Erzeugungspotenzial von etwa 4 TWh oder 19 %, von dem allein ca. 2,7 TWh an bestehenden Standorten zusätzlich erschlossen 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.

### 12.1. Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale

Das bisher nicht genutzte Wasserkraftpotenzial an vorhandenen Staustufen ist nach § 35 Absatz 3 WHG durch die Bundesländer bzw. die zuständigen Behörden 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.

Im Rahmen des Erfahrungsberichtes zum EEG 2012 (BMWi 2014) wurden die oberen Wasserbehörden der Bundesländer in Bezug auf § 35 Absatz 3 WHG befragt,

- ob nach dem Jahr 2009 Potenzialuntersuchungen durchgeführt wurden und

- auf welche Weise die Ergebnisse zu standortspezifischen Potenzialen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht wurden.

Diese Informationen wurden für den vorliegenden Bericht durch Recherchen in Veröffentlichungen und eigenen Arbeiten aktualisiert. Tabelle 12.1 zeigt, dass in den Bundesländern zahlreiche Untersuchungen zum Wasserkraftpotenzial durchgeführt wurden. Die seit der Veröffentlichung von (BMWi 2014) durchgeführten Studien werden im Anschluss zusammengefasst bzw. erläutert.

Die meisten Bundesländer nutzen bei der geforderten Ausweisung der Potenziale das Internet zur Veröffentlichung, führen öffentliche Informationsveranstaltungen durch und/oder veröffentlichen entsprechende Berichte.

**Tabelle 12.1: 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); Studie zur Prüfung § 35 (3) WHG wurde zu Beginn 2018 ausgeschrieben	Bearbeitung voraussichtlich im Jahr 2018
BE			Keine aktuelle Untersuchung, Potenzial gering	
BW	Ermittlung des Wasserkraftpotenzials	landesweit, ohne Bundeswasserstraße Neckar	Reiss et al. (2017), Energieatlas BW (2017)	Veröffentlichung im Internet, bei 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 Genehmigungsverfahren an; Erarbeitung „Gebietskulisse Wasserkraft“
HB			praktisch 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 ( $Q_{min}$ , $Q_{FAA}$ , $Q_{Bypass}$ )	Theobald et al. (2011), Ausweisung des Bestands der WKA in <a href="https://www.energieportal-mittelhessen.de/energiekarte.html">https://www.energieportal-mittelhessen.de/energiekarte.html</a>	Darstellung potenzieller Standorte in Theobald et al (2011)
MV	Untersuchung zum Wasserkraftpotenzial	landesweit	Rindelhardt (2011a)	
NI	Antwort der Landesregierung vom 15.5.2002 auf eine Anfrage des Landtages zur Förderung der Wasserkraftnutzung (Drucksache 14/3397)	landesweit	Darstellung des Bestands an Sohlenbauwerken in <a href="http://www.wasserdaten.niedersachsen.de/cadenza/pages/map/default/index.xhtml">http://www.wasserdaten.niedersachsen.de/cadenza/pages/map/default/index.xhtml</a>	Liste potenzieller Standorte im Anhang der Veröffentlichung (Drucksache 14/3397)
NW	Untersuchung des Wasserkraftpotenzials an Querbauwerken und Wasserkraftanlagen im Rahmen der Potenzialstudien zu den erneuerbaren Energieformen	Technisch-ökologisches Potenzial für alle Standorte von Querbauwerken und Wasserkraftanlagen unter Berücksichtigung ökologischer	LANUV (2017)	Veröffentlichung: Fachinformationsystem Energieatlas NRW ( <a href="http://www.energieatlasnrw.de">www.energieatlasnrw.de</a> )

		Restriktionen als minimales und maximales Szenario		
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 in 2011	Fachveranstaltungen und Weitergabe der Liste potenzieller WKA auf Anfrage
SH	Untersuchung des Wasserkraftpotenzials aus 1990	landesweit, Liste aller Mühlenstandorte	SH-MSGE (1990), Broschüre	Keine Maßnahmen; große Potenziale bereits genutzt, keine Unterstützung kleiner Anlagen (LLUR 2018)
SL	Potenzialermittlung für die erneuerbaren Energien	landesweit	IZES (2007)	
SN	Ermittlung der technischen Potenziale der erneuerbaren Energieträger in Sachsen, sowie der wirtschaftlichen Umsetzungsmöglichkeiten (VEE 2008)	landesweit		In 2017 Datenaufnahme der Querbauwerke und Untersuchung „Statusprüfung Durchgängigkeit der Querbauwerke“, Bericht bisher unveröffentlicht
ST	Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 bis 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung	landesweit	EUPD&DCTI (2012)	Keine neuen Untersuchen (mündliche Hinweis des Umwelt-ministeriums vom 8.2.2018)
TH	Innerhalb der Studien zur Wiederherstellung der Durchgängigkeit wurde das Ausbaupotenzial der Wasserkraft standortspezifisch untersucht	Techn.-wirtsch.-ökol. Potenzial für die Gewässer Ilm, Unstrut, Saale; Werra; Gera, Apfelstädt und Ohra. Geplant sind Schwarza, Loquitz, Ulster, Schleuse/Nahe	Veröffentlichung der Studien auf der Internet Seite des TLUG; Anderer et al. (2014)	Veröffentlichung Studien, öffentliche Workshops

Quelle: (Literatur und BMWi 2014); Auswertung: IBFM

### 12.1.1. Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg wurde landesweit das Ausbau- und Neubaupotenzial für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 1.000 kW an Standorten von bestehenden Wehren und Wasserkraftanlagen durchgeführt (Reiss et al. 2017; Energieatlas BW 2017). Aus der Untersuchung von mehr als 17.000 Standorten ergibt sich für Baden-Württemberg unter Berücksichtigung ökologischer Rahmenbedingungen in zwei Szenarien ein Potenzial von etwa 140 bis 210 GWh/a. Das Neubaupotenzial beträgt dabei rund 20 % des Gesamtpotenzials. Insgesamt ergibt die Untersuchung, dass in Baden-Württemberg bereits eine intensive Nutzung der Wasserkraft durch Anlagen mit  $P < 1.000 \text{ kW}$  besteht. Es konnten praktisch keine Querbauwerke mit einem Neubaupotenzial  $\geq 100 \text{ kW}$  ermittelt werden.

Nach dem Energieatlas BW (2017) konnten als ökonomisch attraktiv 23 Standorte mit einem Gesamtpotenzial von rund 8 GWh/a identifiziert werden (Tabelle 12.2).

*Tabelle 12.2: Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Baden-Württemberg für verschiedene Einzugsgebiete; \* ohne Bundeswasserstrasse Neckar*

Gewässer-einzugsgebiet	Anzahl untersuchter Standorte	Technisch-ökonomisch-ökologisches Potenzial [GWh/a]	Anzahl ökonomisch attraktiver Standorte	Ökonomisch attraktives Gesamtpotenzial [GWh/a]
Bodensee	673	5	2	1
Donau	1.179	12	2	0,13
Hochrhein	613	16,5	9	2,2
Main	159	2,3	1	0,3
Neckar*	1.473	103	7	2,8
Oberrhein	2.201	24,7	2	1,5
Gesamt	6.298	163,5	23	7,93

Quelle: (Energieatlas BW 2017)

### 12.1.2. Nordrhein-Westfalen

Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) des Landes Nordrhein-Westfalen (NW) veranlasste in den letzten Jahren die Erarbeitung von Potenzialstudien zu den erneuerbaren Energieformen Windkraft, Solarenergie, Biomassenutzung, Geothermie und Wasserkraft. Dabei sollten Möglichkeiten und Grenzen dieser Energieformen untersucht werden. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden der Öffentlichkeit über das Fachinformationssystem Energieatlas NRW ([www.energieatlasnrw.de](http://www.energieatlasnrw.de)) zugänglich gemacht.

Nordrhein-Westfalen hatte bereits im Jahr 2006 im Auftrag des Umweltministeriums eine Potenzialermittlung für die Wasserkraft durchgeführt (Anderer et al. 2007). Eine Überarbeitung im Rahmen der Potenzialstudie Erneuerbare Energien des LANUV wurde jedoch als erforderlich angesehen, da sich die rechtlichen Rahmenbedingungen geändert haben (z. B. Vergütungsregelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014) und darüber hinaus mögliche Veränderungen an den Standorten innerhalb der vorliegenden Studie berücksichtigt werden sollten.

Neben der Analyse des Bestandes an Wasserkraftanlagen wurden die ungenutzten Potenziale an vorhandenen Querbauwerken und Talsperren im Land sowie das Repoweringpotenzial an bereits bestehenden Wasserkraftanlagen untersucht und quantifiziert. Darüber hinaus wurde die Auswirkung des Klimawandels auf die Wasserkraftnutzung, sowie die Potenziale an Infrastrukturanlagen und für kinetische Strömungsmaschinen betrachtet. Methoden und Ergebnisse sind in LANUV (2017) veröffentlicht.

Insgesamt wurde im Jahr 2014 durch die Wasserkraft eine Strommenge von 533 GWh erzeugt bei einer Gesamtleistung von 189 MW (ohne Pumpspeicherkraftwerke).

Vor dem Hintergrund der landesweiten Auswertung wurden weder Gutachten für einzelne Standorte erstellt, noch konnten sämtliche für die Genehmigung von Wasserkraftanlagen relevanten Aspekte berücksichtigt werden. Neben dem technischen Potenzial, berechnet als theoretische Größe aus Absturzhöhe und Abfluss, wurden in Szenarien weitere ökologische und

wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt, um damit eine bessere Einschätzung der Potenziale und ihrer Realisierungswahrscheinlichkeiten zu ermöglichen.

Im Ergebnis wurden ein „maximales Szenario“ und ein „minimales Szenario“ betrachtet. Für Standorte mit einer Mindestleistung von 50 kW liegt das ungenutzte Leistungspotenzial zwischen 14 MW und 24,4 MW bzw. das Erzeugungspotenzial zwischen bzw. 60 GWh/a und 110 GWh/a. Damit liegt das Potenzial zwischen 10 und 20 %. Da bei der Potenzialermittlung keine Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit durchgeführt wurden, ist zu erwarten, dass die Zubaupotenziale wesentlich geringer ausfallen.

### 12.1.3. Thüringen

Für die sogenannten Schwerpunktgewässer in Thüringen, an denen nach den Bewirtschaftungsplänen die Herstellung der Durchgängigkeit den Schwerpunkt der umzusetzenden Maßnahmen darstellt, wurden Konzepte zur ökologischen Sanierung erstellt. Darüber hinaus wurde die zusätzliche Nutzung der Wasserkraft für alle Standorte von Querbauwerken unter Beachtung der erforderlichen ökologischen Maßnahmen und der dadurch verringerten Ausbaudurchflüsse geprüft. Zu den bereits bearbeiteten Gewässern gehören Ilm, Werra, Saale, Unstrut, Gera, Ohra, und Apfelstädt.

Erläuterungsberichte sind bisher für Ilm, Werra, Saale, Unstrut auf der Internetseite der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie veröffentlicht (TLUG 2018). Während das Potenzial an der Ilm bereits ausgebaut ist, wurden an Unstrut, Werra und Saale Standorte ermittelt, an denen eine erste Abschätzung der Investitionen für die Wasserkraftanlagen und die ökologischen Maßnahmen und der zu erzielenden Erträge zeigt, dass nur für einzelne bisher nicht ausgebauten Standorte ein wirtschaftlicher Betrieb unter den gemachten Annahmen möglich sein kann (Anderer et al. 2014; TLUG 2018). Für Unstrut, Werra und Saale ergibt sich ein mögliches Leistungspotenzial von rund 2 MW.

## 12.2. Zubaupotenzial für WKA mit $P \geq 1$ MW aus Betreiberumfrage

In den 163 Rückmeldungen der Betreiber entsprechend 2,5 GW installierter Leistung wurde für 40 Anlagen der Leistung  $P \geq 1$  MW angegeben, dass kein Zubaupotenzial vorhanden sei. Einige Anlagen wurden bereits modernisiert und für 28 Anlagen wurde eine Zubauleistung von insgesamt 23,1 MW genannt. Dies entspricht etwa 1 % der Leistung der Anlagen, für die eine Rückmeldung vorliegt. An den meisten Wasserkraftanlagen wurden Zubauleistungen von 3 % angegeben. Für eine Anlage wurde 12 % und für eine andere 20% angegeben.

Zu bedenken ist, dass die meisten Betreiber keine Angaben zum Potenzial machten und dass zu erwarten ist, dass das Potenzial größer ist. Die Betreiber wiesen aber auch darauf hin, dass die im EEG angeführte Leistungserhöhung von 10 % für große Anlagen in der Regel nicht durch einfache Maßnahmen zu erzielen sei. Bei den Wasserkraftanlagen, die bereits gut ausgebaut seien, könnte höchstens durch die Vergrößerung der Fallhöhe d. h. durch Absenken des Unterwasserspiegels oder Erhöhung des Durchflusses das Leistungsvermögen erhöht werden (Kapitel 13.1.2).

### 12.3. Potenziale Pumpspeicherkraftwerke

In diversen Studien wurden für einzelne Bundesländer (Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen) potenzielle Pumpspeicherkraftwerksstandorte systematisch untersucht. Im

Ergebnis haben sich viele theoretisch mögliche Standorte gezeigt, von denen nur sehr wenige in Ansätzen weiterverfolgt wurden, da v. a. lokale Interessen dem entgegenstanden und eine Weiterverfolgung der Projekte derzeit nicht möglich gemacht haben. Darüber hinaus sind die in Ansätzen weiterverfolgten Standorte derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar, siehe auch Kap. 10.2.2.

## 12.4. Speicherpotenziale in Fließgewässern und Kanälen

In Zukunft werden verstärkt volatile Energiequellen zum Einsatz kommen, so dass der Bedarf an Speicherkapazitäten zunehmen wird. Da mit Wasser als Speichermedium seit langem in Pumpspeicherkraftwerken gute Erfahrungen vorliegen, werden in verschiedenen Untersuchungen andere Möglichkeiten einer entsprechenden Nutzung von Wasser betrachtet. Neben dem Potenzial an Speicherseen wird in den folgenden Untersuchungen das Speicherpotenzial von Fließgewässern unter Verwendung bestehender Strukturen wie Laufwasserkraftwerken abgeschätzt.

### 12.4.1. Speicherpotenzial an WKA der Leistung > 1 MW

Das Speicherpotenzial bestehender Wasserkraftanlagen wurde von Seidel (2017) untersucht. Unter der Annahme, dass für Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen eine Stauzielvariation von  $\Delta h = 30$  cm und für schwelfähige Laufwasserkraftanlagen ein  $\Delta h = 100$  cm realisierbar ist, ermittelte Seidel für 430 Anlagen der Leistung > 1 MW ein Speicherpotenzial von insgesamt etwa 4,86 GWh. Dies entspricht in etwa dem Speicherenergieinhalt einzelner großer Pumpspeicherkraftwerke wie z. B. dem PSW Waldeck 2 (Tabelle 10.2).

### 12.4.2. Speicherpotenzial an Bundeswasserstraßen

In einem durch die EU geförderten Projekt (EnERgioN) wurde untersucht, inwieweit die Bundeswasserstraßen als Energiespeicher fungieren können und welche Herausforderungen damit verbunden sind (Weiss et al. 2015). Im Vergleich zu Neubauprojekten von PSW werden u. a. folgende Vorteile gesehen:

- Ein Großteil der bestehenden Infrastruktur kann genutzt werden. An den untersuchten Staubaufwerken bzw. Schleusenanlagen sind bereits Pumpen mit ausreichender Leistung installiert. Ober- bzw. Unterbecken werden durch die Wasserstraße gebildet und sind somit bereits vorhanden.
- Die Wasserstraßen befinden sich in Bundeseigentum, Umbaumaßnahmen werden als geringfügig erachtet, so dass mit schnellen Genehmigungsverfahren gerechnet wird.
- Ein Großteil der Anlagen (Pumpen, Schleusen) ist bereits in Betrieb, sodass Auswirkungen auf Umwelt, Anwohner und Ökologie vorrangig durch die Installation zusätzlicher Anlagen wie z. B. Turbinen zu erwarten sind.

Die Autoren weisen darauf hin, dass bei einer Speichernutzung mit einem erheblichen Regelungsaufwand gerechnet wird, da die primäre Aufgabe der Bundeswasserstraßenverwaltung in der Gewährleistung der Schifffahrt und der optimierten Bewirtschaftung der Wasserressourcen besteht. Insbesondere im Bereich des Mittellandkanals zwischen Oder und Rhein werden nennenswerte Potenziale bei guten Randbedingungen erwartet und näher untersucht. Als zulässige Wasserspiegelvariation werden Werte zwischen etwa 10 cm und 40 cm genannt. Da die Energie und Leistung für einzelne Staubecken gering ist, wird der Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk empfohlen.

Als ein Ergebnis des Projektes wurde beispielsweise für das Schiffshebewerk Scharnebeck und die Schleuse in Uelzen zusammen ein Speicherpotenzial von 105 MWh pro Lastzyklus ermittelt. Kleinere Pumpspeicherkraftwerke zeigen Speicherpotenziale in dieser Größenordnung (Tabelle 10.2).

## 13. Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten für den Ausbau der Wasserkraft aus Betreibersicht

Die Ergebnisse der oben dargestellten Datenauswertungen und Recherchen zeigen, dass bestimmte regulatorische Vorgaben den Ausbau der Wasserkraft fördern oder behindern. Neben den Erneuerbare-Energien-Gesetzen haben die gesetzlichen Vorgaben und die Praxis der wasserrechtlichen Genehmigungen sowie die Möglichkeiten der Vermarktung außerhalb des EEG einen entscheidenden Einfluss auf Ausbau und Erschließung weiterer Potenziale.

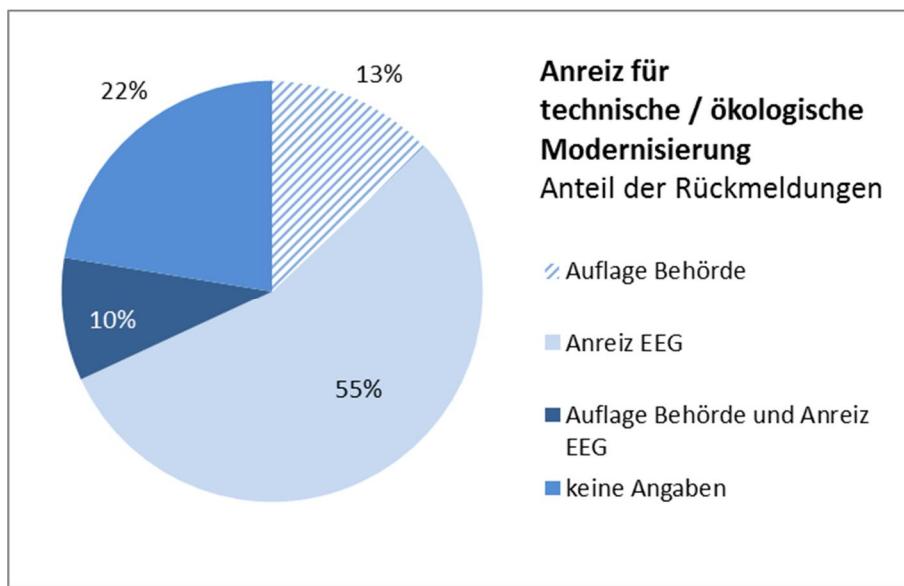
### 13.1. EEG-spezifische Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten

Seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 und des EEG 2017 wurde die Erhöhung der Leistung oder des Leistungsvermögens als Grundvoraussetzung für eine Förderung nach EEG aufgenommen. Es zeigt sich, dass dieser Anreiz Wirkung gezeigt hat (Kapitel 5.1.1). So wurde im Zeitraum von August 2014 bis Dezember 2017 ein Zubau von ca. 35 MW an ca. 880 Anlagen durch Ertüchtigung und an etwa 140 Anlagen durch Neubau bzw. Reaktivierung erzielt. Der Zubau fand an über 650 Anlagen der Leistungsklasse < 100 kW statt, so dass durch die gesetzlichen Regelungen insbesondere der technische Zustand älterer, aber relativ kleiner Anlagen verbessert werden konnte.

Aus den Umfragen bei den Betreibern in Bezug auf Anreize und Hemmnisse für den Bau von Wasserkraftanlagen oder für die Durchführung von Modernisierungsmaßnahmen ergeben sich die im Folgenden dargestellten Hinweise.

#### 13.1.1. Anreize und Hemmnisse für Anlagen mit $P < 1 \text{ MW}$

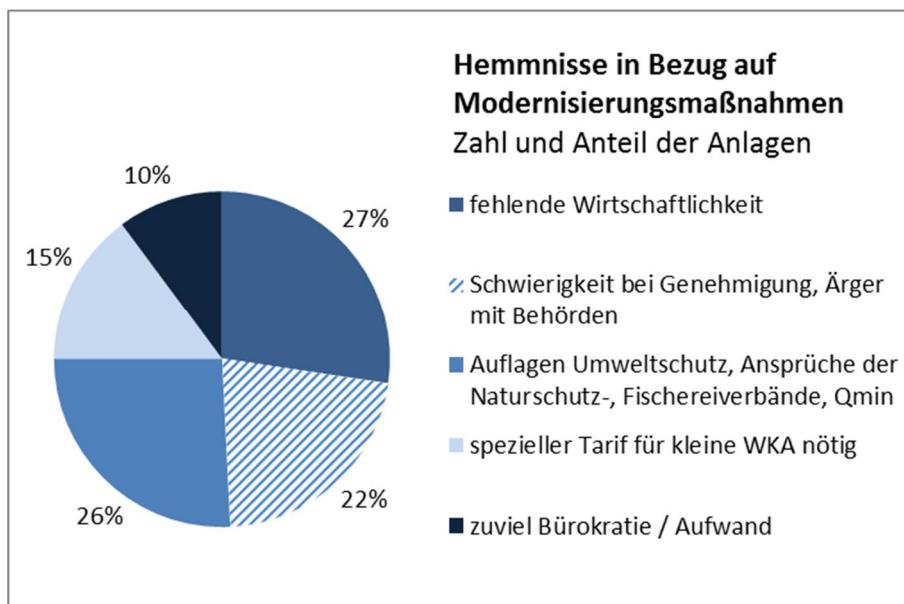
Bei den Rückläufen der Betreiberumfrage zu Wasserkraftanlagen der Leistung < 1 MW wurden in 13 % der Fälle die Auflage einer Behörde, in 55 % das EEG und in 10 % der Fälle die Auflage der Behörde in Kombination mit dem Anreiz durch das EEG als Anreiz für die technische oder ökologische Modernisierung angegeben. Durch die Modernisierung über das EEG wurde eine Steigerung der Vergütung von im Mittel 8,95 ct/kWh auf im Mittel 12,3 ct/kWh erzielt.



Datenquelle: Betreiberumfrage für P < 1 MW; Auswertung: IBFM

Abbildung 13.1: Nennung von Anreizen bzgl. Modernisierungsmaßnahmen aus der Betreiberumfrage für Anlagen der Leistung < 1 MW

Bei der Befragung nach Hemmnissen bezüglich der Durchführung von Modernisierungsmaßnahmen wurden überwiegend fünf Gruppen von Hemmnissen genannt (Abbildung 13.2). Die am häufigsten genannte Erschwernis war mit 27 % die fehlende Wirtschaftlichkeit, gefolgt von den Auflagen zu Umweltschutz und Ansprüchen der Naturschutz- und Fischereiverbände (26 %), die beispielsweise den Mindestabfluss betreffen. 15 % der Rückläufer wünschten einen speziellen Tarif mit einer höheren Vergütung für die kleinen Wasserkraftanlagen. 10 % der Rückantworten verzeichneten zu viel Bürokratie.



