

*Juli 2003*



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

# **Gutachten zur Berücksichtigung großer Laufwasserkraftwerke im EEG**

## **Endbericht**

**FICHTNER**

# **FICHTNER**

Sarweystraße 3 • 70191 Stuttgart  
Postfach 10 14 54 • 70013 Stuttgart  
Tel.: (07 11) 89 95 - 0  
Fax: (07 11) 89 95 - 459

**Ansprechpartner:** H.-F. Wülbeck  
**Durchwahl:** 429  
**e-mail:** [WuelbeckH@fichtner.de](mailto:WuelbeckH@fichtner.de)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Zusammenfassung</b>	<b>1-1</b>
1.1 Einleitung	1-1
1.2 Vergütungsmechanismen	1-1
1.3 Maßnahmen und Stromgestehungskosten	1-2
1.4 Vergütungssystematik und Vergütungssätze	1-4
1.5 CO <sub>2</sub> Minderungspotenzial	1-5
<b>2. Einleitung und Aufgabenstellung</b>	<b>2-1</b>
<b>3. Referenzsystem für Laufwasserkraftwerke</b>	<b>3-1</b>
3.1 Ist-Struktur der Laufwasserkraftwerke	3-1
3.2 Ableitung von Referenzsystemen	3-6
3.2.1 Technische Maßnahmen zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken	3-7
3.2.1.1 Modernisierung	3-7
3.2.1.1.1 Austausch der Maschinenteknik	3-9
3.2.1.2 Optimierung des Wasserbaus	3-10
3.2.1.3 Kombinationsmaßnahmen	3-10
3.2.1.4 Optimierung der Betriebsführung	3-11
3.2.2 Erweiterung bestehender Anlagen	3-11
3.2.2.1 Neubau von Anlagen	3-12
3.2.3 Referenzsysteme	3-13
3.2.3.1 Modernisierung	3-13
3.2.3.2 Erweiterung	3-13
3.2.3.3 Neubau an gleicher Stelle	3-13
3.2.3.4 Neubau an einem neuen Standort	3-14
<b>4. Ableitung der Vergütungssystematik</b>	<b>4-1</b>
4.1 Ist-Stand der Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im EEG	4-1
4.2 Nachteile der derzeitigen Vergütungsregelungen	4-1
4.3 Allgemeine Ziele der Vergütungssystematik	4-2
4.4 Vergütungssystematik	4-2
4.4.1 Generelle Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Bestand	4-2

4.4.2	Vergütung für die Erhöhung der Stromerzeugung	4-4
4.4.2.1	Modernisierung von Anlagen bei gleichbleibendem Ausbaudurchfluss	4-4
4.4.2.2	Erweiterung von Anlagen mit einer Erhöhung des Ausbauzuflusses	4-5
4.4.2.3	Neubau von Anlagen an gleichem Standort	4-6
4.4.2.4	Neubau an neuen Standorten	4-7
4.4.3	Ermittlung der vergütungsfähigen Stromerzeugung	4-8
4.4.3.1	Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung	4-8
4.4.3.1.1	Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung auf Basis des Regeljahres	4-8
4.4.3.1.2	Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung auf Basis von Abnahme- und Betriebsmessungen	4-10
4.4.3.2	Ermittlung der Gesamtstromerzeugung	4-11
4.4.4	Methodik zur Ableitung der Vergütungssätze	4-11
4.4.4.1	Einspeisevergütung als fester Marktpreis	4-11
4.4.4.2	Einspeisevergütung als Zuschlag zum vom Erzeuger selbst erzielten Marktpreis	4-12
4.4.4.3	Schlussfolgerung	4-12
4.4.5	Bezugsgröße für die Vergütungssätze	4-12

## **5. Wirtschaftlichkeitsberechnungen 5-1**

5.1	Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung	5-1
5.2	Modellfälle	5-2
5.3	Methodik der Kostenberechnung	5-3
5.4	Vorgehensweise	5-4
5.5	Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse	5-5
5.5.1	Allgemeines	5-5
5.5.2	Investitionen	5-5
5.5.2.1	Investitionen bei Modernisierung	5-6
5.5.2.2	Investitionen bei Neubau/Erweiterung	5-6
5.5.3	Betriebskosten	5-6
5.5.3.1	Betriebskosten Modernisierung	5-6
5.5.3.2	Betriebskosten Erweiterung/Neubau	5-7
5.5.4	Kalkulatorische Nutzungsdauern und Abschreibungen	5-7
5.5.5	Zinssatz, allgemeine Preissteigerungsrate	5-8
5.5.6	Berücksichtigung von Steuern	5-9