Datenquelle: Betreiberumfrage für P < 1 MW; Auswertung: IBFM

Abbildung 13.2: Nennung von Hemmnissen bzgl. Modernisierungsmaßnahmen aus der Betreiberumfrage für Anlagen der Leistung < 1 MW

Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind und nach dem 31. Dezember 2016 ertüchtigt wurden gelten nach § 40 (2) EEG 2017 mit Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme als „neu in Betrieb genommen“. Dies kann dazu führen, dass Anlagen, die eine Einspeisevergütung erhalten und nach der Ertüchtigung über eine Leistung > 100 kW verfügen, nach EEG 2017 zur Direktvermarktung verpflichtet werden. Dies wird von Seiten der Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg e. V. kritisiert, da die Direktvermarktung im Bereich < 500 kW für Anlagenbetreiber nicht lukrativ sei.

### 13.1.2. Anreize und Hemmnisse für Anlagen mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Wie in Kapitel 6.6 beschrieben, können Wasserkraftanlagen bei länger anhaltenden niedrigen Börsenpreisen in wirtschaftliche Bedrängnis geraten. Betreiber und Verbände sehen daher eine Orientierung am Marktprämienmodell, das die Höhe der Betriebskosten deckt, als zusätzlichen Anreiz an, die Anlagen auch bei sehr niedrigen Börsenpreisen weiter zu betreiben bzw. für einen reibungslosen Weiterbetrieb ausreichend zu warten. Mit dieser Maßnahme könnte einer Verringerung des Bestandes durch Außerbetriebnahmen vorgebeugt werden.

Die im EEG 2017 geforderte Leistungssteigerung von 10 % ohne wasserrechtliche Gestattung ist für viele Bestandsanlagen nicht erreichbar. Die Anlagen verfügen in der Regel über hohe Wirkungsgrade, werden durch regelmäßige Wartung in einem guten Zustand erhalten und können kaum Verbesserungen in dem geforderten Bereich  $\geq 10\%$  erzielen. Planer und Betreiber führen an, dass eine Erhöhung der Leistung im Bereich von 10% nur über die Vergrößerung der Fallhöhe, oder des Ausbaudurchflusses möglich ist, für die eine wasserrechtliche Genehmigung erforderlich wird. Das scheuen Unternehmen wegen möglicher zusätzlicher Auflagen und der langwierigen Verfahren.

Bei großen Anlagen können schon kleine Verbesserungen (z. B. Erhöhung Leistungsvermögen) mit hohen Investitionen verbunden sein. Für diese Anlagen würde daher ein erheblicher Anreiz geschaffen, wenn die EEG-Förderung bereits bei kleineren Maßnahmen bzw. Maßnahmen mit einer Leistungssteigerung < 10 % greifen würde.

Die Anerkennung zusätzlicher Ertüchtigungsmaßnahmen für die EEG-Förderung, wie z. B. ökologische Maßnahmen, würde aus Betreibersicht einen weiteren Anreiz für den Anlagenausbau schaffen. Beispielsweise führe der Einbau einer fischfreundlicheren Turbine zu höheren Erzeugungsverlusten und Investitionen, die durch die EEG-Vergütung nicht abzudecken sind.

## 13.2. Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten außerhalb des EEG

Zahlreiche Betreiber von Wasserkraftanlagen sehen die größten Hemmnisse für den Anlagenbau oder Zubau in der Umsetzung der Umwelt- und Wassergesetze, die den Bau und den Betrieb von Wasserkraftanlagen durch den hohen Genehmigungsaufwand und die hohen Genehmigungsaufgaben unrentabel werden lassen. Nachträgliche Eingriffe und die Anordnungsfähigkeit machten die Investition unsicher.

Die Anforderungen des WHG bezüglich Herstellung der Durchgängigkeit, Abgabe eines Mindestabflusses bei Ausleitungskraftwerken und Schutz der Fischpopulationen sind in der Regel durch den Betreiber der Wasserkraftanlage zu erfüllen. Die hierfür erforderlichen Kosten sind bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten für Neuanlagen berücksichtigt. Die Lücke zwischen der EEG-Förderung und den Stromgestehungskosten bei Leistungen unter 1 MW (Kapitel 6.4) kann

entweder durch eine Änderung der Fördersätze innerhalb des EEG oder durch Fördermaßnahmen außerhalb des EEG gefüllt werden. Förderprogramme zur Unterstützung der Umsetzung der ökologischen Maßnahmen werden von mehreren Bundesländern angeboten bzw. wurden in 2016/2017 unter Berücksichtigung der EU-Förderbestimmungen neu aufgelegt.

Betreiber nehmen die bestehenden Forschungsdefizite bei ökologischen Maßnahmen an Anlagen mit einem Ausbaudurchfluss  $> 50 \text{ m}^3/\text{s}$  als erschwerend wahr. Bisher hätten im Zuge von Wiederbewilligungen durch die Betreiber teilweise Grundlagenforschung durchgeführt werden müssen, wobei das Risiko und die Kosten allein auf Seiten der Betreiber liegen. Als Beispiele seien hier genannt:

- Innkraftwerke des Verbund: umfangreiche Grundlagenuntersuchungen zur Rolle und Bedeutung von Strukturmaßnahmen in Fließgewässern für die Fischfauna
- Kraftwerk Baldeney, Hengsteysee, Ruhr: Entwicklung eines Fischliftsystems am KIT, Errichtung läuft.
- Verband Aare-Rhein, F&E-Projekt an der ETH Zürich zur Gestaltung von Fischschutz- und Fischleiteinrichtungen, die in die Installation des erarbeiteten Systems an zwei Kraftwerken mit höheren Abflüssen führt.

Es ist richtig, dass insbesondere für Wasserkraftanlagen mit großem Ausbaudurchfluss bisher geeignete technische Lösungen fehlen, um den Schutz der Fischpopulationen bei Aufrechterhaltung der Wasserkraftnutzung zu verwirklichen. Um den Wissensstand hier zu erweitern, wurden Projekte initiiert, die die Förderung von Pilotanlagen und die Begleitung durch Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zum Ziel haben (Eddersheim, Griesheim, ...). Erste Ergebnisse dieser Projekte betreffen die wissenschaftlichen Grundlagen zur Fischökologie. Mit konkreten, umgesetzten technischen Ergebnissen ist erst langfristig zu rechnen.

## 14. Literaturverzeichnis

AGEE-Stat, 2015. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2015, Hrsg: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

AGEE-Stat, 2016. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2016, Hrsg: Umweltbundesamt

AGEE-Stat, 2017. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2017, Hrsg: Umweltbundesamt

AGEE-Stat, 2018: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Februar 2018, Hrsg: Umweltbundesamt

AG-WK-NW, 2018. Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke NRW e. V. ; persönliche Mitteilung vom 13.2.2018.

alt.energy, 2008, Pelamis at sea, <http://www.altdotenergy.com/wp-content/uploads/2008/11/pelamis-at-sea.jpg>, Aufruf 13.2.2018

Anderer, P., U. Dumont, R. Kolf, 2007. Das Wasserkraftpotenzial in Nordrhein-Westfalen, In: Wasser und Abfall, Heft 7-8, 2007, S. 16-20.

Anderer, P., U. Dumont, S. Heimerl, A. Ruprecht, U. Wolf-Schumann, 2010a. Das Wasserkraftpotential in Deutschland. In: WasserWirtschaft 100, Nr. 9, 2010, S. 12-16.

Anderer, P., U. Dumont, S. Heimerl, A. Ruprecht, U. Wolf-Schumann, 2010b. Vom Linienpotential zum technischen Wasserkraftpotential – Methode. In: WasserWirtschaft 100, Nr. 9, 2010, S. 17-22.

Anderer, P., S. Naumann, 2013. Lenkungswirkung der Erneuerbare-Energien-Gesetze (EEG 2004 und 2009) für die ökologische Modernisierung von Wasserkraftanlagen – Ergebnisse einer Umfrage. In: WasserWirtschaft Nr. 3, 2013, S. 16-20.

Anderer, P., C. Bauerfeind, J. Görlach, 2014. Durchgängigkeitskonzept Unstut; In: WasserWirtschaft Nr. 7/8, 2014.

Anlagenregisterverordnung, AnlRegV, 2014. Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (vom 01.08.2014)

Aqua Libre, 2013. Die Strom-Boje® & persönliche Auskunft ([www.aqualibre.at](http://www.aqualibre.at); Aufruf 28.03.2013).

Bard, J., C. Dick, M. Hau, M. Puchta, 2017. StEnSea – ein neuartiges Offshore-Pumpspeicherkonzept. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Nr. 10, S. 69-72.

Barthel, C., 2016. Strömungswasserkraftmaschine Horizontal?Wasserrad - Entwicklungskonzept für kleine Wasserkraftmaschinen. Vortrag Fachforum Fluss-Strom 27.09.2016.

Baselt, I., 2017. Die hydraulisch-mechanische Herleitung des Turbinenmodells zur Steffturbine. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Nr. 5, S. 42-47.

Bauer, N., A. Ruprecht, S. Heimerl, 2010. Ermittlung des Wasserkraftpotenzials an Standorten mit einer Leistung über 1 MW in Deutschland. In: WasserWirtschaft 100, Heft 9, 2010, S. 23.

Bayerische Landeskraftwerke, 2017. (<https://www.landeskraftwerke.bayern/>; Aufruf 09.01.2018)

Bayerischer Rundfunk, 2017. (<https://www.br.de/nachrichten/oberbayern/inhalt/weltweit-einmalig-spatenstich-fuer-wasserkraftwerk-in-grossweil-garmisch-partenkirchen-100.html>; Aufruf 09.01.2018)

BDEW, 2018, Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.). „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018 – Haushalte und Industrie“. Berlin.

BDW, 2017. Interview am 30.8.2017 zum Thema Wasserkraft und EEG.

BDW, 2017a. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e. V., Empfehlungen zur Bundestagswahl 2017, Berlin.

Bega Wasserkraftanlagen GmbH, 1997. Persönliche Informationen, Bochum.

BEW-Power, 2012. Die Lamellenturbine ([www.bew-power.com](http://www.bew-power.com); Aufruf: 26.01.2013).

BFE, 2017. Bundesamt für Energie, Schweiz; Energiestrategie 2050 ([http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier\\_id=06919](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier_id=06919); Aufruf vom 18.12.2017).

BFE, 2017a. Bundesamt für Energie, Schweiz; Informationen zur Förderung der erneuerbaren Energien (<http://www.bfe.admin.ch/themen/06902/02073/index.html?lang=de>; Aufruf vom 18.12.2017).

BFE, 2017b. Bundesamt für Energie, Schweiz; Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (<https://www.admin.ch/opc/de/official-compilation/2017/7031.pdf>; Aufruf vom 18.12.2017).

BFE, 2017c. Bundesamt für Energie, Schweiz; Energiestrategie 2050 ([http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier\\_id=06919](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier_id=06919); Aufruf vom 18.12.2017).

BFE, 2017c. Bundesamt für Energie, Schweiz; Information zur Wasserkraftnutzung im Zusammenhang mit der Energiestrategie Schweiz (<http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de>; Aufruf vom 18.12.2017).

BFG, 2015. Bundesanstalt für Gewässerkunde; Erhalt und Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit der Bundeswasserstraßen – Bundesweites Priorisierungskonzept und Maßnahmenpriorisierung für den Fischaufstieg – 1. Fortschrittsbericht.

BfN, 2017. ([www.natur-und-erneuerbare.de/projektdatenbank/projekte/fischschutz-und-wasserkraft](http://www.natur-und-erneuerbare.de/projektdatenbank/projekte/fischschutz-und-wasserkraft), Aufruf vom 18.07.2017).

BMU, 2010. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.),  
Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage  
für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustategie, 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.

BMVBS, 2012. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Erhaltung und  
Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit der Bundeswasserstraßen -  
Erläuterungsbericht zu Handlungskonzeption und Priorisierungskonzept des BMVBS.

BMWi, 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): „Vorbereitung und Begleitung  
der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG“, Vorhaben IId Wasserkraft.  
Berlin.

BMWi, 2015. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.):  
EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016 , Stand 15.  
Oktober 2015.

BMWi, 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Regionale Grünstromkennzeichnung,  
Eckpunktepapier vom 11. März 2016.

BMWi, 2017. EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018.

BNetzA, 2008. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
(Hrsg.): „EEG Statistikbericht 2010“, April 2008.

BNetzA, 2012. Bundesnetzagentur (BNetzA) - EEG in Zahlen 2012.

BNetzA, 2013. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
(Hrsg.): „EEG Statistikbericht 2011“, August 2013.

BNetzA, 2013a. Plausibilisierte Daten der BNetzA aus dem Jahr 2013 (verknüpfte Daten).

BNetzA, 2013b. Bundesnetzagentur (BNetzA) - EEG in Zahlen 2013.

BNetzA, 2014a. Plausibilisierte Stamm-und Bewegungsdaten der BNetzA aus den Jahren 2014.

BNetzA, 2014b. Bundesnetzagentur (BNetzA) - EEG in Zahlen 2014.

BNetzA, 2014c. Erläuterungen zu EEG-Vergütungskategorien-EEG 2014.

BNetzA, 2015. Bundesnetzagentur: Informationen zur Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 EEG  
2014, Daten der Übertragungsnetzbetreiber, Stand Dezember 2015.

BNetzA, 2015a. Plausibilisierte Stamm-und Bewegungsdaten der BNetzA aus den Jahren 2015.

BNetzA, 2015b. Bundesnetzagentur (BNetzA) - EEG in Zahlen 2015.

BNetzA, 2016a. Bundesnetzagentur (BNetzA) - EEG in Zahlen 2016.

BNetzA, 2016b. Anlagenregister Bundesnetzagentur, Stand Juli 2016.

BNetzA, 2016c. Netzsicherheitsmanagement – Abregelung Wasserkraftanlagen, Schreiben der Bundesnetzagentur an den Verband der Wasserkraftwerksbetreiber Sachsen und Sachsen-Anhalt e. V. vom 4.7.2016.

BNetzA, 2016d. Plausibilisierte Stamm-und Bewegungsdaten der BNetzA aus dem Jahr 2016.

BNetzA, 2016e: Bundesnetzagentur - Leitfaden zur Eigenversorgung Juli 2016.

BNetzA, 2017. Erläuterungen für das Formular zur Meldung von Erneuerbare-Energien-Anlagen an die Bundesnetzagentur.

BNetzA, 2017a. Strommarktplattform der Bundesnetzagentur.

<https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/marktdaten>, Aufruf vom 2.8.2017.

BNetzA, 2017b. Anlagenregister Bundesnetzagentur, Stand 01/2018.

BNetzA, 2017c. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Stand 07.11.2017.

BNetzA, 2017d. Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016; Stand 29. Mai 2017.

Brucker, M., 2012. Wasserkraft als Netzdienstleister am Beispiel der E.ON Wasserkraft GmbH. In: WasserWirtschaft, Nr. 7-8, 2012, S. 20-23.

BusinessGreen, 2017: Atlantis Resources hails tidal energy generation record for MeyGen project, <https://www.businessgreen.com/bg/news/3016469/atlantis-resources-hails-tidal-energy-generation-record-for-meygen-project>, Aufruf vom 13.2.2018

BW-UM, 2017. [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/Erneuerbare\\_Energien/Wasserkraft/Foerdergrundsaeze/Foerdergrundsaetze\\_kleine\\_Wasserkraft\\_Anpassung\\_2017.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserkraft/Foerdergrundsaeze/Foerdergrundsaetze_kleine_Wasserkraft_Anpassung_2017.pdf), Aufruf vom 30.1.2018.

Cerri, C.; Gafner, S., 2010. Wasserwirbelkraftwerk. Bachelor Thesis an der FH Nordwestschweiz, Windisch.

Conrad, J. et. al., 2016. Netzentlastung durch Laufwasserkraftwerke, BWK Bd. 68 (2016) Nr. 10, S. 52-54.

DESTATIS, 2015. Statistisches Bundesamt - Erhebung über Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, erschienen am 31.12.2015

DESTATIS, 2016. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/Konjunkturindikatoren/Preise/bpr110.html>, Aufruf vom 21.10.2016.

DESTATIS, 2016a. Monatbericht über die Energieversorgung für den Berichtsmonat Dezember 2016

DESTATIS, 2018. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/ElektrizitaetserzeugungIndustrie.html>, Aufruf vom 04.01.2018

Dumont, U. & R. Keuneke, 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft – Endbericht, Juni 2011, im Auftrag des BMU, S. 73.

DWA, 2005. DWA-Themen: Fischschutz- und Fischabstiegsanlagen - Bemessung, Gestaltung, Funktionskontrolle. - Hennef (DWA - Deutsche Vereinigung für Wasser-wirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.), 256 S.

EA-NRW, 2016. Energieagentur NRW; EA-NRW, 2016. Energieagentur NRW, Aufruf vom 19.1.2018.

Ecofys, 2010, Nutzung der Meeresenergie in Deutschland, Endbericht.

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 2012). Bundesgesetzblatt I 2011, 1634

EEG 2014: Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

EEG 2017: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017). Bundesrat Drucksache 355/16, 08.07.2016.

Energieatlas BW, 2017. Energieatlas Baden-Württemberg, <http://www.energieatlas-bw.de/wasser/potenzialanalyse>; Aufruf vom 12.6.2017.

Energieatlas BY, 2017. Energieatlas Bayern,  
[https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_wasser/umwetaspekte/monitoring/untersuchungsstandorte.html](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/umweltaspekte/monitoring/untersuchungsstandorte.html), Aufruf vom 31.5.2017.

Entertainer, 2017. RiverRider ([www.entertainer-energy.de](http://www.entertainer-energy.de); Aufruf: 22.06.2017).

Enkhardt, S.: Sonnen und Tennet vernetzen Photovoltaik-Heimspeicher per Blockchain-Technologie. In: [www.pv-magazine.de](http://www.pv-magazine.de). 2. Mai 2017; Aufruf vom 15. Dezember 2017.

ENTSO-E, 2017. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, <https://transparency.entsoe.eu/>, Aufruf: Dezember 2017.

EON & BEW, 2009. Potenzialstudie „Ausbaupotenziale Wasserkraft in Bayern“, Veröffentlichung der E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut und der Bayerischen Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg, September 2009

EPRI, 2011. Dixon, D., R. Dham: "Fish Friendly" Hydropower Turbine Development and Deployment: Alden Turbine Preliminary Engineering and Model Testing. Final Report. Palo Alto.

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

Federer, G, 2017. Bundesamt für Energie, Schweiz; persönliche Mitteilung vom 20.12.2017.

FfE, 2014. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken, im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, September 2014.

Forum Fischschutz und Fischabstieg, 2014. Empfehlungen und Ergebnisse des Forums „Fischschutz und Fischabstieg“, Synthesepapier <https://forum-fischschutz.de/synthesepapier-empfehlungen-und-ergebnisse-des-forums-fischschutz-fischabstieg>, Aufruf vom 12.2.1028.

Frei, M., 2017. Strom aus fliessendem Wasser dank waterblade. In: Das Kleinkraftwerk 90 (2017), Nr. 1, S. 16-22.

Giesecke, J., S. Heimerl, E. Mosonyi, 2013. Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 6. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 2014.

Giesecke, J., S. Heimerl, E. Mosonyi, 2013. Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 5. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag.

Grünig, T., 2013. Die fischfreundliche Niederdruckturbine, EurosolarKonferenz, Bonn, 2013.

Günther, M., 2015: Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken am Spotmarkt. In: Wasserkraftprojekte Band II, Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft; Springer Vieweg, 2015, S.341-345.

Hahn, M., 2018. Wenn die Zahlung plötzlich ausbleibt. In: Neuer Energie 01/2018, S. 60-61.

Heimerl, S., B. Kohler, 2014. Hydraulische Strömungsmaschinen für kleine Durchflüsse und niedrige Fallhöhen. In: Bulletin electro suisse (2014), Nr. 2, S. 31-37.

Heimerl, S., B. Kohler, M. Ebert, C. Libisch, 2013. Die großen Stauanlagen Deutschlands im Portrait. In: Deutsches TalsperrenKomitee e. V. (Hrsg.): Talsperren in Deutschland. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013, S. 35-491.

Heimerl, S. & J. Giesecke (2004): „Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003“, Wasserwirtschaft 94, Heft 10, S. 28-40

Hydro Energie Roth GmbH; Elektrizitätswerk Mittelbaden AG, 2012. Das bewegliche Wasserkraftwerk ([www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de](http://www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de); Aufruf 26.01.2013).

IAEW, 2014. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen; Darstellung aus BMWi (2014)

IA-OES, 2016: IA-OES Report 2016

Innogy, 2016. RWE Innogy GmbH, persönliche Mitteilung K. Erdelkamp, November 2016.

ISI et al., 2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse (IWES), Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM); Monitoring der Direkt vermarktung, Quartalsbericht (03/2017)

IWES et al., 2017. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse (IWES), Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Monitoring der Direkt vermarktung, Quartalsbericht (09/2017)

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

Juhrig, L., 2011. Die Very-Low-Head-Turbine - Technik und Anwendung. In: WasserWirtschaft 101 (2011), Nr. 10, S. 25-29.

Knapp, W., 2008: Projektbeschreibung WaveSSG, Technische Universität München, 2008.

Koch, H., S. Vögele, F. F. Hattermann, S. Huang, 2015. "The impact of climate change and variability on the generation of electrical power". In Meteorologische Zeitschrift, Vol. 24, No. 2, 173-188. April 2015.

Kretschmer, C., 2015: Analyse des Stands und Potenzials von Gezeitenkraftwerken und Einsatzoptimierung für ein ausgewähltes Kraftwerk. Bachelor-Arbeit, IHS Uni Stuttgart.

KSB AG, 2010. Flussturbinen am Netz. Pressemitteilung vom 13.09.2010.

LANUV, 2017. Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW, Teil 5 – Wasserkraft, Hrsg. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) Fachbericht 40, Recklinghausen, 2017.

Larroze, P. Y., 1990: Pumping in a tidal power plant, experience at La Rance and main aspects of the turbine design, Conference on Pumped storage, London, 1990.

Leuschner, U., ohne Jahr: Energie Wissen. Windparks vor der Küste. <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB109-7.htm>, Aufruf vom 13.2.2018

LfU BY, 2017. Landesamt für Umwelt Bayern , Persönliche Mitteilung und Hinweis auf die Veröffentlichung zur Erfassung von Schäden an Fischen, publiziert unter open Access unter <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/fme.12229/full>, Juni 2017.

LLUR, 2018. Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein, persönliche Mitteilung vom 13.2.2018.

Malcherek, A., H. Kulisch, C. Maerker, 2011. Die Steffturbine - eine auf einem Umlaufband beruhende Kleinwasserkraftanlage. In: WasserWirtschaft 101 (2011), Nr. 10, S. 30-33.

Markert, A., 2014. Fernsteuerbarkeit von Wasserkraftanlagen und Bestimmungen zum Kraftwerkseigenverbrauch, Vortrag im Rahmen des 1. Workshop zum Erfahrungsbericht zum EEG 2014, 4. November 2016, BMWi, Berlin.

Martie, Th, 2017. Förderung der Schweizer Wasserkraft ab 1. Januar 2018, Artikel vom 8.11.2017, (<http://www.evupartners.ch/foerderung-der-schweizer-wasserkraft-ab-1-januar-2018/>, Aufruf vom 18.12.2017)

Metzger, J., J. Schmidt, J. Bender, J. Wieland, J. Jensen, H.-L. Stiller, 2017. Entwicklung und Untersuchung eines Prototyps zur Energiewandlung (StECon). In: Korrespondenz Wasserwirtschaft 10 (2017), Nr. 5, S. 286-291.

MJ2 Technologies, 2012. Very low head turbine ([www.vlh-turbine.com](http://www.vlh-turbine.com); Aufruf: 26.01.2013).

Mühle, F., C. Rapp, O. Mayer, 2013. Experimentelle Untersuchungen an einem Wasserwirbel-Kraftwerk. In: WasserWirtschaft 103 (2013), Heft 7-8, S. 41-46

Müller, G., N. Linton, S. Schneider, 2012. Das Projekt HYLOW: Die Wasserdruckmaschine. In: KW Korrespondenz Wasserwirtschaft 5 (2012), Nr. 1, S. 30-36.

Netztransparenz, 2018: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>, Aufruf vom 26.6.2017, Auswertung Vorhaben Direktvermarktung vom Januar 2018.

Nuernbergk, D. M., 2007. Wasserräder mit Freihang. Detmold: Verlag Moritz Schäfer, 2007.

Nuernbergk, D. M., 2012a. Persönliche Auskunft, Erfurt.

Nuernbergk, D. M., 2012b. Wasserkraftschnecken. Detmold: Verlag Moritz Schäfer, 2012.

Nuernbergk, D. M., 2013. Wasserräder mit Kropfgerinne. 2. A. Detmold: Verlag Moritz Schäfer, 2013.

NW-MWEBWV, 2017. Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ (progres.nrw) – Programmbereich Markteinführung, Runderlass des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen vom 23. Oktober 2017, [https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/f/foerderpro\\_progres\\_nrw/do\\_markteinfuehrung/sonstige/richtlinie\\_2017.pdf](https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/f/foerderpro_progres_nrw/do_markteinfuehrung/sonstige/richtlinie_2017.pdf), Aufruf vom 30.1.2018

Odeh, M., 1999. A Summary of Environmentally Friendly Turbine Design Concepts, 16.

Penarth Daily News, 2015: UKIP "fully backs" plans for tidal lagoon in front of Penarth Pier, <https://penarthnews.wordpress.com/2015/04/13/ukip-fully-backs-plans-for-tidal-lagoon-in-front-of-penarth-pier/>, Aufruf vom 13.2.2018

Pöhler, F., A. Schleich, K. Engels, 2016. Herausforderungen für den Betrieb „großer“ Wasserkraftanlagen; Vortrag zum 1. Workshop zum Erfahrungsbericht EEG 2014, BMWi, Berlin, 4. November 2016.

Pro Idee, 2016. Blue Freedom - Das wohl kleinste Wasserkraftwerk der Welt. In: Das Kleinkraftwerk 88 (2016), Nr. 2, S. 46-47.

Pummer, E., H. Schüttrumpf, 2017. RWTH Aachen, Lehrstuhl und Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft (IWW); Die Wellenbildung in unterirdischen Pumpspeicherreservoirs, In: Wasser und Abfall, Ausgabe 1-2/2017

Rathke, J., F. Zotloeterer, M. Wendland, 2012. Kleinwasserkraftwerk mit Gravitationswirbel. In: BWK 64 (2012), Nr. 3, S. 18-21.

RefE - MaStRV Referentenentwurf Marktstammdatenregisterverordnung, 2016. Verordnung über die Registrierung energiewirtschaftlicher Daten (Stand vom 13.12.2016).

Reiss, J., A. Becker, S. Heimerl, 2017. Ergebnisse der Wasserkraftpotenzialermittlung in Baden-Württemberg. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Heft 10, S. 18-23.

Rindelhardt, U., 2011a. „Laufwasserkraftwerke in Mecklenburg-Vorpommern“. In: Wasserkraft & Energie 2/2011

Rindelhardt, U., 2011b. „Wasserkraftwerke in Brandenburg“. In: Wasserkraft & Energie 4/2011

Rösch, G., 2016. Barrierefreie Wasserentnahme durch Sohlentnahme zur Triebwasserentnahme aus einem Fließgewässer. In: Wasserkraft & Energie (2016), Nr. 3, S. 36-37.

Ruprecht, A., A. Ruopp, 2011. Entwicklung einer kinetischen Strömungsturbine. In: WasserWirtschaft 101 (2011), Nr. 10, S. 34-37.

Rutschmann, P., A. Sepp, F. Geiger, J. Barbier, 2011. Das Schachtkraftwerk - ein Wasserkraftkonzept in vollständiger Unterwasseranordnung. In: WasserWirtschaft 101 (2011), Nr. 7-8, S. 33-36.

Säcker, F. J. (Hrsg.): EEG 2014 Berliner Kommentar zum Energierecht. 2015.

Schechner, A., 2017. Der Naturstromspeicher: Ein flexibler Stromspeicher für die Energiewende. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Nr. 10, S. 63-68.

Schlesinger , M., D. Lindenberger, Ch. Lutz et al., 2014: Entwicklung der Energiemarkte – Energiereferenzprognose; Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück, 553 S.

Schneider, J., D. Hübner & E. Korte, 2012. Funktionskontrolle der Fischaufstiegs- und Fischabstiegshilfen sowie Erfassung der Mortalität bei Turbinendurchgang an der Wasserkraftanlagam Main. - Frankfurt am Main (BfS), im Auftrag der WKW Staustufe Kostheim/Main GmbH & Co. KG, 147 S.

Schottel Hydro, 2014: Cost-effective power from currents,  
[https://www.schottel.de/fileadmin/data/pdf/SCHOTTEL\\_HYDRO/SCHOTTEL\\_HYDRO\\_Instream\\_Energy.pdf](https://www.schottel.de/fileadmin/data/pdf/SCHOTTEL_HYDRO/SCHOTTEL_HYDRO_Instream_Energy.pdf), Aufruf vom 13.2.2018

scinexx.de, Wissenschaftsmagazin, 2010, Osmosestrom vor dem Siegeszug,  
<http://www.scinexx.de/dossier-detail-483-9.html>, Aufruf vom 13.2.2018

Scotrenewables, 2016: SR2000. Scotrenewables launched the full commercial scale SR2000 2MW, the wolrd's most powerful tidal turbine, at the European Marine Energy Centre in 2016,  
<http://www.scotrenewables.com/technology-development/sr2000>, Aufruf vom 13.2.2018

Seidel, C., 2017. Mögliche Flexibilisierungspotenziale der Wasserkraft in Deutschland. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Nr. 10, S. 41-45.

Sepp, A., F. Geiger, P. Rutschmann, 2016. Schachtkraftwerk - Konzept und Funktionskontrolle. In: KW Korrespondenz Wasserwirtschaft 9 (2016), Nr. 10, S. 619-626.

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.

Sinnpower, 2018: Our wave energy solutions, <https://www.sinnpower.com/energy-systems>, Aufruf vom 13.2.2018

Sitte, R, 2015. BMWi Referat III C 4, Vortrag im Rahmen des 21. Fachgespräch der Claringssstelle EEG am 8. Juni 2015, Harnack-Haus, Tagungsstätte der Max-Planck-Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften e. V., Berlin-Dahlem.

Smart Hydro Power GmbH, 2012. Kinetisches Kleinstwasserkraftwerk ([www.smart-hydro.de](http://www.smart-hydro.de); Aufruf 26.01.2013).

Statistisches Bundesamt, 2017: Erzeugerpreisindizes ([www.destatis.de](http://www.destatis.de); Aufruf 19.09.207)

Theobald, S., F. Roland, A. Rötz, 2011. „Analyse der hessischen Wasserkraftnutzung und Entwicklung einer Planungswerkzeuge „WKA-Aspekte““, Auftraggeber Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV), Wiesbaden, August 2011

Tidal Lagoon Power, ohne Jahr: An iconic, world-first infrastructure project in South West Wales, <http://www.tidallagoonpower.com/projects/swansea-bay/>, Aufruf vom 13.2.2018

TidalEnergy Today, 2015: VIDEO: The Rance Tidal Power Station, <https://tidalenergystoday.com/2015/01/26/video-the-rance-tidal-power-station/>, Aufruf vom 13.2.2018

TidalEnergy Today, 2017: France green-lights Normandie Hydro tidal pilot, <https://tidalenergystoday.com/2017/04/13/france-green-lights-normandie-hydro-tidal-pilot/>, Aufruf vom 13.2.2018

TLUG, 2018. Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie; [https://www.thueringen.de/th8/tlug/umweltthemen/wasserwirtschaft/wasserbau/durchgaengigkeit\\_werra/index.aspx](https://www.thueringen.de/th8/tlug/umweltthemen/wasserwirtschaft/wasserbau/durchgaengigkeit_werra/index.aspx), Aufruf vom 14.2.2018.

UBA, 2011. Umweltbundesamt (Hrsg.): Wasserkraftnutzung in Deutschland: Wasserrechtliche Aspekte, ökologisches Modernisierungspotenzial und Fördermöglichkeiten, Berlin.

UBA, 2018. Umweltbundesamt, Informationen zum Regionalnachweisregister; <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister>; Aufruf vom 05.01.2018.

U-Chang Plant, 2018: Overseas Works, <http://eng.ucplant.com/?p=97>, Aufruf vom 13.2.2018

UDE&RUB, 2017. Universität Duisburg-Essen und Ruhr-Universität Bochum; <http://www.upsw.de/index.php/de/startseite.html>; <http://www.sonnewindwaerme.de/panorama/bergwerk-pumpspeicher-kraftwerk>; Aufruf vom 6.2.2018.

VDN, 2007. Anlage 1 zum Beschluss BK6-13-200 der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 16.04.2014

VEE, 2008: „Grüne Ausbaustruktur 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

VLH, 2014. [www.vlh-turbine.com/fish](http://vlh-turbine.com/fish); Aufruf vom 19.05.2016

Voith, 2014. [www.voith.com](http://www.voith.com); Aufruf vom 19.05.2016

Voith, ohne Jahr, [http://www.voithhydro.com/vh\\_de\\_pus\\_meeresenergie\\_wellenkraftwerke.htm](http://www.voithhydro.com/vh_de_pus_meeresenergie_wellenkraftwerke.htm) – Aufruf von August 2011

Weichbrodt, F., D. Dimke, M. Behrrendt, P. Fröhle, 2012. Großmaßstäbliche Modellversuche mit einem schwimmenden Energiewandler. In: KW Korrespondenz Wasserwirtschaft 5 (2012), Nr. 5, S. 251-257.

Weiss , T., S. Mattner, F. Grumm, D. Schulz, 2015. Die Bundeswasserstraßen als Energiespeicher – Potenzial und Herausforderungen. In: Wasserkraftprojekte Band II, Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft; Springer Vieweg, 2015, S.90-95.

Wolf-Schumann, U., U. Dumont, 2010. „Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung in Deutschland“, Wasserwirtschaft 9 2010, S. 28 – 33.

WHG, 2009. Wasserhaushaltsgesetz, Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts, vom 31. Juli 2009 (BGBI.I Nr. 51 vom 6.8.2009, S. 2585), gültig ab 1.3.2010

WICON-Generatoren, 2012. WICON-Staudruckmaschine ([www.wicon.at](http://www.wicon.at); Aufruf: 26.01.2013).

## Anhang

# Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

## Teilvorhaben II d: Wasserkraft

In Zusammenarbeit mit:

**consentec**

**FICHTNER**  
WATER & TRANSPORTATION

**Hydrotec**  
Ingenieurgesellschaft für  
Wasser und Umwelt mbH

**IHS**

Erstellt im Auftrag des  
Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Energie

Aachen, Mai 2018



Erstellt durch:

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH  
Ein Unternehmen der **FICHTNER** Water & Transportation GmbH  
Bachstraße 62-64, 52066 Aachen  
+49 (0)241 / 565 272 0  
[info@floecksmuehle-fwt.de](mailto:info@floecksmuehle-fwt.de)  
Schwerpunkte: Projektleitung, Umfragen, Datenauswertung, ökonomische Aspekte, technische und ökologische Anforderungen, Potenziale

Frau Dipl.-Phys. Pia Anderer  
Frau Dipl.-Ing. Rita Keuneke  
Frau Dipl.-Ing. Edith Massmann

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH  
Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH  
Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH

Projektpartner:

consentec GmbH  
Grüner Weg 1, 52070 Aachen  
+49 (0)241 / 938360  
[info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)  
Schwerpunkt: System und Marktintegration

**FICHTNER** Water & Transportation GmbH (FWT)  
Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart  
+49 (0)711 / 89950  
[info@fwt.fichtner.de](mailto:info@fwt.fichtner.de)  
Schwerpunkte: Technologie, Wasserkraftanlagen > 1 MW, Pumpspeicher

Hydrotec Ingenieurgesellschaft  
für Wasser und Umwelt mbH  
Bachstraße 62-64, 52066 Aachen  
+49 (0)241 / 946890  
[mail@hydrotec.de](mailto:mail@hydrotec.de)  
Schwerpunkt: Datenauswertung

Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische  
Strömungsmaschinen IHS  
Pfaffenwaldring 10, 70550 Stuttgart  
+49 (0)711 / 68563260  
[sekretariat@ihs.uni-stuttgart.de](mailto:sekretariat@ihs.uni-stuttgart.de)  
Schwerpunkt: Meeresenergie

Die bearbeitenden Büros bedanken sich bei

- den MitarbeiterInnen des BMWi und der BNetzA sowie des Projektträgers Jülich für die Unterstützung und für die hilfreichen Diskussionen;
- den VertreterInnen von Landesbehörden, Wasserkraftverbänden, Netzbetreibern, Vermarktern und Herstellern von Wasserkraftanlagen für die Teilnahme an Interviews und die bereitgestellten Informationen;
- Zahlreichen Betreibern und Betreiberinnen von Wasserkraftanlagen für ihre Bereitschaft, Daten zur Verfügung zu stellen;
- den Teilnehmern und Teilnehmerinnen der Sitzung des Expertenworkshops im November 2016 für die engagierten Diskussion und die nützlichen Hinweise zur Projektbearbeitung.

Aachen, im April 2018, Pia Anderer



## Inhaltsverzeichnis Anhang

1.	FRAGEBÖGEN.....	1
1.1.	Datenerhebungsbogen Netzbetreiber .....	1
1.2.	Postkarte zur Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen P < 1 MW .....	6
1.3.	Gesprächsleitfaden zur Datenerhebung zu Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung P ≥ 1 MW.....	8
1.4.	Datenerhebungsbogen zu Investitionen bei Neuanlagen des Anlagenregisters.....	11
2.	DATENGRUNDLAGEN ZUM BESTAND DER WASSERKRAFTANLAGEN.....	13
2.1.	Entwicklung der EEG-vergüteten Wasserkraft unter dem EEG 2014.....	13
2.1.1.	Inbetriebnahme neuer bzw. reaktivierter Wasserkraftanlagen .....	13
2.1.2.	Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen.....	15
2.2.	Daten der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur .....	18
2.3.	Daten des statistischen Bundesamtes .....	19
2.4.	Bestand der Wasserkraftanlagen außerhalb des EEG .....	22
3.	ERKLÄRUNG UND SONDERVEREINBARUNG ZUM EINSPEISEMANAGEMENT FÜR WASSERKRAFTANLAGEN MIT SCHWALLBETRIEB.....	24
4.	STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND BÖRSENPREISE 2015/2016 .....	25
4.1.	Stromgestehungskosten und Betriebskosten bayerischer Wasserkraftanlage der Leistung > 5 MW .....	25
4.2.	Förderung der Wasserkraft in der Schweiz .....	26
5.	BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN .....	28
5.1.	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen	28
5.2.	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen	

## 1. Fragebögen

### 1.1. Datenerhebungsbogen Netzbetreiber



#### **Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 EEG 2014 - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft**

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin

Auftragnehmer: Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen

#### **Datenerhebungsbogen Netzbetreiber**

Name Netzbetreiber:

#### **Daten zu Wasserkraftanlagen**

1. Wie viele Wasserkraftanlagen (WKA) sind in Ihrem Netzbereich in welcher Spannungsebene angeschlossen? (bitte Angabe nach Kraftwerkstypen in der jeweiligen Tabelle)

An Stelle der folgenden drei Tabellen sind uns auch jeweils Listen mit Angaben zu Gewässer, Name WKA und installierter Leistung sehr willkommen!

Netzanschlüsse Laufwasserkraftwerke	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Anzahl Anlagen			
Installierte Leistung [MW]			

Netzanschlüsse Speicherkraftwerke	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Anzahl Anlagen			
Installierte Leistung [MW]			

Netzanschlüsse Pumpspeicherkraftwerke	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Anzahl Anlagen			
Installierte Leistung [MW]			

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes  
gemäß § 65 EEG - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft

Ingenieurbüro Floecksmühle  
wasser umwelt energie

#### Kosten Netzanschluss

Die tatsächliche Entwicklung der Investitionskosten von Wasserkraftanlagen soll durch Ermittlung aller für den Wasserkraftbetreiber aufgetretenen Kosten erfasst werden.

2. Wie hoch liegen im Mittel die Kosten für den Netzanschluss von Wasserkraftanlagen in Ihrem Versorgungsgebiet (ggf. pro Meter Kabellänge, abhängig von der Leistung)?  
(gerne auch Angabe konkreter Beispiele)

#### Teilnahme am Reservemarkt

3. Sind Ihnen in Ihrem Netzbereich Wasserkraftanlagen bekannt, die für eine Teilnahme an Reservemärkten präqualifiziert sind?

*Falls möglich, bitten wir um Angaben in der folgenden Tabelle (Tabelle ggf. erweitern)*

Teilnahme am Reservemarkt		WKA 1	WKA 2	WKA 3
Kraftwerksname				
Kraftwerkstyp (an Kreuzen genügt)	Laufwasserkraftwerk			
	Speicherwerk			
	Pumpspeicherwerk			
Präqualifizierte Leistung je Segment [MW]	Primärregelreserve			
	Sekundärregelreserve			
	Minutenreserve			

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes  
gemäß § 65 EEG - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft

Ingenieurbüro Floecksmühle  
wasser umwelt energie

**Netzseitige Ansteuerung von Wasserkraftanlagen**

4. Verfügen Sie über technische Einrichtungen zur Ansteuerung von Wasserkraftanlagen?

**Wenn ja:** Mit welcher Vorlaufzeit bzw. welcher Reaktionszeit und in welchen Leistungsstufen kann eine Ansteuerung durch Sie erfolgen?

Vorlaufzeit / Reaktionszeit:

Leistungsstufen:

5. Wurden die jeweiligen Wasserkraftanlagen bisher schon einmal zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs ("Redispatch") abgeschaltet, bzw. in der Leistung reduziert?  
(Tabelle ggf. erweitern)

*Bei dieser Frage geht es neben Pumpspeicherkraftwerken auch um reine Laufwasser- oder Speicherwasserkraftanlagen.*

6. Sind in Ihrem Versorgungsgebiet Wasserkraftanlagen bekannt, die aufgrund behördlicher Anordnung nicht abgeregelt werden dürfen?

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes  
gemäß § 65 EEG - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft

Ingenieurbüro Floecksmühle  
wasser umwelt energie

Angaben zum Redispatch		WKA 1	WKA 2	WKA 3
Kraftwerksname				
Installierte Leistung				
Gewässer				
Kraftwerkstyp (ankreuzen genügt)	<input type="checkbox"/> Laufwasserkraftwerk <input type="checkbox"/> Speicherkraftwerk <input type="checkbox"/> Pumpspeicherkraftwerk			
Beschreibung des Eingriffs und Begründung				
Zeitraum des Eingriffs				
Dauer des Eingriff				
Erforderliche Leistungsänderung				

#### Nachweise bei Inanspruchnahme des EEG 2014 nach Modernisierungsmaßnahmen

Nach §40 Absatz 2 EEG 2014 erhält eine Wasserkraftanlage, die vor dem 1.1.2009 in Betrieb genommen wurde, nur dann eine Vergütung nach EEG, wenn nach dem 31. Juli 2014

- durch eine wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen erhöht wurde (Nachweis durch Behörde);
- durch eine nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen um mindestens 10 % erhöht wurde (anderweitiger Nachweis).

*Die Erhöhung des Leistungsvermögens kann insbesondere durch folgende Maßnahmen erfolgen:*

- Austausch älterer Generatoren, des Getriebes, der Turbinen oder der Laufräder,
- Erweiterung der Anlage durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses und/oder der Fallhöhe,
- automatische Wasserstandsregelung,

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes  
gemäß § 65 EEG - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft

Ingenieurbüro Floecksmühle  
wasser umwelt energie

- *automatische Rechenreinigung,*
- *bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen die automatische Einsatzoptimierung,*
- *Einsatz permanent erregter Generatoren und die Verbesserung der Zu- und Abströmung (Hydraulik-Turbinenzuströmung, Ober- und Unterwasserkanal).*

*Eine Steigerung der installierten Leistung oder der Jahresarbeit ist nicht zwingend erforderlich.*

7. Wie viele Anlagen in Ihrem Netzgebiet haben eine zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahme durchgeführt?

Zulassungspflichtige Ertüchtigung	Art des Nachweises	Zahl der Anlagen

8. Wie viele Anlagen in Ihrem Netzgebiet erbringen den Nachweis anderweitig?

NICHT zulassungspflichtige Ertüchtigung	Art des Nachweises	Zahl der Anlagen

9. Werden die Nachweise durch Sie geprüft?

Formal:

Inhaltlich:

10. Raum für weitere Anmerkungen

## 1.2. Postkarte zur Umfrage bei Betreibern von Wasserkraftanlagen $P < 1 \text{ MW}$

Flusskraftwerk	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>
Ausleitungskraftwerk	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>
Speicherkraftwerk	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>
Jahr der erstmaligen Stromerzeugung		
Installierte Leistung [kW]		
Jahresarbeit [MWh]		
Bundesland		
Anreiz für techn. / ökol. Modernisierung	Auflage Behörde <input type="checkbox"/>	Anreiz EEG <input type="checkbox"/>
Welche Hemmnisse sehen Sie bzgl. der Durchführung technischer bzw. ökologischen Modernisierungsmaßnahmen? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zum EEG?		

Entgelt  
zahlt  
Empfänger

Deutsche Post   
Antwort  
An die

**Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH**  
z. Hd. Frau Massmann  
Bachstr. 62 – 64  
52066 Aachen

Ingenieurbüro Floecksmühle  
wasser umwelt energie

**Vielen Dank für Ihre Unterstützung!**

<b>Zutreffendes bitte ankreuzen <input checked="" type="checkbox"/> oder eintragen</b>				
<b>Fragen zur Anlage</b>	Wurde eine technische Anlagen - modernisierung durchgeführt?	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
	Was wurde gemacht?			
	Wann? (Jahresangabe)	Kosten [€]:		
	Steigerung der jährlichen Erzeugung durch diese Maßnahme? Angabe in % oder MWh pro Jahr:			
	Einrichtung zur Fernsteuerung	ja <input type="checkbox"/>	betriebl. <input type="checkbox"/>	techn. <input type="checkbox"/>
Erfolgte eine ferngesteuerte Abregelung?	ja <input type="checkbox"/>	mehr-fach <input type="checkbox"/>		
<b>Laufende Kosten</b>	Pacht	€ pro Jahr		
	Rechengutentsorgung	€ pro Jahr		
	Gewässerunterhalt	€ pro Jahr		
	...	€ pro Jahr		
<b>Kosten ökologische Maßnahmen</b>	Welche Maßnahmen wurden durchgeführt / wann (Mehrfachnennungen möglich)	Kosten [€]	Baujahr	
	Bau einer Fischaufstiegsanlage			
	Installation Feinrechen mit Stababstand: _____ mm			
	Installation Bypass für Fischabstieg			
	Weiteres:			
	Fördergelder	ja <input type="checkbox"/>	Betrag: €	
	Art der Förderung, Fördergeber			
Mindestabfluss	I/s	Behördl. Anordnung?	ja <input type="checkbox"/>	
<b>Vermarktungsform</b>	Einspeisung nach EEG	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
	EEG Tarif: 1. vor der Maßnahme	ct/kWh		
	2. nachher	ct/kWh		
	Ca. Anteil in % der Jahreserzeugung			
	Deckung Eigenbedarf *	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
	Eigenvermarktung direkt an Endverbraucher	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
	Direktvermarktung Marktprämie	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
	Bereitstellung System-dienstleistungen **	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>	
Nutzung Speicher	ja <input type="checkbox"/>	nein <input type="checkbox"/>		

\* Hier ist nicht der Kraftwerkseigenverbrauch gemeint,  
sondern der Bedarf für Haushalt / Gewerbebetrieb oder Ähnliches;

\*\* Auch Regelreserve genannt

## 1.3. Gesprächsleitfaden zur Datenerhebung zu Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung $P \geq 1 \text{ MW}$

### Gesprächsleitfaden zur Datenerhebung zu Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung $P \geq 1 \text{ MW}$

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin  
 Auftragnehmer: Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH, Aachen

*Bitte für jede Anlage einen eigenen Fragebogen ausfüllen!  
 Alle Angaben werden anonymisiert ausgewertet bzw. aggregiert.*

#### Daten zur Anlage

1. Name der Anlage, Gewässer:
2. Anlagenleistung [MW]:
3. Mittlere Jahresarbeit (Regelarbeitsvermögen)[GWh]:
4. Baujahr und letzte Revision:
5. Bis wann gilt die aktuelle wasserrechtliche Zulassung?
6. Art des Kraftwerks (Laufwasser, Speicher, Pumpspeicherkraftwerk):
7. Wird Schwellbetrieb gefahren?