<b>6. Berechnung der Stromerzeugungskosten</b>	<b>6-1</b>
6.1 Modernisierung	6-1
6.1.1 Sensitivitätsbetrachtung Kalkulationszins	6-2
6.1.2 Sensitivitätsbetrachtung Abschreibungszeitraum	6-3
6.2 Neubau/Erweiterung	6-4
6.2.1 Sensitivitätsbetrachtung Kalkulationszins	6-5
6.2.2 Sensitivitätsbetrachtung Abschreibungszeitraum	6-7
<b>7. Vergütungsmodell, Vergütungssätze und Randbedingungen der Vergütung</b>	<b>7-1</b>
7.1 Vergütungsmodell	7-1
7.1.1 Ermittlung der Mehrstromerzeugung	7-1
7.1.2 Behandlung der Grenzkraftwerke	7-2
7.1.3 Behandlung von Anlagen die vor Modernisierung eine Leistung von max. 5.000 kW aufweisen	7-2
7.1.4 Degression der Vergütungssätze	7-3
7.1.4.1 Degression ab Gültigkeitsbeginn	7-3
7.1.4.2 Verzögerter Einsatz der Degression	7-3
7.1.4.3 Vorgezogener Vergütungsanspruch	7-4
7.2 Ableitung der Vergütungssätze	7-5
7.2.1 Leistungsklassen	7-5
7.2.2 Vergütungssätze Neubau- und Erweiterung	7-6
7.2.2.1 Alternative 1	7-6
7.2.2.2 Alternative 2	7-7
7.2.2.3 Empfehlung	7-8
7.2.3 Vergütungssätze Modernisierung	7-8
7.2.3.1 Variante 1	7-8
7.2.3.2 Variante 2	7-9
7.2.3.3 Empfehlung	7-9
<b>8. Potenzialermittlung für zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft</b>	<b>8-1</b>
8.1 Modernisierung	8-1
8.2 Erweiterung/Neubau	8-3
8.3 Gesamtpotenzial	8-6

<b>9. Fördereffizienz</b>	<b>9-1</b>
9.1 Anreizwirkung	9-1
9.2 CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial	9-1
9.3 Mögliche Hemmnisse	9-2
<b>10. Anlagen</b>	<b>10-1</b>
10.1 Stromerzeugungskosten Modernisierung	10-1
10.1.1 Kostenberechnung für alle Modellfälle	10-1
10.2 Stromerzeugungskosten Neubau/Erweiterung	10-1
10.2.1 Kostenberechnung für alle Modellfälle	10-1

# 1. Zusammenfassung

## 1.1 Einleitung

Im Rahmen der bisherigen Fassung des EEG wurden Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Anlagenleistung von bis zu 5 MW berücksichtigt. Die derzeitige scharfe Anlagengrenze hat in einigen Fällen zu einer Reduzierung der installierten Leistung durch den Anlagenbetreiber geführt, um die Vergütung durch das EEG zu erreichen.

Das vorliegende Gutachten soll Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Laufwasserkraftwerken mit einer Anlagenleistung größer 5 MW aufzeigen (Große Laufwasserkraftwerke).

Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung basieren auf den folgenden wesentlichen Arbeitsschritten:

- Ermittlung des Ist-Zustandes bei großen Laufwasserkraftwerken
- Aufzeigen von möglichen Vergütungsmechanismen
- Analyse von Referenzfällen und Berechnung der Stromgestehungskosten
- Empfehlung zur Vergütung der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken
  - Vergütungsmechanismen
  - Vergütungssätze
- Abschätzung des erschließbaren Potenzials
  - Potenzialermittlung (Leistung, Arbeit)
  - Anlagenzuwachs
  - Investitionsvolumen

Im Leistungsbereich größer 4 MW gibt es in Deutschland ca. 160 Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 2.500 MW, die direkt aufgrund der Größe oder indirekt, da ein Ausbau aufgrund des Herausfallens aus dem bestehenden EEG unterbleibt, von der derzeitigen 5 MW Grenze betroffen sind.

## 1.2 Vergütungsmechanismen

Im Rahmen der möglichen Vergütungsmechanismen wurde von der Struktur her sowohl die Vergütung für Bestandsanlagen als auch die ausschließliche Vergütung der Erhöhung der Stromerzeugung betrachtet. Unter Berücksichtigung der Zielsetzung des EEG wie auch unter Berücksichtigung der angestrebten Klimaschutzziele wurden die weiteren Untersuchungen ausschließlich auf die Möglichkeiten zur Erhöhung der Stromerzeugung begrenzt.

### 1.3 Maßnahmen und Stromgestehungskosten

Die folgenden Maßnahmen können zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Wasserkraft beitragen:

- Modernisierung bestehender Anlagen  
Austausch von Turbinen und Generatoren
- Erweiterung bestehender Anlagen  
Bau zusätzlicher Turbinen mit Erhöhung der Ausbauwassermenge, evtl. Erhöhung der Fallhöhe
- Neubau von Anlagen am gleichen Standort  
Vollständiger Neubau einer Anlage an gleicher Stelle mit Erhöhung der Ausbauwassermenge, evtl. Erhöhung der Fallhöhe
- Neubau von Anlagen an neuen Standorten  
Erschließung neuer Standorte

Die Modernisierung ist im Gegensatz zu allen anderen Maßnahmen an jedem Standort ohne zusätzliche Genehmigung möglich. Aufgrund des hohen Investitionsvolumen und der langen Abschreibungszeiten werden jedoch diese Maßnahmen in aller Regel nur im Zusammenhang mit der Verlängerung einer Konzession umgesetzt, um den vollen wirtschaftlichen Nutzen sicherzustellen.

Alle anderen Maßnahmen bedingen grundsätzlich die Änderung oder Erweiterung bestehender Nutzungsrechte und Genehmigungen, so dass auch hier Maßnahmen ausschließlich im Rahmen der Erneuerung oder Verlängerung einer Konzession erfolgen. Eine vorzeitige Beantragung einer Konzessionsänderung ist nicht sehr wahrscheinlich, da Konzessionsverlängerungen in aller Regel auch mit zusätzlichen Auflagen verbunden sind, die ebenfalls zusätzliche Kosten verursachen.

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden die folgenden Modellfälle betrachtet:

#### **Modernisierung:**

Turbinen- und Generatorerneuerung

- 1 MW Turbinenleistung
- 6 MW Turbinenleistung
- 15 MW Turbinenleistung

#### **Erweiterung/Neubau an gleichem Standort/Neubau an neuen Standorten:**

- 10 MW Leistungserweiterung
- 20 MW Leistungserweiterung
- 100 MW Leistungserweiterung

Die Stromgestehungskosten wurden jeweils nur für den neu zu errichtenden bzw. zu modernisierenden Teil der Anlage ermittelt.

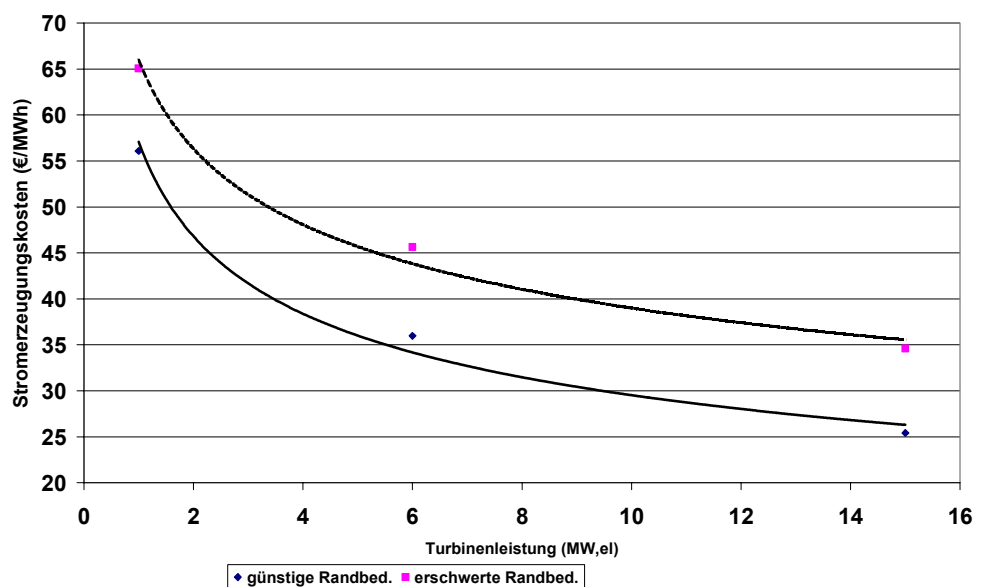
Für den Neubau an gleichem Standort und Neubau an neuem Standort blieben die Kosten für die Stauhaltung aus folgenden Gründen unberücksichtigt:

Der Neubau an gleicher Stelle ist dort sinnvoll, wo die Bauten für die Stauhaltung grundsätzlich saniert und erneuert werden müssen. Diese Verpflichtung ergibt sich jedoch aus der Konzession die Anlage in einem ordnungsgemäßen und sicheren Zustand zu halten bzw. am Ende der Konzession in einem entsprechenden Zustand zu übergeben. Somit können diese Kosten nicht der nächsten Nutzungsperiode zugeordnet werden.