#### Vermarktung des Stroms

8. Welche Vermarktungsformen wurden in 2016 (bzw. in den letzten Jahren) gewählt? (bitte Eintrag in Tabelle)

	Vermarktung an der Börse		Direktvermarktung über Marktprämienmodell	Einspeisung nach EEG			
	Terminhandel	kurzfristig		EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014
<b>Vermarktung 2016 (bitte ankreuzen)</b>							
<b>anteilige Jahresarbeit [GWh]</b>							
<b>Tarif [ct/ kWh] bzw. von... bis...</b>							

9. Verwenden Sie einen Teil des erzeugten Stroms im eigenen Unternehmen (Eigenverbrauch)?  
 In welcher Größenordnung liegt dieser?
10. Wie groß sind in etwa die jährlichen Betriebskosten? (u.a. Kosten der Direktvermarktung)

11. Ist die WKA für den Reservemarkt präqualifiziert? (ja/nein)

12. Angabe der Leistung für das jeweilige Marktsegment bitte in folgende Tabelle eintragen:

	Primärregelreserve	Sekundärregelreserve	Minutenreserve
Präqualifizierte Leistung je Segment [MW]			

#### Fernabschaltung

13. Verfügt die Anlage über eine Einrichtung zur Fernabschaltung und wie wurde diese realisiert?

14. Wurde die WKA schon einmal zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs abgeschaltet bzw. in der Leistung reduziert? (Ja/nein)

15. Welche Erzeugungsverluste entstanden dadurch?

16. Gab es Probleme aufgrund der Fernabschaltung?

#### Modernisierung und Revisionen

17. Welches Zubaupotenzial besteht an der Anlage?

18. Steht in den nächsten Jahren die Erneuerung bzw. grundlegende Revision wesentlicher technischer Komponenten an und wird hierdurch eine Leistungssteigerung erzielt?

Technische Komponente	Austausch vorauss. im Jahr	durch Modernisierung vorauss. erzielbare Steigerung der Jahresarbeit [%]	Kosten [€]

19. Ist eine Frequenzschutzeinrichtung installiert (Systemstabilitätsverordnung)?: Stand der Umsetzung, Planung, Kosten?

20. Ist der Einsatz „neuer“ Technologien geplant?

21. Liegt Ihrer Meinung nach ein Modernisierungsstau vor? In welchem Bereich? Worin ist dieser begründet?

22. Wie bewerten Sie die im Gesetz geforderten technischen Anforderungen  
(Leistungserhöhung, Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung,  
Erhöhung des Leistungsvermögens)?

#### Ökologische Maßnahmen

23. Wurden ökologische Maßnahmen durchgeführt:

Ökologische Maßnahme	durch-geführte	Kosten [in Tausend €]	Erzeugungsverlust, durch Maßnahme bedingt [MWh pro Jahr]
Bau einer Fischaufstiegsanlage	<input type="checkbox"/>		
Abgabe Mindestabfluss	<input type="checkbox"/>		
Installation Feinrechen mit Stababstand: _____ mm	<input type="checkbox"/>		
Installation Bypass für den Fischabstieg	<input type="checkbox"/>		
Sonstiges: _____	<input type="checkbox"/>		

24. Wie bewerten Sie die im WHG geforderten ökologischen Anforderungen (§§ 33 - 35 WHG)?

25. Wie bewerten Sie die Idee eines künftig verbindlichen Ausschreibungsverfahrens? (Beispiel PV)

26. Kommentare und Wünsche, Herausforderungen und Probleme

## 1.4. Datenerhebungsbogen zu Investitionen bei Neuanlagen des Anlagenregisters

### Datenerhebung zu Wasserkraftanlagen - Neuinbetriebnahme ab August 2014

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin  
Auftragnehmer: Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH, Aachen

**Bitte für jede Anlage einen eigenen Fragebogen ausfüllen!**  
Alle Angaben werden anonymisiert ausgewertet bzw. aggregiert.

Freiwillige Angabe Ihrer Telefonnummer für Rückfragen:

#### Daten zur Anlage

1. Anlagenleistung [kW]:
2. Mittlere Jahresarbeit [kWh]:
3. Jahr der Inbetriebnahme:
4. Art des Kraftwerks (Laufwasser, Dotation (Restwasser), Speicher, Pumpspeicherkraftwerk):

#### Angaben zu Investitionen

5. Kosten der Gesamtanlage [€]:
  
6. gerne zusätzliche Angabe: Wie hoch sind die Kosten einzelner technischer Anlagenteile?

#### Kosten der Anlagenteile (ohne Rechenanlage, s.u.)

Anlagenteile Wasserkraftanlage	Kosten [€]
Turbine	
Generator	
Steuerung	
Krafthaus (Massivbau)	
Wehr	
Sonstiges: _____	

**Kosten ökologischer Maßnahmen**

7. Welche ökologischen Maßnahmen wurden durchgeführt:

Ökologische Maßnahme	Kosten [€]
Bau einer Fischaufstiegsanlage	
Installation Feinrechen mit Reiniger mit Stababstand: _____ mm	
Installation Bypass für den Fischabstieg	
Sonstiges: _____	

**Angaben zu Betriebskosten (alle laufenden Kosten außer Kapitalkosten)**

8. Wie groß sind in etwa die jährlichen Betriebskosten (wie z. B. Kosten für Wartung, Versicherungen, Pacht...)?
9. Bei Direktvermarktung: Wie hoch sind die Kosten der Direktvermarktung?

**Angaben zu Fördermitteln**

10. Haben Sie Fördermittel erhalten? Wenn ja, welche Maßnahmen wurden in welcher Höhe durch wen gefördert?

**Kommentare**

11. Kommentare und Wünsche, Herausforderungen und Probleme

Vielen Dank!

## 2. Datengrundlagen zum Bestand der Wasserkraftanlagen

### 2.1. Entwicklung der EEG-vergüteten Wasserkraft unter dem EEG 2014

Die Auswertung der neu gebauten bzw. reaktivierten und der modernisierten Anlagen unter dem EEG 2014 erfolgt anhand der Vergütungskategorien in den durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten EEG-Daten. Untersucht werden die EEG-Daten der Jahresauswertungen 2014 bis 2016, wobei für das Jahr 2014 die Daten seit dem Inkrafttreten des EEG 2014, also ab 1. August 2014 betrachtet werden.

#### 2.1.1. Inbetriebnahme neuer bzw. reaktivierter Wasserkraftanlagen

In Tabelle 2.1, Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 sind die Anlagen enthalten, die in den Jahren 2014 bis 2016 neu in Betrieb genommen bzw. reaktiviert wurden und die eine Förderung nach § 37 und § 40 EEG 2014 erhielten. Dabei ist zu bedenken, dass das EEG 2014 am 1.8.2014 in Kraft trat und die neuen Anlagen somit maximal vier Monate zur Stromerzeugung nutzen konnten.

Trotz der kurzen Zeitspanne und geringen Anlagenanzahl wurde im Jahr 2014 eine relativ große Gesamtleistung installiert. Dies ist auf die Installation im Leistungsbereich 200 bis 500 MW zurückzuführen. Im Jahr 2015 war mit 33 Anlagen die Zahl der Inbetriebnahmen am größten, aber hier sind mehr Anlagen kleinerer Leistung zu verzeichnen. Die Jahresarbeit und die Gesamtvergütung sind für dieses Jahr am größten. Im Jahr 2016 ist trotz des Rückgangs der Anlagenanzahl die gesamte installierte Leistung noch relativ groß.

Insgesamt wurden bis Ende 2016 also 70 Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 4,6 MW in Betrieb genommen. Die Gesamtvergütung für diese Anlagen betrug 0,63 Mio. €. Die Leistung der einzelnen Wasserkraftanlage liegt dabei unter 100 kW, so dass die Einspeisevergütung zum Tragen kommt. Dies zeigt sich auch in der durchschnittlichen Vergütung von 12,3 ct/kWh entsprechend dem Vergütungssatz des EEG 2014.

Laut Anlagenregister gingen bis Ende 2017 141 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 12,6 MW neu in Betrieb bzw. wurden reaktiviert (vgl. Kapitel 5.1.1. 2. Wissenschaftlicher Bericht, Vorhaben Ild Wasserkraft). Die Differenz zu den EEG-Daten besteht im Wesentlichen darin, dass im Anlagenregister neben Anlagen im Leistungsbereich > 500 kW, solche berücksichtigt sind, die an der Direktvermarktung teilnehmen. Dies trifft insbesondere für die Leistungsklassen > 100 kW zu, die nur vereinzelt eine EEG-Vergütung erhalten.

Abbildung 2.1 verdeutlicht, dass der Zuwachs an installierter Leistung am größten ist für die Leistungsbereiche < 100 kW und 200 bis 500 kW. Ob die Anlagen neu gebaut wurden oder ob stillgelegte Anlagen wieder in Betrieb genommen wurden, ist aus den Daten nicht ersichtlich.

Obwohl die Stromgestehungskosten für den Neubau einer Anlage im Bereich kleiner Leistungen im Mittel nicht durch die EEG-Vergütung gedeckt werden, gibt es Standorte, die günstige Rahmenbedingungen für einen Neubau bzw. die Reaktivierung einer Anlage vorfinden.

*Tabelle 2.1: Neue bzw. reaktivierte Anlagen im Jahr 2014 (August bis Dezember) mit Förderung nach § 37 und § 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)*

Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	7	0,2	0,16	0,02
> 100 - 200 kW	1	0,1	0,18	0,02
> 200 - 500 kW	4	1,4	0,81	0,1
Summe	12	1,7	1,15	0,14

Datenquelle: (BNetzA 2014a); Auswertung: IBFM und Hydrotec

*Tabelle 2.2: Neue bzw. reaktivierte Anlagen im Jahr 2015 mit Förderung nach § 37 und § 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)*

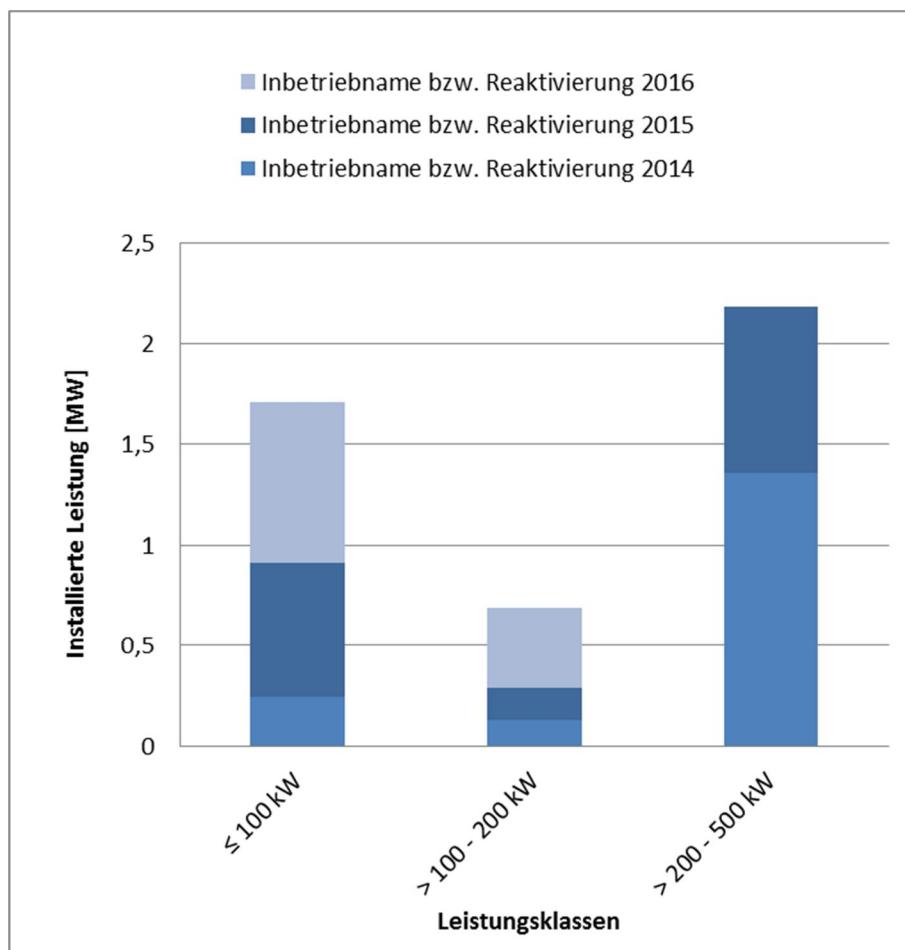
Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	29	0,7	1,01	0,13
> 100 - 200 kW	1	0,2	0,84	0,10
> 200 - 500 kW	3	0,8	1,24	0,15
Summe	33	1,7	3,09	0,38

Datenquelle: (BNetzA 2015a); Auswertung: IBFM und Hydrotec

*Tabelle 2.3: Neue bzw. reaktivierte Anlagen im Jahr 2016 mit Förderung nach § 37 und § 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)*

Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	24	0,8	0,88	0,11
> 100 - 200 kW	1	0,4	0,02	0,003
> 200 - 500 kW	0	0	0	0
Summe	25	1,2	0,9	0,113

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec



Datenquelle: (BNetzA 2014a, 2015a, 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 2.1: Installierte Leistung von Anlagen mit Inbetriebnahme von August 2014 bis Dezember 2016 und Förderung nach § 37 und § 40 EEG 2014 (ohne Direktvermarktung)

### 2.1.2. Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen

Von August 2014 bis Ende 2016 stieg die Zahl der Anlagen, die eine Ertüchtigungsmaßnahme mit einer Leistungserhöhung durchführten und eine Förderung nach § 37 und § 40 EEG erhielten, kontinuierlich an. Während in den fünf Monaten des Jahres 2014 32 Anlagen ertüchtigt wurde, waren es im Jahr 2015 188 Anlagen (Tabelle 2.4, Tabelle 2.5) und im Jahr 2016 262 Anlagen (Tabelle 2.6). Insgesamt wurden 482 Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 71 MW ertüchtigt. Angaben zur Größe der Leistungserhöhung sind in den EEG-Daten der Jahresendabrechnungen nicht vorhanden.

Die meisten Modernisierungen erfolgen im Leistungsbereich ≤ 100 kW (Abbildung 2.2). Betrachtet man die installierte Anlagenleistung, so war die Leistungsklasse > 200 kW bis 500 kW am stärksten vertreten (Abbildung 2.3).

Für das Jahr 2016 betrug die Durchschnittsvergütung der ertüchtigten Anlagen bis 1 MW ca. 12,3 ct/kWh, was auf die hohe Zahl der Anlagen < 500 kW und deren Vergütung zurückzuführen ist. Für den Leistungsbereich > 2 MW – 5 MW wurde eine mittlere Vergütung von 10,9 ct/kWh ermittelt.

Das Anlagenregister weist dagegen größere Zahlen für die Anzahl und installierte Leistung der ertüchtigten Anlagen auf, nämlich für das Jahr 2015 274 und für das Jahr 2016 356 Anlagen aus. Die Auswertung ergibt, dass bis Dezember 2017 eine installierte Gesamtleistung von 220 MW und eine

Zubauleistung von 23 MW gemeldet wurde (vgl. Kapitel 5.1.1. 2. Wissenschaftlicher Bericht, Vorhaben Ild Vorhaben Wasserkraft). Der Unterschied zu den EEG-Daten liegt darin begründet, dass ertüchtigte Anlagen aus dem Anlagenregister zu einem großen Teil auch die Direktvermarktung nutzten und damit nicht in den ausgewerteten Vergütungskategorien geführt werden.

Während bei den neuen bzw. reaktivierten Anlagen der Zubau der vergüteten Anlagen insgesamt von 2014 bis 2016 abnahm, verzeichnen die Ertüchtigungen auch im Jahr 2016 sowohl in den niedrigen als auch in den mittleren Leistungsklassen einen weiteren Anstieg. Dies weist darauf hin, dass die Stromgestehungskosten für diese Anlagen auskömmlich sind.

*Tabelle 2.4: Im Jahr 2014 (August bis Dezember) ertüchtigte Anlagen mit Vergütung nach § 37 und § 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)*

Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	23	0,9	0,8	0,11
>100 - 200 kW	4	0,6	0,5	0,06
>200 - 500 kW	3	1,0	0,4	0,05
>0,5 - 1 MW	2	1,1	0,3	0,04
Summe	32	3,6	2,0	0,26

*Datenquelle: (BNetzA 2014a); Auswertung: IBFM und Hydrotec*

*Tabelle 2.5: Im Jahr 2015 ertüchtigte Anlagen mit Förderung nach § 37 und 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)*

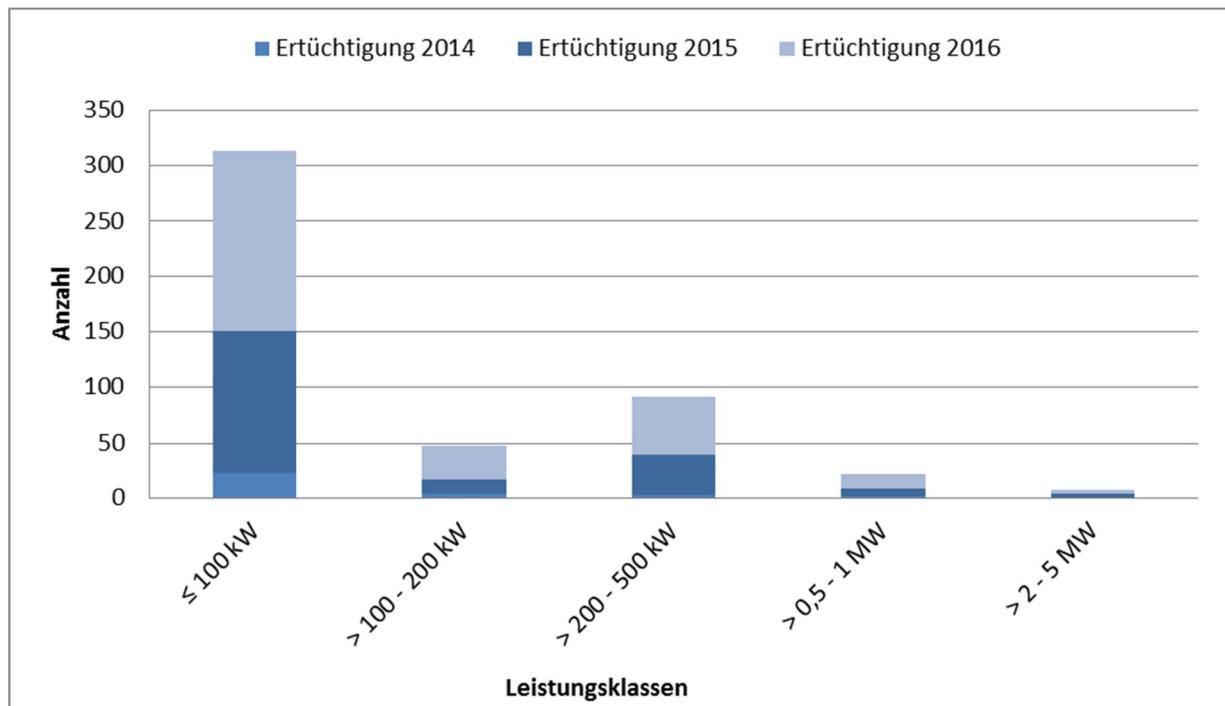
Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	127	5,4	7,9	1,0
> 100 - 200 kW	13	1,9	1,6	0,2
> 200 - 500 kW	37	12,2	21,7	2,7
> 0,5 - 1 MW	7	5,1	2,5	0,3
> 1 – 2 MW	0	0	0	0
> 2 – 5 MW	4	5,2	4,0	0,4
Summe	188	29,8	37,7	4,6

*Datenquelle: (BNetzA 2015a); Auswertung: IBFM und Hydrotec*

**Tabelle 2.6:** Im Jahr 2016 ertüchtigte Anlagen mit Förderung nach § 37 und 40 EEG 2014 nach Leistungsklassen (ohne Direktvermarktung)

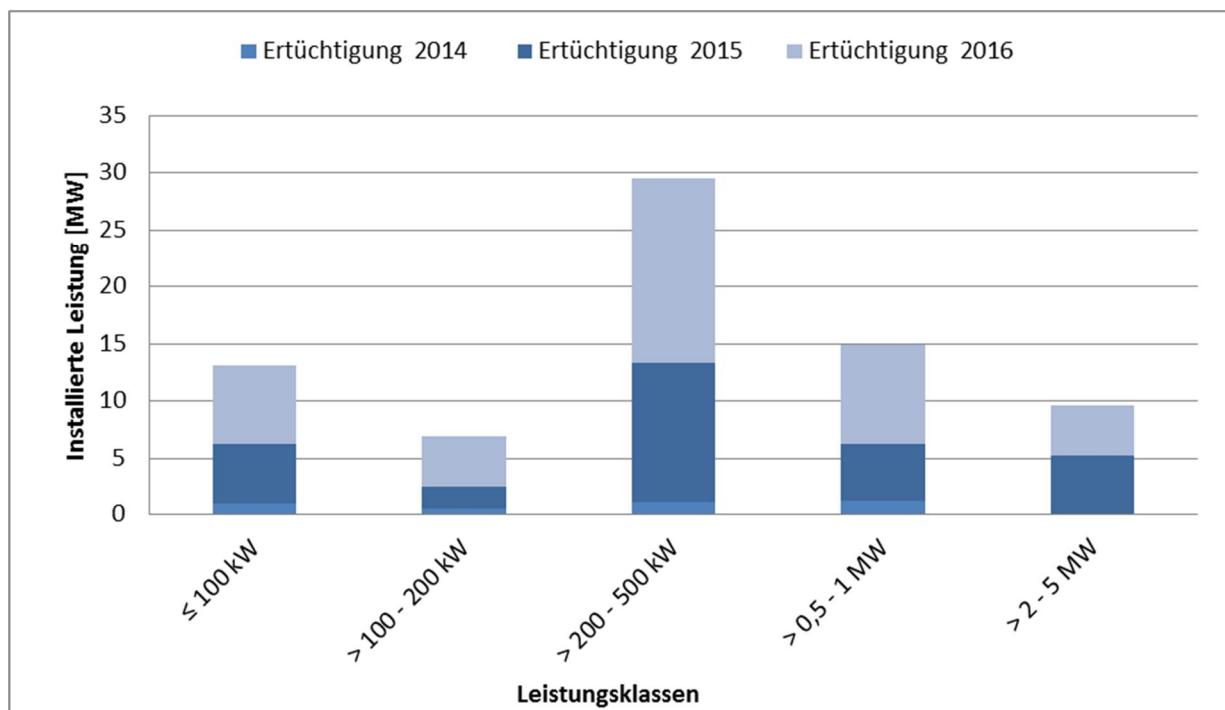
Leistungsklasse	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]	Gesamtvergütung [Mio. €]
≤ 100 kW	163	6,8	10,7	1,3
> 100 - 200 kW	31	4,5	5,9	0,7
> 200 - 500 kW	52	16,3	21,4	2,7
> 0,5 - 1 MW	13	8,7	9,8	1,2
> 1 – 2 MW	3	4,4	2,4	0,26
> 2 – 5 MW	0	0	0	0
Summe	262	40,7	50,2	6,2

Datenquelle: (BNetzA 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec



Datenquelle: (BNetzA 2014a, 2015a, 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

**Abbildung 2.2:** Zahl der Anlagen der von August 2014 bis Dezember 2016 ertüchtigten Anlagen nach EEG 2014 (ohne Direktvermarktung)



Datenquelle: (BNetzA 2014a, 2015a, 2016d); Auswertung: IBFM und Hydrotec

Abbildung 2.3: Installierte Leistung der von August 2014 bis Dezember 2016 ertüchtigten Anlagen nach EEG 2014 (ohne Direktvermarktung)

## 2.2. Daten der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

In der Kraftwerksliste der BNetzA sind bundesweit alle Energieerzeugungsanlagen einer Netto-Nennleistung  $\geq 10$  MW einzeln aufgeführt. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerke in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind ebenfalls in der Liste enthalten, wurden aber in den folgenden Auswertungen nicht berücksichtigt. Erzeugungsanlagen  $< 10$  MW werden in Summe je Bundesland und Energieträger in den Kategorien „EEG vergütungsfähig“ und „nicht EEG vergütungsfähig“ dargestellt. Daher kann für diese Anlagen in Tabelle 2.8 keine Angabe zur Anlagenanzahl gemacht werden. Die Kraftwerksliste bleibt nach der Einführung des Marktstammdatenregisters bestehen, da sie auch Daten zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken regelmäßig aktualisiert und veröffentlicht. Stammdaten wie z. B. die Anlagenleistung werden zukünftig aus dem Marktstammdatenregister übernommen werden.

Insgesamt ergibt sich aus der Kraftwerksliste für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke gemäß Tabelle 2.7 und Tabelle 2.8 über alle Leistungsklassen eine Netto-Nennleistung von etwa 3,9 GW. Die Netto-Nennleistung der Pumpspeicherkraftwerke ergibt sich zu ca. 6,4 GW (Niederwartha mit ca. 40 MW berücksichtigt). Alle derzeit in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke haben bis auf 2 Anlagen eine Leistung  $\geq 10$  MW (vgl. Tabelle 10.2 2. Wissenschaftlicher Bericht, Teilvorhaben II d Wasserkraft). Die Summe der Turbinenleistung aus Tabelle 10.2. (vgl. 2. Wissenschaftlicher Bericht, Teilvorhaben II d Wasserkraft) ist mit 6,5 GW etwas größer, da dort das PSW Niederwartha mit 120 MW berücksichtigt ist.

Tabelle 2.7 und Tabelle 2.8 zeigen darüber hinaus, dass für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke ein großer Anteil der Leistung nämlich etwa 60 % in der Leistungsklasse  $\geq 10$  MW installiert ist und dass die meisten Wasserkraftanlagen in der höheren Leistungsklasse

keine Vergütung nach EEG erhalten, während der Großteil der Leistung für die Leistungsklasse < 10 MW nach EEG vergütet wird.

*Tabelle 2.7: Anlagenanzahl und Leistung gemäß Kraftwerksliste, Energieträger Wasserkraft; Anlagenleistung  $\geq 10$  MW*

Leistungsklasse	Anzahl Anlagen	Netto-Nennleistung [MW]	Anzahl Anlagen	Netto-Nennleistung [MW]	Anzahl Anlagen	Netto-Nennleistung [MW]
Energieträger Wasserkraft	Laufwasser			Speicherwasser		
$\geq 10$ MW vergütungsfähig nach EEG	8	244	-	-	-	-
$\geq 10$ MW nicht vergütungsfähig nach EEG	78	1.800	5	300	48	6.357
Summe	86	2.044	5	300	48	6.357

Datenquelle: (BNetzA 2017c); Auswertung: IBFM

*Tabelle 2.8: Leistung gemäß Kraftwerksliste, Energieträger Wasserkraft, Anlagenleistung < 10 MW*

Leistungsklasse	Netto-Nennleistung [MW]
< 10 MW vergütungsfähig nach EEG	1.340
< 10 MW nicht vergütungsfähig nach EEG	261
Summe	1.601

Datenquelle: (BNetzA 2017c); Auswertung: IBFM

## 2.3. Daten des statistischen Bundesamtes

In der Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes werden verschiedene Daten zur Erzeugung von Strom veröffentlicht. Die Bruttostromerzeugung in Wasserkraftwerken mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto)  $\geq 1$  MW wird monatlich über die amtliche Erhebung 066K (Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung) und die Erhebung 067 (Erhebung über Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des verarbeitenden Gewerbes) erfasst.

Die Basis der Energiestatistik bilden die dezentralen Erhebungen von Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung, die durch die Statistischen Ämter der Bundesländer erhoben werden. Die Ergebnisse werden in Monatsberichten zusammengefasst und veröffentlicht. Dabei werden nicht alle Erzeuger befragt, sondern es werden monatlich Daten bei höchstens 1.000 Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität mit einer Engpassleistung (elektrisch brutto) ab 1 MW erhoben. Die jeweiligen von den statistischen Ämtern der Länder erstellten Ergebnisse werden im Statistischen Bundesamt zum Bundesergebnis zusammengefasst.

Die Auswertung des Monatsberichtes vom Dezember 2016 mit vorläufigen Ergebnissen zeigt beispielsweise, dass für die Wasserkraft die Daten von 181 Betrieben und knapp 970 Erzeugungseinheiten erfasst wurden. In Tabelle 2.9 ist die Aufteilung der Daten auf die verschiedenen Typen von Wasserkraftanlagen dargestellt.

*Tabelle 2.9: Anzahl erfasster Betriebe und Erzeugungseinheiten mit Wasserturbinen der Leistung  $\geq 1 \text{ MW}$  durch das Statistische Bundesamt*

	Anzahl Betriebe	Anzahl Erzeugungseinheiten
Laufwasser-Anlagen	130	824
Speicher-Anlagen	27	66
Pumpspeicher-Anlagen ohne natürliche Zufluss	19	67
Pumpspeicher-Anlagen mit natürliche Zufluss	5	12
Summe	181	969

Datenquelle: (DESTATIS 2016a); Auswertung IBFM

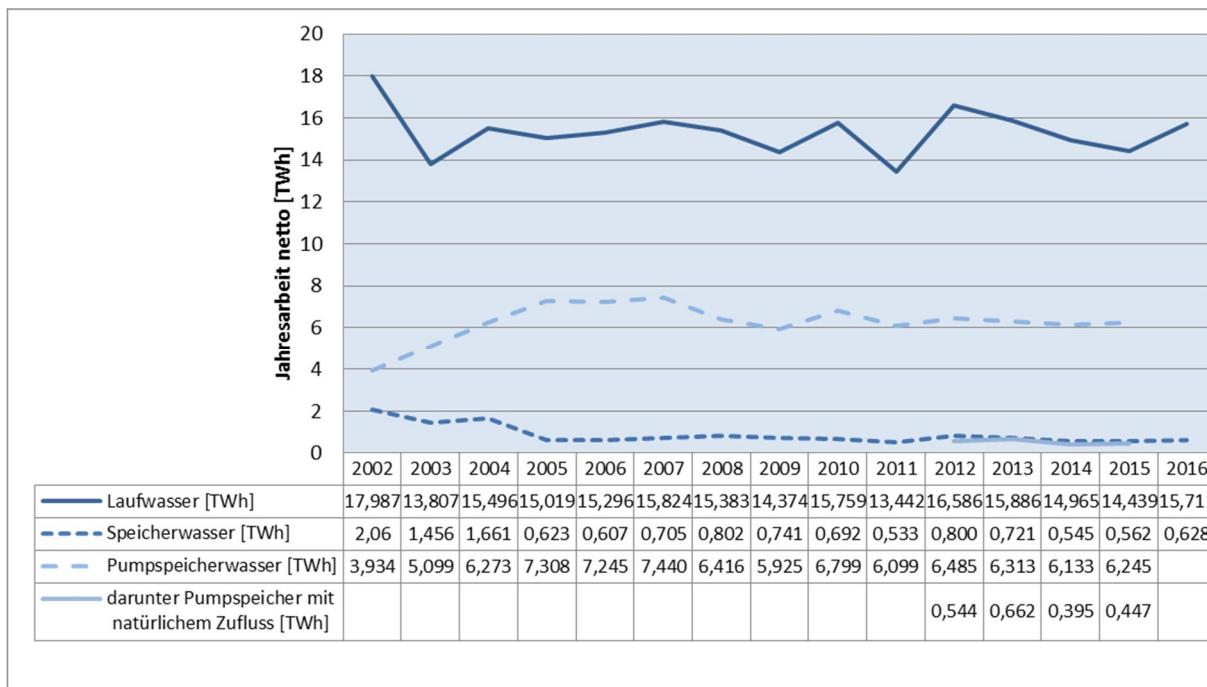
Das Statistische Bundesamt erfasst bei der Stromerzeugung wie die EEG-Daten auch die Nettostromerzeugung. Sie ist die um den Eigenverbrauch des Kraftwerkes verminderte Bruttostromerzeugung. Der Eigenverbrauch ist laut DESTATIS (2015) die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage während des Betriebes der Anlage verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch). Der Stillstandverbrauch außerhalb der Betriebszeit und der Verbrauch in betriebseigenen Einrichtungen (Betriebsverbrauch) bleiben bei der Nettostromerzeugung unberücksichtigt.

Abbildung 2.4 zeigt für verschiedene Anlagentypen den Verlauf der Nettostromerzeugung für die Jahre 2003 bis 2016. Wasserkraftwerke der Leistung  $< 1 \text{ MW}$  wurden dabei nicht berücksichtigt. Während die Erzeugung aus Laufwasserkraftanlagen mit  $P \geq 1 \text{ MW}$  im Verlauf relativ konstant um 15 TWh/a schwankt, liegt die Erzeugung aus Speicherwerkten bei etwa 5 % dieses Wertes.

Von 2012 bis 2015 wurde die Elektrizitätserzeugung von Pumpspeicher-Anlagen mit natürlichem Zufluss in den Monatsberichten des Statistischen Bundesamtes separat erfasst. Sie betrug im Jahr 2015 insgesamt 0,45 TWh.

Die Nettoerzeugung aus allen Pumpspeicherwerkten also inkl. der Anlagen mit natürlichem Zufluss lag in den vergangenen Jahren relativ konstant knapp über 6 TWh/a. Ab dem Jahr 2016 erfolgt nur noch die Angabe für PSW ohne natürlichen Zufluss. Sie liegt in 2016 bei 5,4 TWh/a.

Des Weiteren erfasst das Statistische Bundesamt separat die Erzeugung der Stromerzeugungsanlagen der Industrie. Die Elektrizitätserzeugung (netto) im Bereich Wasserkraft betrug im Jahr 2016 0,173 TWh.



Datenquelle: (DESTATIS 2018); Auswertung: IBFM

Abbildung 2.4: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Jahresarbeit) der Wasserkraftanlagen mit  $P \geq 1 \text{ MW}$  von 2002 bis 2016 gemäß Statistischem Bundesamt

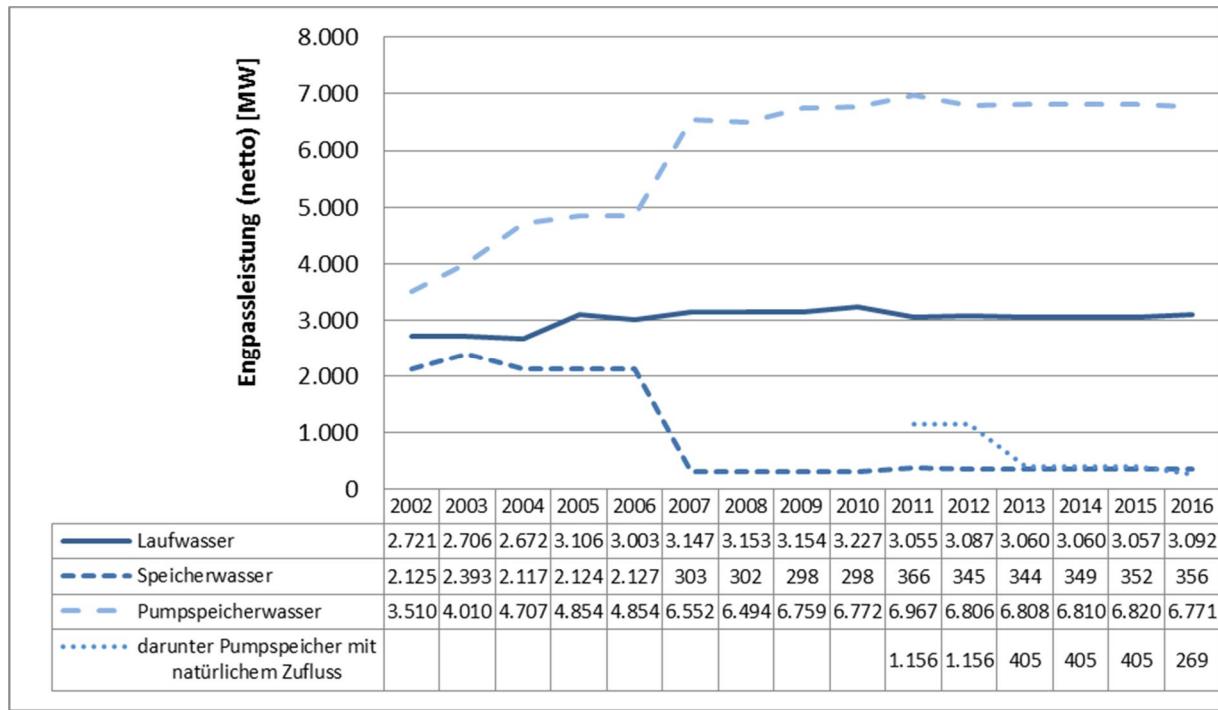
Vergleicht man die Stromerzeugung aus Abbildung 2.4 von ca. 15,5 TWh für 2015 (Summe aus Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss) mit den Daten AGEE-Stat von etwa 19 TWh (vgl. Abbildung 5.12 2. Wissenschaftlicher Bericht, Teilvorhaben II d Wasserkraft), ergibt die Differenz in etwa die Stromerzeugung der Anlagen mit einer Leistung  $< 1 \text{ MW}$ , die in den Daten der AGEE Stat, aber nicht in denen des Statistischen Bundesamtes berücksichtigt werden. Diese wird mit 2,8 TWh für das Jahr 2009 angegeben (UBA 2011), das nach Abbildung 2.4 ein Jahr mit relativ geringer Jahreserzeugung war.

Die Darstellung der installierten Nettoengpassleistung erfolgt wie bei der Stromerzeugung im Wesentlichen auf Basis der amtlichen Erhebungen 066K und 067. 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 2015).

In Abbildung 2.5 ist die Entwicklung der Engpassleistung dargestellt. Die deutliche Zunahme der Pumpspeicher- bzw. Abnahme der Speicherwerkwerke im Jahr 2007 erklärt sich durch eine methodische Änderung der Zuordnung zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftanlagen. In Summe ergibt sich für Laufwasser- und Speicherwasseranlagen ein relativ konstant bleibender Wert der Engpassleistung von ca. 3,4 GW. Das zeigt, dass der Zubau von Anlagen großer Leistung sehr begrenzt ist. Der Vergleich mit der gesamten installierten Leistung der Wasserkraftanlagen aus der Kraftwerksliste von ca. 4 GW (Summe aus Tabelle 2.7 und Tabelle 2.8) kann zu einem Anteil von etwa 0,65 GW (UBA 2011) auf Anlagen der Leistung  $< 1 \text{ MW}$  zurückgeführt werden und durch die Ergänzung der Wasserkraftanlagen aus der Industrie (Erhebung 067) mit einer Engpassleistung (netto) von 43 MW in 2016 (DESTATIS 2018).

Die netto Engpassleistung der Pumpspeicherkraftwerke von 6,8 GW ist etwas größer als die in der Kraftwerksliste angegebene Netto-Nennleistung von 6,4 GW (Tabelle 2.7) und die in Tabelle 10.2

mit Stand 07/2017 (vgl. 2. Wissenschaftlicher Bericht Teilvorhaben Ild Wasserkraft) angegebene Turbinenleistung von 6,3 GW.



Datenquelle: (DESTATIS 2018); Auswertung: IBFM

Abbildung 2.5: Entwicklung der Engpassleitung (netto) der Wasserkraftanlagen mit  $P \geq 1$  MW von 2003 bis 2016 gemäß Statistischem Bundesamt

## 2.4. Bestand der Wasserkraftanlagen außerhalb des EEG

Die Wasserkraftanlagen, die ihren Strom außerhalb des EEG vermarkten und somit nicht in den EEG-Daten verzeichnet sind, werden auf der Basis einer bürointernen Datenbank der Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH ermittelt. Grundlage der Datenbank bildet die Veröffentlichung von Heimerl und Giesecke (2004). Die dort zusammengestellten Daten zu Wasserkraftanlagen der Leistung  $\geq 1$  MW werden in der bürointernen Datenbank regelmäßig ergänzt und die Daten aktualisiert. Es wird nicht erfasst, ob sich aktuell eine Anlage in Revision und somit außer Betrieb befindet. Durch einen entsprechenden Abgleich mit den EEG-Daten können von diesen Anlagen diejenigen, die in den EEG-Daten 2016 erhalten sind, separat ausgewiesen werden, sodass Doppelzählungen vermieden werden.

In 2016 waren in Deutschland 149 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung  $\geq 1$  MW installiert, die rein außerhalb des EEG vermarktet wurden. Hinzu kommen vier Anlagen, für die nur ein bestimmter Anteil der Leistung innerhalb des EEG vermarktet wird. Dass diese anteilige Vermarktung möglich ist, liegt vermutlich daran, dass große Wasserkraftanlagen an einem Anlagenstandort teilweise mehrere Anlagenschlüssel besitzen, also im Sinne des EEG als mehrere Anlagen gelten. Die Leistung der Anlagen beträgt, rund 2,7 GW und das Regellarbeitsvermögen (langjähriger Mittelwert) etwa 14 TWh Tabelle 2.10.

20 der 149 Wasserkraftanlagen sind Grenzkraftwerke, die sich vorwiegend im Inn und im Rhein befinden. Für diese Kraftwerke wird nur der deutsche Anteil berücksichtigt (BMU 2010)

*Tabelle 2.10: Anzahl, installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen (RAV) der in Betrieb befindlichen Lauf- und Speicherwerkste der Leistung  $\geq 1 \text{ MW}$ , die im Jahr 2016 mit Vermarktung außerhalb des EEG und anteilig außerhalb des EEG*

Anlagen $\geq 1 \text{ MW}$	Anzahl	Installierte Leistung [MW]	RAV [GWh]
Vermarktung anteilig außerhalb des EEG	4	73	420
Vermarktung nur außerhalb des EEG	149	2.668	13.690

*Datenquelle: interne Datenbank IBFM, Jahresarbeit als RAV; Auswertung: IBFM*

### 3. Erklärung und Sondervereinbarung zum Einspeisemanagement für Wasserkraftanlagen mit Schwallbetrieb



**Erklärung und Sondervereinbarung zum  
Einspeisemanagement für Wasserkraftanlagen  
mit Schwallbildung**

Eingangsvermerk MITNETZ STROM:	NEA-ID	Vorgangs-ID
--------------------------------	--------	-------------

**Anlagendaten**

Bezeichnung	<input type="text"/>		
Leistung	<input type="text"/> kW		
Standort	Postleitzahl, Ort / Gemarkung <input type="text"/>	Flur <input type="text"/>	Flurstück <input type="text"/>
	Straße/ Hausnummer <input type="text"/>		

**Erklärung des Anlagenbetreibers**

Wir sind uns darüber bewusst, dass wir gemäß den Regelungen des EEG als Betreiber einer Wasserkraftanlage verpflichtet sind, unsere Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann (NSM).

Vor diesem Hintergrund haben wir in unserer Wasserkraftanlage einen EFR-Empfänger installiert, über den wir gemäß Ziffer 12.3 der Technischen Mindestanforderungen der MITNETZ STROM (TMA) sicherstellen, dass die Reduzierung der Einspeiseleistung unserer Anlage technologisch so schnell wie möglich (spätestens fünf Minuten nach Empfang des Signals) erfolgt.

Diese schnelle Reduzierung der Einspeiseleistung führt bei unserer Wasserkraftanlage durch sogenannte Schwallbildung zu erheblichen Ausflutungen der Gewässer im Unterlauf und somit zur Gefährdung von Leib, Leben und Eigentum.

Um diese Gefährdung durch Schwallbildung zu vermeiden, benötigen wir eine Abregelungszeit von 20 Minuten. Auf der Basis der Regelungen des § 66 Abs. 1 Nummer 5 Satz 2 EEG 2012 i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG 2012 und § 100 Abs. 1 Nummer 10 EEG 2014 erklären wir hiermit, dass wir abweichend von Ziffer 12.3 der TMA der MITNETZ STROM spätestens zwanzig Minuten nach Empfang des Signals die Einspeisereduzierung der o.g. Anlage realisieren werden. Dies gilt entsprechend bei der Wiederinbetriebnahme der Anlage nach Beendigung der NSM-Maßnahme.

**Bestätigung**

Die Unterzeichner bestätigen hiermit, dass davon auszugehen ist, dass es bei vorgenannter Wasserkraftanlage in Fällen der Reduzierung der Einspeiseleistung über das von der MITNETZ STROM betriebene NSM zu Schwallbildungen kommen kann, wenn die Anlage innerhalb von 5 Minuten abgeregelt wird. Dadurch kann es zu Gefährdungen für Leib, Leben und Eigentum kommen. Die Unterzeichner erklären hiermit unwiderruflich, in Kenntnis und im Bewusstsein einer Strafbarkeit im Falle der Falschangaben (§ 263 StGB), dass die vorstehenden Angaben dieser Erklärung der Wahrheit entsprechen. Die vorgenannten Angaben beruhen auf den zum Zeitpunkt der Erklärung geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen.

**Anlagenbetreiber**

Name/Firma <input type="text"/>	Ort/Datum <input type="text"/>
Straße, Hausnummer <input type="text"/>	Stempel/Unterschrift <input type="text"/>
Postleitzahl, Ort <input type="text"/>	

**Umweltgutachter / Sachverständiger Dritter**

Name/Firma <input type="text"/>	Ort/Datum <input type="text"/>
Straße, Hausnummer <input type="text"/>	Stempel/Unterschrift <input type="text"/>
Postleitzahl, Ort <input type="text"/>	

Ein Unternehmen der 

Mitteldeutsche Netzesellschaft Strom mbH  
Geschäftsanschrift  
Magdeburger Straße 36, 06112 Halle (Saale)  
Postanschrift: 06076 Halle (Saale)  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Dipl.-Kfm. Tim Hartmann

Geschäftsführung: Ralf Hiersig, Dr. Adolf Schweer  
Sitz des Unternehmens: Halle (Saale)  
Amtsgericht Stendal  
HRB 215080  
Ust-ID-Nr. DE814181768

Erkl\_NSMM für Wasserkraftanlagen\_MITNETZ STROM\_2016-10

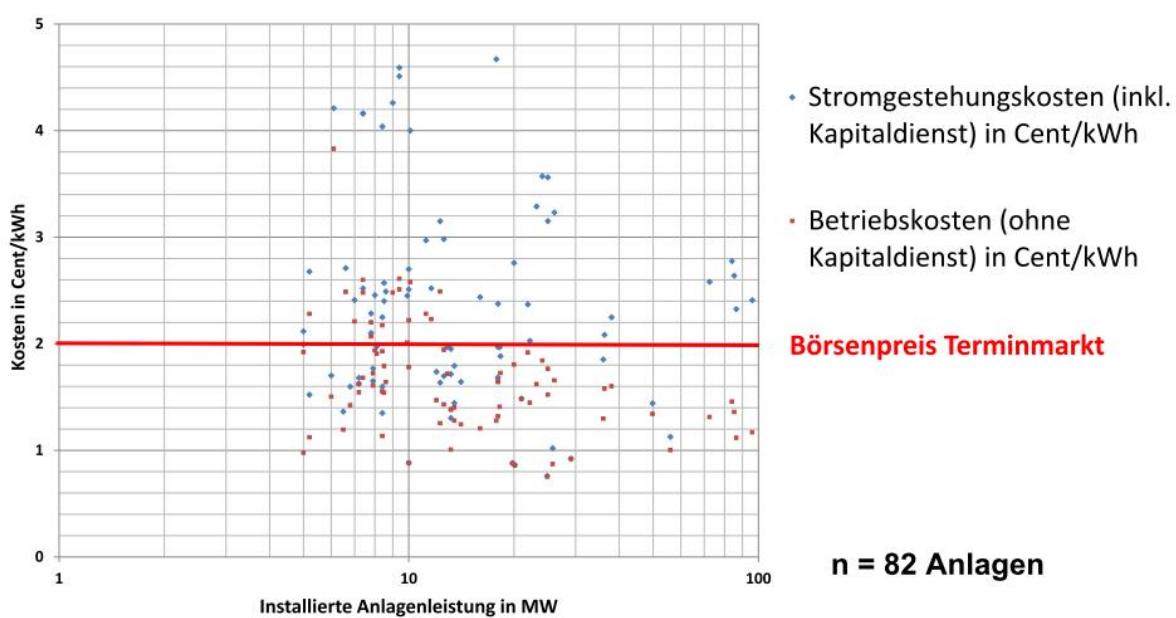
Seite 1 von 1

## 4. Stromgestehungskosten und Börsenpreise 2015/2016

### 4.1. Stromgestehungskosten und Betriebskosten bayerischer Wasserkraftanlage der Leistung > 5 MW

Der Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW) hat im Zuge des Absinkens der Börsenpreise zum Jahreswechsel 2015/2016 die Stromgestehungskosten (inkl. Betriebskosten) sowie reine Betriebskosten für bayerische Anlagen veröffentlicht (Abbildung 4.1). Die Stromgestehungskosten und Betriebskosten streuen relativ stark und liegen zwischen 0,7 und 4,7 ct/kWh. Sie lagen damit in einigen Fällen über den Börsenpreisen (Abbildung 4.2). Einen Teil der Ertragseinbußen konnten die Betreiber nach Aussagen des VBEW mit Kostenreduktion bzw. Einsparungen weitgehend auffangen, was teilweise aber zu Modernisierungsstaus führt. Wenn die Börsenpreise langfristig unter 2 ct/kWh fallen und damit auch die langfristigen Termingeschäfte zu diesen Konditionen abgeschlossen werden, gerät der Anlagenbetrieb an wirtschaftliche Grenzen, da bei zahlreichen Anlagen die Kosten nicht mehr durch die Einnahmen gedeckt werden könnten (Pöhler et al. 2016).

Die Schweiz reagierte auf den Preisverfall mit entsprechenden Fördergesetzen, die bei Wiederkehr ähnlich niedriger Börsenpreise die großen Bestandanlagen unterstützen sollen (Kapitel 4.2).



Quelle: VBEW Vortragsausarbeitung 2016

Abbildung 4.1: Stromgestehungskosten und Betriebskosten bestehender bayerischer Wasserkraftanlagen der Leistung > 5 MW und Börsenpreis des Terminmarktes für Anfang des Jahres 2016



Quelle: EEX

Abbildung 4.2: Verlauf der Strompreise Cal18 Base am Grosshandelsmarkt in Deutschland (Martie 2017)

## 4.2. Förderung der Wasserkraft in der Schweiz

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 (BFE 2017) will die Schweizer Regierung bis im Jahr 2050 u. a. die durchschnittliche Jahresproduktion von Strom aus Wasserkraft von etwa 36,3 TWh (Stand Januar 2017) auf 38 TWh erhöhen (BFE 2017c). Dazu sollen bestehende Wasserkraftanlagen erneuert und ausgebaut, sowie neue Wasserkraftanlagen installiert werden.

Als Fördermaßnahmen stehen je nach Anlagenleistung und -zustand zur Verfügung

- eine kostendeckende Einspeisevergütung mit Direktvermarktung,
- Investitionskostenzuschüsse bei erheblicher Erweiterung oder Erneuerung und
- eine Marktprämie für Großanlagen bei niedrigem Marktpreis.

Außerdem sollen vereinfachte Bewilligungsverfahren durchgeführt werden.

Gestützt auf das Energiegesetz vom 30. September 2016 hat der Schweizer Bundesrat am 1. November 2017 die Energieförderungsverordnung (BFE 2017b) erlassen. Mit Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 1. Januar 2018 wird die bestehende kostendeckende Einspeisevergütung in ein kostenorientiertes Einspeisevergütungssystem mit verpflichtender Direktvermarktung ab 2020 umgewandelt. Sie kann für Wasserkraftanlagen der Leistung 0,1 bis 10 MW beantragt werden (BFE 2017a). Die Fördersätze werden anhand von Referenzanlagen festgelegt. Für die Wasserkraft beträgt die Förderdauer 15 Jahre. Da die Förderung durch einen Zuschlag auf den Strompreis finanziert wird, sind die Mittel begrenzt und in der Regel erhalten nicht alle Anlagen, die eine Förderung beantragt haben, eine solche.

Mit der Energieförderungsverordnung (BFE 2017b) wurden als neue Förderinstrumente für Großwasserkraftanlagen die Marktprämie und der Investitionszuschuss verabschiedet.

Die Marktpreämie kann für Anlagen bzw. Anlagenverbünde von Wasserkraftanlagen der Gesamtleistung > 10 MW beantragt werden. Sie beträgt maximal 1 Rp/kWh (ca. 0,9 ct/kWh) und kann von Betreibern in Anspruch genommen werden, wenn die Börsenpreise unter die Stromgestehungskosten fallen.

Mittels Investitionskostenzuschuss werden Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt nach dem 1. Januar 2013 gefördert. Neue Anlagen müssen hierzu eine Leistung > 10 MW aufweisen, Bestandsanlagen eine erhebliche Erweiterung oder Erneuerung durchführen. Für Anlagenleistungen zwischen 300 kW Leistung und 10 MW Leistung beträgt die Förderung maximal 60 %, für größere Anlagen maximal 40 % der Investitionskosten. Die Höhe des Zuschusses wird durch das Bundesamt für Energie (BFE) für jede Anlage individuell festgelegt. Pumpspeicherkraftwerke werden nicht gefördert.

Artikel 47 der Energieförderungsverordnung beschreibt die Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung folgendermaßen: (BFE 2017b)

1. Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Maßnahmen:
  - a. die Ausbauwassermenge aus dem bereits genutzten Gewässer um mindestens 20 Prozent erhöht wird;
  - b. die mittlere Bruttofallhöhe um mindestens 10 Prozent erhöht wird;
  - c. zusätzliches Wasser im Umfang von mindestens 10 Prozent des Durchschnitts der in den letzten fünf vollen Betriebsjahren vor der Inbetriebnahme der Erweiterung genutzten Jahreswassermenge genutzt wird;
  - d. das nutzbare Speichervolumen um mindestens 15 Prozent vergrößert wird; oder
  - e. die durchschnittliche jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Einreichung des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh gesteigert wird.
2. Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn:
  - a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Zubringerpumpen, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder totalsaniert wird; und
  - b. die Investition im Verhältnis zur durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion mindestens 7 Rp./kWh beträgt.

Die Bewilligungsverfahren werden von den Kantonen durchgeführt. Diese müssen ab 2018 ihre Gesetze und Verfahren an die neue Gesetzgebung anpassen (Federer 2017).

## 5. Berechnung der Stromgestehungskosten

### 5.1. Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen

### 5.1.1. Neubau 50 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	50 3.300	Jahresenergieertrag	kWh	165.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	350.000 € 150.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€ €/kW	500.000 10.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% % % % % €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a €/a €/a €/a €/a	0 0 0 0 17.050
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	40,00%	Festvergütungsanteil	%	60,00%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,293	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 2,60% 2,60%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	% %	0,00% 2,60%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	500.000
Kalkulationszinssatz	%	2,60%
Jahresvollaststunden	h/a	3.300
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	40,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>500.000</b>	<b>17.050</b>	<b>17.221</b>	<b>17.393</b>	<b>17.567</b>	<b>17.742</b>	<b>17.920</b>	<b>18.099</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		17.050	17.221	17.393	17.567	17.742	17.920	18.099
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>31.601</b>	<b>31.665</b>	<b>31.729</b>	<b>31.793</b>	<b>31.857</b>	<b>31.922</b>	<b>31.987</b>
EEG-Vergütung	60,00%	€/a	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276
Eigenverbrauch	40,00%	€/a	19.325	19.389	19.453	19.517	19.581	19.646	19.711
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-500.000</b>	14.551	14.444	14.336	14.226	14.115	14.002	13.888

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,2425
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

Kalkulations- zinssatz	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Kalkulations- zinssatz
	-2%	0,60%	0,1937	
-1%	1,60%	0,2179		90%
0%	2,60%	0,2425		100%
1%	3,60%	0,2675		110%
2%	4,60%	0,2929		120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	<b>-121.176</b>
Annuität	€/a	<b>-7.847</b>
Interner Zinsfuß	%	0,66%

### Sensitivitäten

EEG- Vergütungs- satz	Kapitalwert [€]			Nutzungs- dauer
	80%	0,0992	<b>-159.091</b>	
90%	0,1116		<b>-140.134</b>	90%
100%	0,1240		<b>-121.176</b>	100%
110%	0,1364		<b>-102.218</b>	110%
120%	0,1488		<b>-83.260</b>	120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
18.280	18.463	18.647	18.834	19.022	19.212	19.404	19.599	19.795	19.992	20.192	20.394	-262.735
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-283.333
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18.280	18.463	18.647	18.834	19.022	19.212	19.404	19.599	19.795	19.992	20.192	20.394	20.598
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.052	32.117	32.182	32.248	32.314	32.380	32.446	32.513	32.580	32.647	32.714	32.781	32.849
12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276
19.776	19.841	19.906	19.972	20.038	20.104	20.170	20.237	20.304	20.371	20.438	20.505	20.573
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.772	13.654	13.535	13.414	13.292	13.168	13.042	12.914	12.785	12.654	12.522	12.387	295.584

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,08%	0,2296	80% 2.640	80% 400.000	0,2032
2,34%	0,2360	90% 2.970	90% 450.000	0,2229
2,60%	0,2425	100% 3.300	100% 500.000	0,2425
2,86%	0,2489	110% 3.630	110% 550.000	0,2621
3,12%	0,2554	120% 3.960	120% 600.000	0,2817

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 -105.109		-20% 20,00% -211.540	-20% -20,00%	-121.176
18 -113.532		-10% 30,00% -166.358	-10% -10,00%	-121.176
20 -121.176		0% 40,00% -121.176	0% 0,00%	-121.176
22 -128.107		10% 50,00% -75.994	10% 10,00%	-121.176
24 -134.385		20% 60,00% -30.812	20% 20,00%	-121.176

### 5.1.2. Neubau 100 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	100 3.500	Jahresenergieertrag	kWh	350.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	560.000 € 240.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€ €/kW	800.000 8.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% % % % % €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a €/a €/a €/a €/a	0 0 0 0 26.800
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	10,00%	Festvergütungsanteil	%	90,00%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,293	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 2,70% 2,70%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	% %	0,00% 2,70%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	800.000
Kalkulationszinssatz	%	2,70%
Jahresvollaststunden	h/a	3.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	10,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>800.000</b>	<b>26.800</b>	<b>27.068</b>	<b>27.339</b>	<b>27.612</b>	<b>27.888</b>	<b>28.167</b>	<b>28.449</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	800.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		26.800	27.068	27.339	27.612	27.888	28.167	28.449
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>49.308</b>	<b>49.342</b>	<b>49.376</b>	<b>49.410</b>	<b>49.444</b>	<b>49.478</b>	<b>49.513</b>
EEG-Vergütung	90,00%	€/a		39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060
Eigenverbrauch	10,00%	€/a		10.248	10.282	10.316	10.350	10.384	10.418
Direktvermarktung	0,00%	€/a		0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a		<b>-800.000</b>	22.508	22.274	22.037	21.798	21.556	21.311
									21.064

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1833
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

Kalkulations- zinssatz	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Kalkulations- zinssatz
	-2%	0,70%	0,1464	
-1%	1,70%	0,1647		90%
0%	2,70%	0,1833		100%
1%	3,70%	0,2022		110%
2%	4,70%	0,2214		120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	<b>-222.475</b>
Annuität	€/a	<b>-14.542</b>
Interner Zinsfuß	%	0,44%

### Sensitivitäten

EEG- Vergütungs- satz	Kapitalwert [€]			Nutzungs- dauer
	80%	0,0992	<b>-341.989</b>	
90%	0,1116		<b>-282.232</b>	90%
100%	0,1240		<b>-222.475</b>	100%
110%	0,1364		<b>-162.719</b>	110%
120%	0,1488		<b>-102.962</b>	120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
28.733	29.021	29.311	29.604	29.900	30.199	30.501	30.806	31.114	31.425	31.739	32.057	-420.956
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-453.333
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.733	29.021	29.311	29.604	29.900	30.199	30.501	30.806	31.114	31.425	31.739	32.057	32.377
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>49.547</b>	<b>49.582</b>	<b>49.616</b>	<b>49.651</b>	<b>49.686</b>	<b>49.721</b>	<b>49.756</b>	<b>49.792</b>	<b>49.827</b>	<b>49.863</b>	<b>49.898</b>	<b>49.934</b>	<b>49.970</b>
39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060
10.487	10.522	10.556	10.591	10.626	10.661	10.696	10.732	10.767	10.803	10.838	10.874	10.910
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.814	20.561	20.306	20.047	19.786	19.522	19.256	18.986	18.713	18.438	18.159	17.877	470.926

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,16%	0,1732	80%	2.800	0,2291
2,43%	0,1782	90%	3.150	0,2036
2,70%	0,1833	100%	3.500	0,1833
2,97%	0,1884	110%	3.850	0,1666
3,24%	0,1934	120%	4.200	0,1527

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 -191.349	-20% -10,00%	-412.333	-20% -20,00%	-222.475
18 -207.555	-10% 0,00%	-317.404	-10% -10,00%	-222.475
20 -222.475	0% 10,00%	-222.475	0% 0,00%	-222.475
22 -236.216	10% 20,00%	-127.547	10% 10,00%	-222.475
24 -248.871	20% 30,00%	-32.618	20% 20,00%	-222.475

### 5.1.3. Neubau 200 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	200 3.800	Jahresenergieertrag	kWh	760.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	1.050.000 € 450.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	1.500.000 7.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% % % % % €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 46.800
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	5,00%	Festvergütungsanteil	%	95,00%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,293	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 2,80% 2,80%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 2,80%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	1.500.000
Kalkulationszinssatz	%	2,80%
Jahresvollaststunden	h/a	3.800
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	5,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>1.500.000</b>	<b>46.800</b>	<b>47.268</b>	<b>47.741</b>	<b>48.218</b>	<b>48.700</b>	<b>49.187</b>	<b>49.679</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	1.500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		46.800	47.268	47.741	48.218	48.700	49.187	49.679
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>100.654</b>	<b>100.691</b>	<b>100.728</b>	<b>100.765</b>	<b>100.802</b>	<b>100.839</b>	<b>100.877</b>
EEG-Vergütung	95,00%	€/a	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528
Eigenverbrauch	5,00%	€/a	11.126	11.163	11.200	11.237	11.274	11.311	11.349
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-1.500.000</b>	53.854	53.423	52.987	52.547	52.102	51.652	51.197

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1549
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	0,80%	0,1230
	-1%	1,80%	0,1388
	0%	2,80%	0,1549
	1%	3,80%	0,1713
	2%	4,80%	0,1879
Kalkulations- zinssatz	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	<b>-254.140</b>
Annuität	€/a	<b>-16.768</b>
Interner Zinsfuß	%	1,43%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	<b>-525.524</b>
	90%	0,1116	<b>-389.832</b>
	100%	0,1240	<b>-254.140</b>
	110%	0,1364	<b>-118.449</b>
	120%	0,1488	17.243
Nutzungs- dauer	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
50.176	50.678	51.184	51.696	52.213	52.735	53.263	53.795	54.333	54.877	55.425	55.980	-793.461
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-850.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50.176	50.678	51.184	51.696	52.213	52.735	53.263	53.795	54.333	54.877	55.425	55.980	56.539
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>100.914</b>	<b>100.952</b>	<b>100.989</b>	<b>101.027</b>	<b>101.065</b>	<b>101.103</b>	<b>101.141</b>	<b>101.180</b>	<b>101.218</b>	<b>101.257</b>	<b>101.295</b>	<b>101.334</b>	<b>101.373</b>
89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528
11.386	11.424	11.461	11.499	11.537	11.575	11.613	11.652	11.690	11.729	11.767	11.806	11.845
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50.738	50.274	49.805	49.331	48.852	48.368	47.879	47.384	46.885	46.380	45.870	45.354	894.834

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,24%	0,1459	80% 3.040	0,1937	80% 1.200.000
2,52%	0,1504	90% 3.420	0,1721	90% 1.350.000
2,80%	0,1549	100% 3.800	0,1549	100% 1.500.000
3,08%	0,1595	110% 4.180	0,1408	110% 1.650.000
3,36%	0,1641	120% 4.560	0,1291	120% 1.800.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 -222.977	-20%	-15.00%	-662.493	-20% -20,00%
18 -239.462	-10%	-5.00%	-458.317	-10% -10,00%
20 -254.140	0%	5.00%	-254.140	0% 0,00%
22 -267.182	10%	15.00%	-49.964	10% 10,00%
24 -278.744	20%	25.00%	154.213	20% 20,00%

#### 5.1.4. Neubau 500 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	500 3.800	Jahresenergieertrag	kWh	1.900.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	2.275.000 € 975.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	3.250.000 6.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 103.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	3,00%	Festvergütungsanteil	%	97,00%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,293	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 3,10% 3,10%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 3,10%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	3.250.000
Kalkulationszinssatz	%	3,10%
Jahresvollaststunden	h/a	3.800
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	3,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>3.250.000</b>	<b>103.000</b>	<b>104.030</b>	<b>105.070</b>	<b>106.121</b>	<b>107.182</b>	<b>108.254</b>	<b>109.337</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	3.250.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		103.000	104.030	105.070	106.121	107.182	108.254	109.337
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>245.222</b>	<b>245.277</b>	<b>245.332</b>	<b>245.387</b>	<b>245.443</b>	<b>245.499</b>	<b>245.555</b>
EEG-Vergütung	97,00%	€/a	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532
Eigenverbrauch	3,00%	€/a	16.690	16.745	16.800	16.855	16.911	16.967	17.023
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			<b>142.222</b>	<b>141.247</b>	<b>140.262</b>	<b>139.266</b>	<b>138.261</b>	<b>137.245</b>	<b>136.218</b>
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-3.250.000</b>							

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1394
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

Kalkulations- zinssatz	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Kalkulations- zinssatz
	-2%	1,10%	0,1116	
-1%	2,10%	0,1254		90%
0%	3,10%	0,1394		100%
1%	4,10%	0,1537		110%
2%	5,10%	0,1681		120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	<b>-282.960</b>
Annuität	€/a	<b>-19.196</b>
Interner Zinsfuß	%	2,38%

### Sensitivitäten

EEG- Vergütungs- satz	Kapitalwert [€]			Nutzungs- dauer
	80%	0,0992	<b>-956.711</b>	
90%	0,1116		<b>-619.835</b>	90%
100%	0,1240		<b>-282.960</b>	100%
110%	0,1364		53.916	110%
120%	0,1488		390.792	120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
110.430	111.534	112.650	113.776	114.914	116.063	117.224	118.396	119.580	120.776	121.983	123.203	-1.717.231
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.841.667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
110.430	111.534	112.650	113.776	114.914	116.063	117.224	118.396	119.580	120.776	121.983	123.203	124.435
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
245.611	245.667	245.724	245.781	245.838	245.895	245.952	246.009	246.067	246.125	246.183	246.241	246.300
228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532
17.079	17.135	17.192	17.249	17.306	17.363	17.420	17.477	17.535	17.593	17.651	17.709	17.768
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
135.181	134.133	133.074	132.005	130.924	129.832	128.728	127.614	126.487	125.349	124.200	123.038	1.963.531

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Stromgestehungskosten [€/kWh]			Stromgestehungskosten [€/kWh]		
2,48%	0,1307	Jahresvollast- stunden	80%	3.040	0,1743	80%	2.600.000
2,79%	0,1350		90%	3.420	0,1549	90%	2.925.000
3,10%	0,1394		100%	3.800	0,1394	100%	3.250.000
3,41%	0,1438		110%	4.180	0,1267	110%	3.575.000
3,72%	0,1482		120%	4.560	0,1162	120%	3.900.000
							0,1626

Kapitalwert [€]		Kapitalwert [€]		Kapitalwert [€]	
Eigen- verbrauchs- anteil	-261.591	Direktver- marktings- anteil	-20% <span style="background-color: red; color: white;">-17.00%</span>	-1.275.326	-20% <span style="background-color: red; color: white;">-20,00%</span>
	-273.762		-10% <span style="background-color: red; color: white;">-7.00%</span>	-779.143	-10% <span style="background-color: red; color: white;">-10,00%</span>
	-282.960		0% <span style="background-color: red; color: white;">3.00%</span>	-282.960	0% <span style="background-color: red; color: white;">0,00%</span>
	-289.543		10% <span style="background-color: red; color: white;">13,00%</span>	213.223	10% <span style="background-color: red; color: white;">10,00%</span>
	-293.837		20% <span style="background-color: red; color: white;">23,00%</span>	709.407	20% <span style="background-color: red; color: white;">20,00%</span>

### 5.1.5. Neubau 1 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	1.000 4.000	Jahresenergieertrag	kWh	4.000.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	3.850.000 € 1.650.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	5.500.000 5.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 191.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 3,50% 3,50%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 3,50%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	5.500.000
Kalkulationszinssatz	%	3,50%
Jahresvollaststunden	h/a	4.000
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>5.500.000</b>	191.000	192.910	194.839	196.787	198.755	200.743	202.750
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	5.500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		191.000	192.910	194.839	196.787	198.755	200.743	202.750
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>498.814</b>	<b>498.848</b>	<b>498.882</b>	<b>498.916</b>	<b>498.950</b>	<b>498.984</b>	<b>499.019</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	10.254	10.288	10.322	10.356	10.390	10.424	10.459
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			307.814	305.938	304.043	302.128	300.195	298.241	296.268
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-5.500.000</b>							

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1212
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	1,50%	0,0987
	-1%	2,50%	0,1098
	0%	3,50%	0,1212
	1%	4,50%	0,1327
	2%	5,50%	0,1444
Kalkulations- zinssatz	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	204.820
Annuität	€/a	14.411
Interner Zinsfuß	%	3,81%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	<b>-1.183.902</b>
	90%	0,1116	<b>-489.541</b>
	100%	0,1240	204.820
	110%	0,1364	899.182
	120%	0,1488	1.593.543
Nutzungs- dauer	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
204.778	206.826	208.894	210.983	213.093	215.224	217.376	219.550	221.745	223.963	226.202	228.464	-2.885.918
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.116.667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
204.778	206.826	208.894	210.983	213.093	215.224	217.376	219.550	221.745	223.963	226.202	228.464	230.749
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
499.053	499.088	499.123	499.157	499.192	499.228	499.263	499.298	499.333	499.369	499.405	499.440	499.476
488.560 10.493	488.560 10.528	488.560 10.563	488.560 10.597	488.560 10.632	488.560 10.668	488.560 10.703	488.560 10.738	488.560 10.773	488.560 10.809	488.560 10.845	488.560 10.880	488.560 10.916
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
294.275	292.262	290.229	288.175	286.100	284.004	281.887	279.748	277.588	275.406	273.203	270.976	3.385.394

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
2,80%	0,1132		80%	3.200	0,1515		80%	4.400.000	0,1018
3,15%	0,1172		90%	3.600	0,1346		90%	4.950.000	0,1115
3,50%	0,1212		100%	4.000	0,1212		100%	5.500.000	0,1212
3,85%	0,1252		110%	4.400	0,1102		110%	6.050.000	0,1308
4,20%	0,1292		120%	4.800	0,1010		120%	6.600.000	0,1405

Kapitalwert [€]		Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]		Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]	
16	134.244		-20%	-18,50%		-20%	-20,00%
18	168.689		-10%	-8,50%		-10%	-10,00%
20	204.820		0%	1,50%	204.820	0%	0,00%
22	242.177		10%	11,50%	498.769	10%	10,00%
24	280.353		20%	21,50%	792.718	20%	20,00%

### 5.1.6. Neubau 2 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	2.000 4.200	Jahresenergieertrag	kWh	8.400.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	7.000.000 3.000.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	10.000.000 5.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 320.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1038
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 3,80% 3,80%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 3,80%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	10.000.000
Kalkulationszinssatz	%	3,80%
Jahresvollaststunden	h/a	4.200
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,104
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>10.000.000</b>	320.000	323.200	326.432	329.696	332.993	336.323	339.686
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	10.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		320.000	323.200	326.432	329.696	332.993	336.323	339.686
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>880.014</b>	<b>880.085</b>	<b>880.156</b>	<b>880.228</b>	<b>880.300</b>	<b>880.372</b>	<b>880.444</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	21.533	21.604	21.676	21.747	21.819	21.891	21.963
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			560.014	556.885	553.724	550.532	547.306	544.049	540.758
<hr/>									

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1044
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]			
Kalkulations- zinssatz	-2%	1,80%	0,0848	Kalkulations- zinssatz
	-1%	2,80%	0,0945	
	0%	3,80%	0,1044	
	1%	4,80%	0,1144	
	2%	5,80%	0,1246	
				80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	55.840
Annuität	€/a	4.036
Interner Zinsfuß	%	3,85%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]			
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0830	<b>-2.319.441</b>	Nutzungs- dauer
	90%	0,0934	<b>-1.131.801</b>	
	100%	0,1038	55.840	
	110%	0,1141	1.243.481	
	120%	0,1245	2.431.122	
				80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
343.083	346.514	349.979	353.479	357.014	360.584	364.190	367.832	371.510	375.225	378.977	382.767	-5.280.072
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.666.667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
343.083	346.514	349.979	353.479	357.014	360.584	364.190	367.832	371.510	375.225	378.977	382.767	386.595
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>880.516</b>	<b>880.589</b>	<b>880.662</b>	<b>880.735</b>	<b>880.809</b>	<b>880.882</b>	<b>880.956</b>	<b>881.031</b>	<b>881.105</b>	<b>881.180</b>	<b>881.255</b>	<b>881.330</b>	<b>881.405</b>
858.481 22.036	858.481 22.108	858.481 22.181	858.481 22.255	858.481 22.328	858.481 22.402	858.481 22.476	858.481 22.550	858.481 22.624	858.481 22.699	858.481 22.774	858.481 22.849	858.481 22.924
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
537.433	534.075	530.683	527.256	523.795	520.298	516.767	513.199	509.595	505.954	502.277	498.562	6.161.477

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
3,04%	0,0968	80% 3.360	0,1304	80% 8.000.000
3,42%	0,1006	90% 3.780	0,1159	90% 9.000.000
3,80%	0,1044	100% 4.200	0,1044	100% 10.000.000
4,18%	0,1081	110% 4.620	0,0949	110% 11.000.000
4,56%	0,1120	120% 5.040	0,0870	120% 12.000.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 -39.760		-20% -18,50% -1.615.120		-20% -20,00% 55.840
18 5.291		-10% -8,50% -779.640		-10% -10,00% 55.840
20 55.840		0% 1,50% 55.840		0% 0,00% 55.840
22 110.728		10% 11,50% 891.320		10% 10,00% 55.840
24 168.942		20% 21,50% 1.726.800		20% 20,00% 55.840

### 5.1.7. Neubau 5 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	5.000 4.500	Jahresenergieertrag	kWh	22.500.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	14.000.000 6.000.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	20.000.000 4.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 640.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,0857
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 4,10% 4,10%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 4,10%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	20.000.000
Kalkulationszinssatz	%	4,10%
Jahresvollaststunden	h/a	4.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,086
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>20.000.000</b>	640.000	646.400	652.864	659.393	665.987	672.646	679.373
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	20.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		640.000	646.400	652.864	659.393	665.987	672.646	679.373
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>1.956.668</b>	<b>1.956.858</b>	<b>1.957.049</b>	<b>1.957.241</b>	<b>1.957.433</b>	<b>1.957.626</b>	<b>1.957.820</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	57.679	57.869	58.060	58.252	58.444	58.637	58.830
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			1.316.668	1.310.458	1.304.185	1.297.848	1.291.447	1.284.980	1.278.447
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-20.000.000</b>							

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0802
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	2,10%	0,0655
	-1%	3,10%	0,0727
	0%	4,10%	0,0802
	1%	5,10%	0,0877
	2%	6,10%	0,0953
			Kalkulations- zinssatz
			80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	2.085.921
Annuität	€/a	154.848
Interner Zinsfuß	%	5,02%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0685	<b>-3.030.250</b>
	90%	0,0771	<b>-472.164</b>
	100%	0,0857	2.085.921
	110%	0,0943	4.644.007
	120%	0,1028	7.202.093
			Nutzungs- dauer
			80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
686.167	693.028	699.959	706.958	714.028	721.168	728.380	735.663	743.020	750.450	757.955	765.534	-10.560.144
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.333.333
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
686.167	693.028	699.959	706.958	714.028	721.168	728.380	735.663	743.020	750.450	757.955	765.534	773.190
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>1.958.014</b>	<b>1.958.209</b>	<b>1.958.404</b>	<b>1.958.600</b>	<b>1.958.797</b>	<b>1.958.994</b>	<b>1.959.192</b>	<b>1.959.391</b>	<b>1.959.590</b>	<b>1.959.790</b>	<b>1.959.991</b>	<b>1.960.192</b>	<b>1.960.394</b>
1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989
59.024	59.219	59.415	59.611	59.807	60.005	60.203	60.401	60.601	60.801	61.001	61.203	61.405
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>1.271.847</b>	<b>1.265.180</b>	<b>1.258.445</b>	<b>1.251.642</b>	<b>1.244.769</b>	<b>1.237.826</b>	<b>1.230.812</b>	<b>1.223.727</b>	<b>1.216.570</b>	<b>1.209.340</b>	<b>1.202.036</b>	<b>1.194.658</b>	<b>12.520.538</b>

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
3,28%	0,0741		80%	3.600	0,1002		80%	16.000.000	0,0670
3,69%	0,0771		90%	4.050	0,0891		90%	18.000.000	0,0736
4,10%	0,0802		100%	4.500	0,0802		100%	20.000.000	0,0802
4,51%	0,0832		110%	4.950	0,0729		110%	22.000.000	0,0868
4,92%	0,0863		120%	5.400	0,0668		120%	24.000.000	0,0933

Kapitalwert [€]		Kapitalwert [€]		Kapitalwert [€]			
	Eigen- verbrauchs- anteil		Direktver- marktings- anteil				
16	1.599.703	-20%	-18,50%	-3.364.479	-20%	-20,00%	2.085.921
18	1.842.701	-10%	-8,50%	-639.279	-10%	-10,00%	2.085.921
20	2.085.921	0%	1,50%	2.085.921	0%	0,00%	2.085.921
22	2.327.626	10%	11,50%	4.811.121	10%	10,00%	2.085.921
24	2.566.358	20%	21,50%	7.536.321	20%	20,00%	2.085.921

### 5.1.8. Neubau 10 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	10.000 5.000	Jahresenergieertrag	kWh	50.000.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	28.000.000 € 12.000.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	40.000.000 4.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 1.200.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,0720
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 4,30% 4,30%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 4,30%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	40.000.000
Kalkulationszinssatz	%	4,30%
Jahresvollaststunden	h/a	5.000
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,072
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>40.000.000</b>	1.200.000	1.212.000	1.224.120	1.236.361	1.248.725	1.261.212	1.273.824
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	40.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		1.200.000	1.212.000	1.224.120	1.236.361	1.248.725	1.261.212	1.273.824
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>3.673.109</b>	<b>3.673.532</b>	<b>3.673.957</b>	<b>3.674.382</b>	<b>3.674.810</b>	<b>3.675.238</b>	<b>3.675.668</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	3.544.934	3.544.934	3.544.934	3.544.934	3.544.934	3.544.934	3.544.934
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	128.175	128.598	129.022	129.448	129.875	130.304	130.734
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			2.473.109	2.461.532	2.449.837	2.438.021	2.426.085	2.414.026	2.401.844

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0717
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	2,30%	0,0585
	-1%	3,30%	0,0651
	0%	4,30%	0,0717
	1%	5,30%	0,0785
	2%	6,30%	0,0854
			Kalkulations- zinssatz
			80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	1.183.298
Annuität	€/a	89.398
Interner Zinsfuß	%	4,56%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0576	-8.201.085
	90%	0,0648	-3.508.894
	100%	0,0720	1.183.298
	110%	0,0792	5.875.490
	120%	0,0864	10.567.682
			Nutzungs- dauer
			80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
1.286.562	1.299.428	1.312.422	1.325.547	1.338.802	1.352.190	1.365.712	1.379.369	1.393.163	1.407.094	1.421.165	1.435.377	-21.216.936
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.666.667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.286.562	1.299.428	1.312.422	1.325.547	1.338.802	1.352.190	1.365.712	1.379.369	1.393.163	1.407.094	1.421.165	1.435.377	1.449.731
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.676.100</b>	<b>3.676.532</b>	<b>3.676.967</b>	<b>3.677.402</b>	<b>3.677.840</b>	<b>3.678.278</b>	<b>3.678.718</b>	<b>3.679.160</b>	<b>3.679.603</b>	<b>3.680.047</b>	<b>3.680.493</b>	<b>3.680.940</b>	<b>3.681.389</b>
3.544.934 131.165	3.544.934 131.598	3.544.934 132.032	3.544.934 132.468	3.544.934 132.905	3.544.934 133.344	3.544.934 133.784	3.544.934 134.225	3.544.934 134.668	3.544.934 135.113	3.544.934 135.559	3.544.934 136.006	3.544.934 136.455
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.389.537	2.377.104	2.364.544	2.351.856	2.339.038	2.326.088	2.313.006	2.299.791	2.286.440	2.272.953	2.259.328	2.245.563	24.898.325

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
3,44%	0,0660		80%	4.000	0,0897		80%	32.000.000	0,0597
3,87%	0,0689		90%	4.500	0,0797		90%	36.000.000	0,0657
4,30%	0,0717		100%	5.000	0,0717		100%	40.000.000	0,0717
4,73%	0,0747		110%	5.500	0,0652		110%	44.000.000	0,0778
5,16%	0,0776		120%	6.000	0,0598		120%	48.000.000	0,0838

Kapitalwert [€]		Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]		Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]	
16	601.401		-20%	-18,50%		-20%	-20,00%
18	883.033		-10%	-8,50%		-10%	-10,00%
20	1.183.298		0%	1,50%	1.183.298	0%	0,00%
22	1.496.892		10%	11,50%	8.038.646	10%	10,00%
24	1.819.275		20%	21,50%	14.893.994	20%	20,00%

### 5.1.9. Neubau 20 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	20.000 5.500	Jahresenergieertrag	kWh	110.000.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	49.000.000 € 21.000.000	Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	70.000.000 3.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 1.980.000
			Summe laufender Kosten Spezifische laufende Kosten	€/a €/kW	99
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,0622
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 4,60% 4,60%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 4,60%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	%	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	70.000.000
Kalkulationszinssatz	%	4,60%
Jahresvollaststunden	h/a	5.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,062
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>70.000.000</b>	<b>1.980.000</b>	<b>1.999.800</b>	<b>2.019.798</b>	<b>2.039.996</b>	<b>2.060.396</b>	<b>2.081.000</b>	<b>2.101.810</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	70.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		1.980.000	1.999.800	2.019.798	2.039.996	2.060.396	2.081.000	2.101.810
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>7.021.471</b>	<b>7.022.402</b>	<b>7.023.335</b>	<b>7.024.272</b>	<b>7.025.212</b>	<b>7.026.155</b>	<b>7.027.101</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	281.985	282.916	283.849	284.786	285.726	286.669	287.615
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-70.000.000</b>	5.041.471	5.022.602	5.003.537	4.984.276	4.964.816	4.945.155	4.925.291

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0575
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	2,60%	0,0469
	-1%	3,60%	0,0521
	0%	4,60%	0,0575
	1%	5,60%	0,0629
	2%	6,60%	0,0684
			Kalkulations- zinssatz
			80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	9.082.080
Annuität	€/a	704.258
Interner Zinsfuß	%	5,78%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0498	<b>-8.300.336</b>
	90%	0,0560	390.872
	100%	0,0622	9.082.080
	110%	0,0684	17.773.288
	120%	0,0746	26.464.496
			Nutzungs- dauer
			80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
<b>2.122.828</b>	<b>2.144.056</b>	<b>2.165.497</b>	<b>2.187.152</b>	<b>2.209.023</b>	<b>2.231.114</b>	<b>2.253.425</b>	<b>2.275.959</b>	<b>2.298.719</b>	<b>2.321.706</b>	<b>2.344.923</b>	<b>2.368.372</b>	<b>-37.274.611</b>
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>-39.666.667</b>
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2.122.828</b>	<b>2.144.056</b>	<b>2.165.497</b>	<b>2.187.152</b>	<b>2.209.023</b>	<b>2.231.114</b>	<b>2.253.425</b>	<b>2.275.959</b>	<b>2.298.719</b>	<b>2.321.706</b>	<b>2.344.923</b>	<b>2.368.372</b>	<b>2.392.056</b>
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>7.028.050</b>	<b>7.029.002</b>	<b>7.029.958</b>	<b>7.030.916</b>	<b>7.031.878</b>	<b>7.032.843</b>	<b>7.033.811</b>	<b>7.034.782</b>	<b>7.035.757</b>	<b>7.036.734</b>	<b>7.037.715</b>	<b>7.038.699</b>	<b>7.039.687</b>
6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486	6.739.486
288.564	289.516	290.471	291.430	292.392	293.357	294.325	295.296	296.270	297.248	298.229	299.213	300.201
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>4.905.222</b>	<b>4.884.946</b>	<b>4.864.461</b>	<b>4.843.764</b>	<b>4.822.855</b>	<b>4.801.729</b>	<b>4.780.386</b>	<b>4.758.823</b>	<b>4.737.038</b>	<b>4.715.029</b>	<b>4.692.792</b>	<b>4.670.327</b>	<b>44.314.298</b>

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
3,68%	0,0526		80%	4.400	0,0719		80%	56.000.000	0,0476
4,14%	0,0550		90%	4.950	0,0639		90%	63.000.000	0,0526
4,60%	0,0575		100%	5.500	0,0575		100%	70.000.000	0,0575
5,06%	0,0600		110%	6.050	0,0523		110%	77.000.000	0,0624
5,52%	0,0625		120%	6.600	0,0479		120%	84.000.000	0,0674

Kapitalwert [€]		Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]		Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]	
16	7.055.021		-20%	<b>-18,50%</b>	<b>-23.064.570</b>	-20%	<b>-20,00%</b>
18	8.072.962		-10%	<b>-8,50%</b>	<b>-6.991.245</b>	-10%	<b>-10,00%</b>
20	9.082.080		0%	1,50%	9.082.080	0%	0,00%
22	10.075.653		10%	11,50%	25.155.405	10%	10,00%
24	11.048.229		20%	21,50%	41.228.730	20%	20,00%

### 5.1.10. Neubau 50 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit  
Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung Jahresvollaststunden	kW h/a	50.000 5.500	Jahresenergieertrag	kWh	275.000.000
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€ 122.500.000 € 52.500.000		Anschaffungsausgaben Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	€ 175.000.000 3.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes Personalkosten	% % % % % €/a		Instandhaltung Versicherung Verwaltung Pacht Unvorhergesehenes	€/a	0 0 0 0 4.350.000
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil Eigenverbrauchsanteil	% %	1,50%	Festvergütungsanteil	%	98,50%
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ... Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung Strombezugspreis	€/kWh €/kWh	EEG 2014 0,171	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,0528
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil Eigenkapitalrendite Fremdkapitalzins	% % %	100,00% 5,00% 5,00%	Fremdkapitalanteil Kalkulationszinssatz (i)	%	0,00% 5,00%
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate Strompreisänderungsrate	% %	1,00% 0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	175.000.000
Kalkulationszinssatz	%	5,00%
Jahresvollaststunden	h/a	5.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,053
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>175.000.000</b>	<b>4.350.000</b>	<b>4.393.500</b>	<b>4.437.435</b>	<b>4.481.809</b>	<b>4.526.627</b>	<b>4.571.894</b>	<b>4.617.613</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	175.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		4.350.000	4.393.500	4.437.435	4.481.809	4.526.627	4.571.894	4.617.613
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>15.003.418</b>	<b>15.005.744</b>	<b>15.008.078</b>	<b>15.010.420</b>	<b>15.012.769</b>	<b>15.015.126</b>	<b>15.017.491</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	14.298.455	14.298.455	14.298.455	14.298.455	14.298.455	14.298.455	14.298.455
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	704.963	707.289	709.623	711.965	714.314	716.671	719.036
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-175.000.000</b>	10.653.418	10.612.244	10.570.643	10.528.610	10.486.142	10.443.233	10.399.879

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0573
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	3,00%	0,0466
	-1%	4,00%	0,0519
	0%	5,00%	0,0573
	1%	6,00%	0,0628
	2%	7,00%	0,0683
			Kalkulations- zinssatz
			80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	<b>-9.154.476</b>
Annuität	€/a	<b>-734.579</b>
Interner Zinsfuß	%	4,51%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0422	<b>-44.792.547</b>
	90%	0,0475	<b>-26.973.512</b>
	100%	0,0528	<b>-9.154.476</b>
	110%	0,0581	8.664.559
	120%	0,0633	26.483.594
			Nutzungs- dauer
			80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
4.663.789	4.710.427	4.757.531	4.805.106	4.853.157	4.901.689	4.950.706	5.000.213	5.050.215	5.100.717	5.151.724	5.203.242	-93.911.393
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-99.166.667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.663.789	4.710.427	4.757.531	4.805.106	4.853.157	4.901.689	4.950.706	5.000.213	5.050.215	5.100.717	5.151.724	5.203.242	5.255.274
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>15.019.864</b>	<b>15.022.245</b>	<b>15.024.633</b>	<b>15.027.030</b>	<b>15.029.434</b>	<b>15.031.846</b>	<b>15.034.267</b>	<b>15.036.695</b>	<b>15.039.131</b>	<b>15.041.575</b>	<b>15.044.027</b>	<b>15.046.488</b>	<b>15.048.956</b>
14.298.455 721.409	14.298.455 723.790	14.298.455 726.178	14.298.455 728.575	14.298.455 730.979	14.298.455 733.391	14.298.455 735.812	14.298.455 738.240	14.298.455 740.676	14.298.455 743.120	14.298.455 745.572	14.298.455 748.033	14.298.455 750.501
10.356.075	10.311.818	10.267.102	10.221.924	10.176.277	10.130.157	10.083.561	10.036.482	9.988.916	9.940.858	9.892.303	9.843.246	108.960.349

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
4,00%	0,0519		80%	4.400	0,0716		80%	140.000.000	0,0471
4,50%	0,0546		90%	4.950	0,0637		90%	157.500.000	0,0522
5,00%	0,0573		100%	5.500	0,0573		100%	175.000.000	0,0573
5,50%	0,0600		110%	6.050	0,0521		110%	192.500.000	0,0624
6,00%	0,0628		120%	6.600	0,0477		120%	210.000.000	0,0675

Kapitalwert [€]			Kapitalwert [€]			Kapitalwert [€]									
Eigen- verbrauchs- anteil	-20% -10% 0% 10% 20%		-18,50% -8,50% 1,50% 11,50% 21,50%		-93.222.953 -51.188.715 -9.154.476 32.879.762 74.914.000		-20,00% -10,00% 0,00% 10,00% 20,00%		-9.154.476 -9.154.476 -9.154.476 -9.154.476 -9.154.476						
	-10.185.995	-9.758.963	-9.154.476	-8.410.651	-7.559.943	-20%	-10%	0%	10%	-20%	-10%	0%	10%	20%	-20,00% -10,00% 0,00% 10,00% 20,00%

## 5.2. Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen

### 5.2.1. Modernisierung EEG 2000 50 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	50	Jahresenergieertrag	kWh	165.000
Jahresvollaststunden	h/a	3.300			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	245.000	Anschaffungsausgaben	€	350.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	105.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	7.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	3.400
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	68
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	60,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	40,00%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...		EEG 2014	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh				
Strombezugspreis	€/kWh	0,293			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	2,60%	Kalkulationszinssatz (i)	%	2,60%
Fremdkapitalzins	%	2,60%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	350.000
Kalkulationszinssatz	%	2,60%
Jahresvollaststunden	h/a	3.300
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	40,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>350.000</b>	<b>3.400</b>	<b>3.434</b>	<b>3.468</b>	<b>3.503</b>	<b>3.538</b>	<b>3.573</b>	<b>3.609</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	350.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		3.400	3.434	3.468	3.503	3.538	3.573	3.609
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>31.601</b>	<b>31.665</b>	<b>31.729</b>	<b>31.793</b>	<b>31.857</b>	<b>31.922</b>	<b>31.987</b>
EEG-Vergütung	60,00%	€/a	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276
Eigenverbrauch	40,00%	€/a	19.325	19.389	19.453	19.517	19.581	19.646	19.711
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-350.000</b>	28.201	28.231	28.260	28.290	28.319	28.348	28.377

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,1187
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	0,60%	0,0854
	-1%	1,60%	0,1019
	0%	2,60%	0,1187
	1%	3,60%	0,1359
	2%	4,60%	0,1534
			Kalkulations- zinssatz
			80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	194.106
Annuität	€/a	12.569
Interner Zinsfuß	%	6,88%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	156.191
	90%	0,1116	175.149
	100%	0,1240	194.106
	110%	0,1364	213.064
	120%	0,1488	232.022
			Nutzungs- dauer
			80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
3.645	3.682	3.719	3.756	3.793	3.831	3.870	3.908	3.947	3.987	4.027	4.067	-170.892
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-175.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.645	3.682	3.719	3.756	3.793	3.831	3.870	3.908	3.947	3.987	4.027	4.067	4.108
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>32.052</b>	<b>32.117</b>	<b>32.182</b>	<b>32.248</b>	<b>32.314</b>	<b>32.380</b>	<b>32.446</b>	<b>32.513</b>	<b>32.580</b>	<b>32.647</b>	<b>32.714</b>	<b>32.781</b>	<b>32.849</b>
12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276	12.276
19.776	19.841	19.906	19.972	20.038	20.104	20.170	20.237	20.304	20.371	20.438	20.505	20.573
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.406	28.435	28.464	28.492	28.521	28.549	28.577	28.605	28.632	28.660	28.687	28.715	203.742

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,08%	0,1100	80%	2.640	0,1484
2,34%	0,1143	90%	2.970	0,1319
2,60%	0,1187	100%	3.300	0,1187
2,86%	0,1232	110%	3.630	0,1080
3,12%	0,1276	120%	3.960	0,0990

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16	157.211	-20%	20,00%	103.742
18	175.815	-10%	30,00%	148.924
20	194.106	0%	40,00%	194.106
22	212.068	10%	50,00%	239.288
24	229.687	20%	60,00%	284.471

### 5.2.2. Modernisierung EEG 2000 100 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	100	Jahresenergieertrag	kWh	350.000
Jahresvollaststunden	h/a	3.500			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	294.000	Anschaffungsausgaben	€	420.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	126.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	4.200
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	5.400
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	54
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	90,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	10,00%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...		EEG 2014	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh				
Strombezugspreis	€/kWh	0,293			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	2,70%	Kalkulationszinssatz (i)	%	2,70%
Fremdkapitalzins	%	2,70%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	420.000
Kalkulationszinssatz	%	2,70%
Jahresvollaststunden	h/a	3.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	10,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>420.000</b>	<b>5.400</b>	<b>5.454</b>	<b>5.509</b>	<b>5.564</b>	<b>5.619</b>	<b>5.675</b>	<b>5.732</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	420.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		5.400	5.454	5.509	5.564	5.619	5.675	5.732
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>49.308</b>	<b>49.342</b>	<b>49.376</b>	<b>49.410</b>	<b>49.444</b>	<b>49.478</b>	<b>49.513</b>
EEG-Vergütung	90,00%	€/a		39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060
Eigenverbrauch	10,00%	€/a		10.248	10.282	10.316	10.350	10.384	10.418
Direktvermarktung	0,00%	€/a		0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a		<b>-420.000</b>	43.908	43.888	43.867	43.846	43.825	43.803
									43.780

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0723
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	0,70%	0,0534
	-1%	1,70%	0,0627
	0%	2,70%	0,0723
	1%	3,70%	0,0820
	2%	4,70%	0,0919
Kalkulations- zinssatz	80%		80%
	90%		90%
	100%		100%
	110%		110%
	120%		120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	371.990
Annuität	€/a	24.315
Interner Zinsfuß	%	9,49%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	252.477
	90%	0,1116	312.234
	100%	0,1240	371.990
	110%	0,1364	431.747
	120%	0,1488	491.503
Nutzungs- dauer	80%		80%
	90%		90%
	100%		100%
	110%		110%
	120%		120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
5.790	5.847	5.906	5.965	6.025	6.085	6.146	6.207	6.269	6.332	6.395	6.459	-203.476
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-210.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.790	5.847	5.906	5.965	6.025	6.085	6.146	6.207	6.269	6.332	6.395	6.459	6.524
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>49.547</b>	<b>49.582</b>	<b>49.616</b>	<b>49.651</b>	<b>49.686</b>	<b>49.721</b>	<b>49.756</b>	<b>49.792</b>	<b>49.827</b>	<b>49.863</b>	<b>49.898</b>	<b>49.934</b>	<b>49.970</b>
39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060	39.060
10.487	10.522	10.556	10.591	10.626	10.661	10.696	10.732	10.767	10.803	10.838	10.874	10.910
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43.758	43.734	43.711	43.686	43.662	43.636	43.611	43.585	43.558	43.531	43.503	43.475	253.446

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]		Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]	
2,16%	0,0671		80%	2.800	0,0903	80%	336.000
2,43%	0,0697		90%	3.150	0,0803	90%	378.000
2,70%	0,0723		100%	3.500	0,0723	100%	420.000
2,97%	0,0749		110%	3.850	0,0657	110%	462.000
3,24%	0,0775		120%	4.200	0,0602	120%	504.000

Kapitalwert [€]		Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]		Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]	
16	306.961		-20%	-10,00%	182.133	-20%	-20,00%
18	340.030		-10%	0,00%	277.062	-10%	-10,00%
20	371.990		0%	10,00%	371.990	0%	0,00%
22	402.865		10%	20,00%	466.919	10%	10,00%
24	432.680		20%	30,00%	561.847	20%	20,00%

### 5.2.3. Modernisierung EEG 2000 200 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	200	Jahresenergieertrag	kWh	760.000
Jahresvollaststunden	h/a	3.800			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	490.000	Anschaffungsausgaben	€	700.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	210.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	3.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	9.400
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	47
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	95,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	5,00%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...			EEG 2014		
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh		EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,1240
Strombezugspreis	€/kWh	0,293			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	2,80%	Kalkulationszinssatz (i)	%	2,80%
Fremdkapitalzins	%	2,80%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	700.000
Kalkulationszinssatz	%	2,80%
Jahresvollaststunden	h/a	3.800
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	5,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>700.000</b>	<b>9.400</b>	<b>9.494</b>	<b>9.589</b>	<b>9.685</b>	<b>9.782</b>	<b>9.879</b>	<b>9.978</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	700.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		9.400	9.494	9.589	9.685	9.782	9.879	9.978
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>100.654</b>	<b>100.691</b>	<b>100.728</b>	<b>100.765</b>	<b>100.802</b>	<b>100.839</b>	<b>100.877</b>
EEG-Vergütung	95,00%	€/a	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528
Eigenverbrauch	5,00%	€/a	11.126	11.163	11.200	11.237	11.274	11.311	11.349
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a		<b>-700.000</b>	91.254	91.197	91.139	91.080	91.020	90.960
									90.898

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0568
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Kalkulations- zinssatz	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Kalkulations- zinssatz
		-2%	0,80%	0,0423	
	-1%	1,80%	0,0495		80%
	0%	2,80%	0,0568		90%
	1%	3,80%	0,0642		100%
	2%	4,80%	0,0718		110%
					120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	876.460
Annuität	€/a	57.828
Interner Zinsfuß	%	12,32%

### Sensitivitäten

	EEG- Vergütungs- satz	Kapitalwert [€]			Nutzungs- dauer
		80%	0,0992	605.077	
	90%	0,1116	740.768		80%
	100%	0,1240	876.460		90%
	110%	0,1364	1.012.152		100%
	120%	0,1488	1.147.844		110%
					120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
10.078	10.179	10.281	10.383	10.487	10.592	10.698	10.805	10.913	11.022	11.132	11.244	-338.644
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-350.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.078	10.179	10.281	10.383	10.487	10.592	10.698	10.805	10.913	11.022	11.132	11.244	11.356
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>100.914</b>	<b>100.952</b>	<b>100.989</b>	<b>101.027</b>	<b>101.065</b>	<b>101.103</b>	<b>101.141</b>	<b>101.180</b>	<b>101.218</b>	<b>101.257</b>	<b>101.295</b>	<b>101.334</b>	<b>101.373</b>
89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528	89.528
11.386	11.424	11.461	11.499	11.537	11.575	11.613	11.652	11.690	11.729	11.767	11.806	11.845
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
90.836	90.773	90.709	90.644	90.578	90.511	90.443	90.375	90.305	90.234	90.163	90.090	440.017

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,24%	0,0527	80% 3.040	0,0710	80% 560.000
2,52%	0,0547	90% 3.420	0,0631	90% 630.000
2,80%	0,0568	100% 3.800	0,0568	100% 700.000
3,08%	0,0588	110% 4.180	0,0516	110% 770.000
3,36%	0,0609	120% 4.560	0,0473	120% 840.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 728.590		-20% -15.00%	468.107	-20% -20.00%
18 804.065		-10% -5.00%	672.284	-10% -10.00%
20 876.460		0% 5.00%	876.460	0% 0.00%
22 945.883		10% 15.00%	1.080.637	10% 10.00%
24 1.012.440		20% 25.00%	1.284.813	20% 20.00%

#### 5.2.4. Modernisierung EEG 2000 500 kW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	500	Jahresenergieertrag	kWh	1.900.000
Jahresvollaststunden	h/a	3.800			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	1.050.000	Anschaffungsausgaben	€	1.500.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	450.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	3.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	20.500
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	41
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	97,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	3,00%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...			EEG 2014	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh				0,1240
Strombezugspreis	€/kWh	0,293			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	3,10%	Kalkulationszinssatz (i)	%	3,10%
Fremdkapitalzins	%	3,10%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	1.500.000
Kalkulationszinssatz	%	3,10%
Jahresvollaststunden	h/a	3.800
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	3,00%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>1.500.000</b>	<b>20.500</b>	<b>20.705</b>	<b>20.912</b>	<b>21.121</b>	<b>21.332</b>	<b>21.546</b>	<b>21.761</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	1.500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		20.500	20.705	20.912	21.121	21.332	21.546	21.761
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>245.222</b>	<b>245.277</b>	<b>245.332</b>	<b>245.387</b>	<b>245.443</b>	<b>245.499</b>	<b>245.555</b>
EEG-Vergütung	97,00%	€/a	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532
Eigenverbrauch	3,00%	€/a	16.690	16.745	16.800	16.855	16.911	16.967	17.023
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			224.722	224.572	224.420	224.266	224.111	223.953	223.794
<hr/>									

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0508
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]			
Kalkulations- zinssatz	-2%	1,10%	0,0383	
	-1%	2,10%	0,0445	
	0%	3,10%	0,0508	
	1%	4,10%	0,0572	
	2%	5,10%	0,0638	
Kalkulations- zinssatz				80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	2.199.712
Annuität	€/a	149.226
Interner Zinsfuß	%	14,40%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]			
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	1.525.961	
	90%	0,1116	1.862.837	
	100%	0,1240	2.199.712	
	110%	0,1364	2.536.588	
	120%	0,1488	2.873.464	
Nutzungs- dauer				80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
21.979	22.199	22.421	22.645	22.871	23.100	23.331	23.564	23.800	24.038	24.278	24.521	-725.234
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-750.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21.979	22.199	22.421	22.645	22.871	23.100	23.331	23.564	23.800	24.038	24.278	24.521	24.766
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>245.611</b>	<b>245.667</b>	<b>245.724</b>	<b>245.781</b>	<b>245.838</b>	<b>245.895</b>	<b>245.952</b>	<b>246.009</b>	<b>246.067</b>	<b>246.125</b>	<b>246.183</b>	<b>246.241</b>	<b>246.300</b>
228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532	228.532
17.079	17.135	17.192	17.249	17.306	17.363	17.420	17.477	17.535	17.593	17.651	17.709	17.768
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
223.632	223.469	223.303	223.136	222.966	222.795	222.621	222.445	222.267	222.087	221.905	221.720	971.533

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,48%	0,0468	80% 3.040	0,0635	80% 1.200.000
2,79%	0,0488	90% 3.420	0,0564	90% 1.350.000
3,10%	0,0508	100% 3.800	0,0508	100% 1.500.000
3,41%	0,0528	110% 4.180	0,0462	110% 1.650.000
3,72%	0,0548	120% 4.560	0,0423	120% 1.800.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 1.839.956	-20% -17,00%	1.207.346	-20% -20,00%	2.199.712
18 2.024.212	-10% -7,00%	1.703.529	-10% -10,00%	2.199.712
20 2.199.712	0% 3,00%	2.199.712	0% 0,00%	2.199.712
22 2.366.837	10% 13,00%	2.695.895	10% 10,00%	2.199.712
24 2.525.954	20% 23,00%	3.192.079	20% 20,00%	2.199.712

### 5.2.5. Modernisierung EEG 2000 1 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	1.000	Jahresenergieertrag	kWh	4.000.000
Jahresvollaststunden	h/a	4.000			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	1.750.000	Anschaffungsausgaben	€	2.500.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	750.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	2.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	36.000
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	36
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	98,50%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...			EEG 2014	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh				0,1240
Strombezugspreis	€/kWh	0,171			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	3,50%	Kalkulationszinssatz (i)	%	3,50%
Fremdkapitalzins	%	3,50%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	2.500.000
Kalkulationszinssatz	%	3,50%
Jahresvollaststunden	h/a	4.000
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,124
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>2.500.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.360</b>	<b>36.724</b>	<b>37.091</b>	<b>37.462</b>	<b>37.836</b>	<b>38.215</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	2.500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		36.000	36.360	36.724	37.091	37.462	37.836	38.215
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>498.814</b>	<b>498.848</b>	<b>498.882</b>	<b>498.916</b>	<b>498.950</b>	<b>498.984</b>	<b>499.019</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560	488.560
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	10.254	10.288	10.322	10.356	10.390	10.424	10.459
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			<b>462.814</b>	<b>462.488</b>	<b>462.158</b>	<b>461.825</b>	<b>461.488</b>	<b>461.148</b>	<b>460.804</b>
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-2.500.000</b>							

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0427
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
Kalkulations- zinssatz	-2%	1,50%	0,0327
	-1%	2,50%	0,0377
	0%	3,50%	0,0427
	1%	4,50%	0,0479
	2%	5,50%	0,0531
Kalkulations- zinssatz	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	4.664.697
Annuität	€/a	328.213
Interner Zinsfuß	%	18,11%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]		
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0992	3.275.975
	90%	0,1116	3.970.336
	100%	0,1240	4.664.697
	110%	0,1364	5.359.058
	120%	0,1488	6.053.419
Nutzungs- dauer	80%		
	90%		
	100%		
	110%		
	120%		

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
38.597	38.983	39.373	39.766	40.164	40.566	40.971	41.381	41.795	42.213	42.635	43.061	-1.206.508
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.250.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.597	38.983	39.373	39.766	40.164	40.566	40.971	41.381	41.795	42.213	42.635	43.061	43.492
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
499.053	499.088	499.123	499.157	499.192	499.228	499.263	499.298	499.333	499.369	499.405	499.440	499.476
488.560 10.493	488.560 10.528	488.560 10.563	488.560 10.597	488.560 10.632	488.560 10.668	488.560 10.703	488.560 10.738	488.560 10.773	488.560 10.809	488.560 10.845	488.560 10.880	488.560 10.916
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
460.456	460.105	459.750	459.391	459.028	458.662	458.291	457.917	457.539	457.156	456.770	456.379	1.705.984

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
2,80%	0,0392	80% 3.200	0,0534	80% 2.000.000
3,15%	0,0409	90% 3.600	0,0475	90% 2.250.000
3,50%	0,0427	100% 4.000	0,0427	100% 2.500.000
3,85%	0,0445	110% 4.400	0,0388	110% 2.750.000
4,20%	0,0463	120% 4.800	0,0356	120% 3.000.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 3.934.362	-20% -18,50%	4.076.799	-20% -20,00%	4.664.697
18 4.310.186	-10% -8,50%	4.370.748	-10% -10,00%	4.664.697
20 4.664.697	0% 1,50%	4.664.697	0% 0,00%	4.664.697
22 4.999.052	10% 11,50%	4.958.646	10% 10,00%	4.664.697
24 5.314.350	20% 21,50%	5.252.595	20% 20,00%	4.664.697

### 5.2.6. Modernisierung EEG 2000 2 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	2.000	Jahresenergieertrag	kWh	8.400.000
Jahresvollaststunden	h/a	4.200			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	2.800.000	Anschaffungsausgaben	€	4.000.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	1.200.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	2.000
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	64.000
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	32
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	98,50%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...			EEG 2014		
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh			EEG-Mischvergütungssatz	
Strombezugspreis	€/kWh	0,171		€/kWh	0,1038
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	3,80%	Kalkulationszinssatz (i)	%	3,80%
Fremdkapitalzins	%	3,80%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	4.000.000
Kalkulationszinssatz	%	3,80%
Jahresvollaststunden	h/a	4.200
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,104
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>4.000.000</b>	<b>64.000</b>	<b>64.640</b>	<b>65.286</b>	<b>65.939</b>	<b>66.599</b>	<b>67.265</b>	<b>67.937</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	4.000.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		64.000	64.640	65.286	65.939	66.599	67.265	67.937
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>880.014</b>	<b>880.085</b>	<b>880.156</b>	<b>880.228</b>	<b>880.300</b>	<b>880.372</b>	<b>880.444</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481	858.481
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	21.533	21.604	21.676	21.747	21.819	21.891	21.963
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>			<b>816.014</b>	<b>815.445</b>	<b>814.870</b>	<b>814.289</b>	<b>813.701</b>	<b>813.107</b>	<b>812.507</b>
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-4.000.000</b>							

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0345
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]			
Kalkulations- zinssatz	-2%	1,80%	0,0269	
	-1%	2,80%	0,0307	
	0%	3,80%	0,0345	
	1%	4,80%	0,0385	
	2%	5,80%	0,0425	
Kalkulations- zinssatz				80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€	8.168.299
Annuität	€/a	590.442
Interner Zinsfuß	%	20,07%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]			
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0830	5.793.017	
	90%	0,0934	6.980.658	
	100%	0,1038	8.168.299	
	110%	0,1141	9.355.939	
	120%	0,1245	10.543.580	
Nutzungs- dauer				80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
68.617	69.303	69.996	70.696	71.403	72.117	72.838	73.566	74.302	75.045	75.795	76.553	-1.922.681
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.000.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68.617	69.303	69.996	70.696	71.403	72.117	72.838	73.566	74.302	75.045	75.795	76.553	77.319
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>880.516</b>	<b>880.589</b>	<b>880.662</b>	<b>880.735</b>	<b>880.809</b>	<b>880.882</b>	<b>880.956</b>	<b>881.031</b>	<b>881.105</b>	<b>881.180</b>	<b>881.255</b>	<b>881.330</b>	<b>881.405</b>
858.481 22.036	858.481 22.108	858.481 22.181	858.481 22.255	858.481 22.328	858.481 22.402	858.481 22.476	858.481 22.550	858.481 22.624	858.481 22.699	858.481 22.774	858.481 22.849	858.481 22.924
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
811.900	811.286	810.666	810.040	809.406	808.766	808.118	807.464	806.803	806.135	805.459	804.776	2.804.086

Stromgestehungskosten [€/kWh]	Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]	Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]
3,04%	0,0316	80% 3.360	0,0432	80% 3.200.000
3,42%	0,0331	90% 3.780	0,0384	90% 3.600.000
3,80%	0,0345	100% 4.200	0,0345	100% 4.000.000
4,18%	0,0360	110% 4.620	0,0314	110% 4.400.000
4,56%	0,0375	120% 5.040	0,0288	120% 4.800.000

Kapitalwert [€]	Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]	Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]
16 6.924.340	-20% -18,50%	6.497.339	-20% -20,00%	8.168.299
18 7.566.380	-10% -8,50%	7.332.819	-10% -10,00%	8.168.299
20 8.168.299	0% 1,50%	8.168.299	0% 0,00%	8.168.299
22 8.732.519	10% 11,50%	9.003.778	10% 10,00%	8.168.299
24 9.261.327	20% 21,50%	9.839.258	20% 20,00%	8.168.299

### 5.2.7. Modernisierung EEG 2000 5 MW installierte Leistung

**Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit**  
**Wasserkraft**

		<b>Eingaben</b>		<b>Zwischenergebnisse</b>	
<b>Zeitrahmen</b>					
Jahr der Inbetriebnahme	-	2017			
Kalkulatorische Nutzungsdauer	a	20			
<b>Anlagenparameter / Standortbedingungen</b>					
Installierte Leistung	kW	5.000	Jahresenergieertrag	kWh	22.500.000
Jahresvollaststunden	h/a	4.500			
<b>Anschaffungsausgaben</b>					
Baulicher Teil	€	5.250.000	Anschaffungsausgaben	€	7.500.000
Maschinen- und elektrotechn. Ausrüstung	€	2.250.000	Spezifische Anschaffungsausgaben	€/kW	1.500
<b>Laufende Kosten / Betriebskosten</b>					
Instandhaltung	%		Instandhaltung	€/a	0
Versicherung	%		Versicherung	€/a	0
Verwaltung	%		Verwaltung	€/a	0
Pacht	%		Pacht	€/a	0
Unvorhergesehenes	%		Unvorhergesehenes	€/a	130.000
Personalkosten	€/a		Summe laufender Kosten	€/a	
			Spezifische laufende Kosten	€/kW	26
<b>Vermarktung</b>					
Direktvermarktungsanteil	%		Festvergütungsanteil	%	98,50%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%			
<b>Erlöskomponenten</b>					
Vergütung gemäß ...			EEG 2014	EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh
Zusatzeinnahmen aus Direktvermarktung	€/kWh				0,0857
Strombezugspreis	€/kWh	0,171			
<b>Finanzierungsbedingungen</b>					
Eigenkapitalanteil	%	100,00%	Fremdkapitalanteil	%	0,00%
Eigenkapitalrendite	%	4,10%	Kalkulationszinssatz (i)	%	4,10%
Fremdkapitalzins	%	4,10%			
<b>Preisentwicklung / -änderungsraten</b>					
Allgemeine Preisänderungsrate	%	1,00%			
Strompreisänderungsrate	%	0,33%			

## Analyseraster: Stromgestehungskosten & Wirtschaftlichkeit Wasserkraft

### Übertrag ausgewählter Parameter

Nutzungsdauer	a	20
Anschaffungsausgaben	€	7.500.000
Kalkulationszinssatz	%	4,10%
Jahresvollaststunden	h/a	4.500
EEG-Mischvergütungssatz	€/kWh	0,086
Direktvermarktungsanteil	%	0,00%
Eigenverbrauchsanteil	%	1,50%

**Anmerkung:** Der Übertrag der Parameter erfolgt aus bearbeitungstechnischen Gründen. Er ist Voraussetzung für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen. Sie können diese Zeilen jederzeit aus- und wieder einblenden. Nutzen Sie dazu die Gruppierungsfunktion (+/-) am linken Bildrand.

	Kalenderjahr Jahr t	0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4	2021 5	2022 6	2023 7
<b>Auszahlungen A<sub>t</sub></b>		<b>7.500.000</b>	<b>130.000</b>	<b>131.300</b>	<b>132.613</b>	<b>133.939</b>	<b>135.279</b>	<b>136.631</b>	<b>137.998</b>
Anschaffungsausgaben I <sub>0</sub>	€	7.500.000							
Ersatzinvestitionen	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Restwert									
Instandhaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Versicherung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Verwaltung	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Pacht	€/a		0	0	0	0	0	0	0
Unvorhergesehenes	€/a		130.000	131.300	132.613	133.939	135.279	136.631	137.998
Personalkosten	€/a		0	0	0	0	0	0	0
<b>Einzahlungen E<sub>t</sub></b>		<b>0</b>	<b>1.956.668</b>	<b>1.956.858</b>	<b>1.957.049</b>	<b>1.957.241</b>	<b>1.957.433</b>	<b>1.957.626</b>	<b>1.957.820</b>
EEG-Vergütung	98,50%	€/a	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989
Eigenverbrauch	1,50%	€/a	57.679	57.869	58.060	58.252	58.444	58.637	58.830
Direktvermarktung	0,00%	€/a	0	0	0	0	0	0	0
<b>Zahlungsstrom Z<sub>t</sub></b>									
Einzahlungen - Auszahlungen	€/a	<b>-7.500.000</b>	1.826.668	1.825.558	1.824.436	1.823.302	1.822.155	1.820.995	1.819.822

### Stromgestehungskosten

Levelized Cost of Electricity	€/kWh	0,0255
-------------------------------	-------	--------

### Sensitivitäten

	Stromgestehungskosten [€/kWh]			
Kalkulations- zinssatz	-2%	2,10%	0,0201	
	-1%	3,10%	0,0228	
	0%	4,10%	0,0255	
	1%	5,10%	0,0282	
	2%	6,10%	0,0311	
Kalkulations- zinssatz				80% 90% 100% 110% 120%

### Dynamische Investitionsrechnung

Kapitalwert KW <sub>0</sub>	€ 18.655.352
Annuität	€/a 1.384.876
Interner Zinsfuß	% 24,13%

### Sensitivitäten

	Kapitalwert [€]			
EEG- Vergütungs- satz	80%	0,0685	13.539.181	
	90%	0,0771	16.097.266	
	100%	0,0857	18.655.352	
	110%	0,0943	21.213.438	
	120%	0,1028	23.771.523	
Nutzungs- dauer				80% 90% 100% 110% 120%

2024 8	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15	2032 16	2033 17	2034 18	2035 19	2036 20
139.378	140.771	142.179	143.601	145.037	146.487	147.952	149.432	150.926	152.435	153.960	155.499	-3.592.946
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.750.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139.378	140.771	142.179	143.601	145.037	146.487	147.952	149.432	150.926	152.435	153.960	155.499	157.054
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>1.958.014</b>	<b>1.958.209</b>	<b>1.958.404</b>	<b>1.958.600</b>	<b>1.958.797</b>	<b>1.958.994</b>	<b>1.959.192</b>	<b>1.959.391</b>	<b>1.959.590</b>	<b>1.959.790</b>	<b>1.959.991</b>	<b>1.960.192</b>	<b>1.960.394</b>
1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989	1.898.989
59.024	59.219	59.415	59.611	59.807	60.005	60.203	60.401	60.601	60.801	61.001	61.203	61.405
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.818.636	1.817.437	1.816.225	1.814.999	1.813.760	1.812.507	1.811.240	1.809.959	1.808.664	1.807.355	1.806.031	1.804.693	5.553.340

Stromgestehungskosten [€/kWh]		Jahresvollast- stunden	Stromgestehungskosten [€/kWh]			Anschaffungs- ausgaben	Stromgestehungskosten [€/kWh]		
3,28%	0,0233		80%	3.600	0,0319		80%	6.000.000	0,0205
3,69%	0,0244		90%	4.050	0,0283		90%	6.750.000	0,0230
4,10%	0,0255		100%	4.500	0,0255		100%	7.500.000	0,0255
4,51%	0,0266		110%	4.950	0,0232		110%	8.250.000	0,0280
4,92%	0,0277		120%	5.400	0,0212		120%	9.000.000	0,0304

Kapitalwert [€]		Eigen- verbrauchs- anteil	Kapitalwert [€]		Direktver- marktings- anteil	Kapitalwert [€]	
16	15.904.942		-20%	-18,50%	13.204.952	-20%	-20,00%
18	17.329.341		-10%	-8,50%	15.930.152	-10%	-10,00%
20	18.655.352		0%	1,50%	18.655.352	0%	0,00%
22	19.889.627		10%	11,50%	21.380.552	10%	10,00%
24	21.038.380		20%	21,50%	24.105.752	20%	20,00%