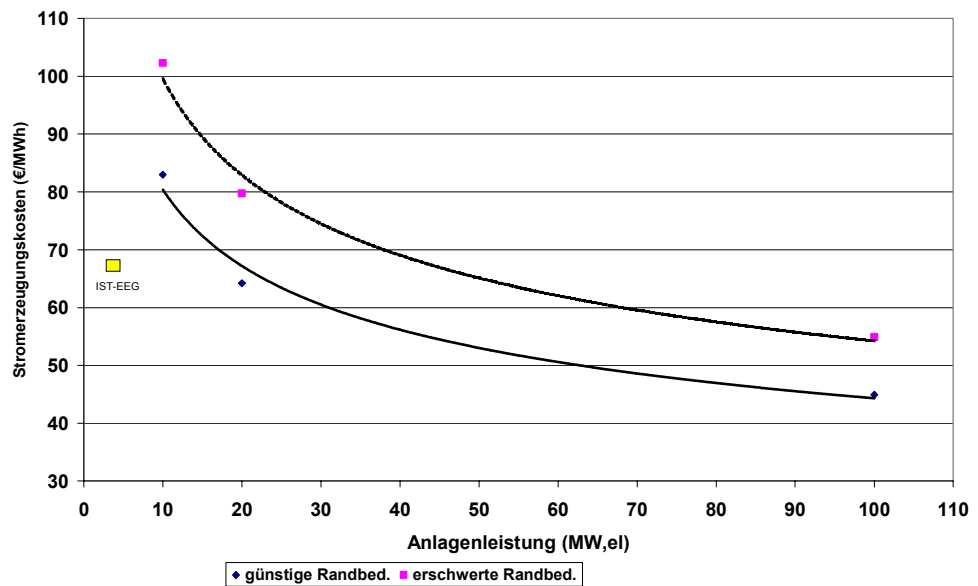
Neubaustandorte, an denen bisher noch keine Wasserkraftnutzung stattfand, sind in Deutschland allenfalls im Zusammenhang mit Maßnahmen zur Erweiterung der Schifffbarkeit zu sehen. Die Stauhaltung ist auch in diesem Fall von den Kosten der Wasserkraftnutzung zu trennen und bleibt aus diesem Grund unberücksichtigt.

Die Stromgestehungskosten wurden auf Basis einer annuitätischen Betrachtung mit einer Nutzungszeit von 40 Jahren ermittelt, wobei zusätzlich eine Bandbreite mit günstigen und ungünstigen Bedingungen betrachtet wurde.

In **Abbildung 1.3-1** und **Abbildung 1.3-2** sind die Ergebnisse basierend auf nominalen Kostenbetrachtungen für Modernisierung und Erweiterung/Neubau wiedergegeben.



**Abbildung 1.3-1: Stromgestehungskosten (nominal) für Modernisierung in Abhängigkeit von der Turbinenleistung**



**Abbildung 1.3-2: Stromgestehungskosten (nominal) für Neubau/Erweiterung in Abhängigkeit von der Anlagenleistung**

Die Stromgestehungskosten weisen mit zunehmender Leistung in beiden Fällen eine starke Degression auf, die sich auch in den zu ermittelnden Leistungsgrenzen bei den Vergütungssätzen widerspiegeln muss.

## 1.4 Vergütungssystematik und Vergütungssätze

Die Empfehlungen für die Vergütungssystematik und die Vergütungssätze basieren auf den folgenden Randbedingungen:

- Die Vergütung erfolgt ausschließlich für die Mehrstromerzeugung
- Für die Ermittlung der Mehrstromerzeugung ist eine handhabbare Methode erforderlich
- Die Vergütung entspricht den Stromgestehungskosten unter günstigen Randbedingungen

Hieraus ergeben sich die folgenden Vergütungssätze:

### Modernisierung:

Turbinenleistung		Vergütungssatz zusätzliche Erzeugung
Von	Bis	
kW	kW	ct/kWh
0	2.000	4,67
2.000	4.000	3,83
4.000	7.000	3,25
7.000	12.000	2,83
Größer 12.000		2,50

**Tabelle 1.4-1: Vergütungssätze Modernisierung**

Die empfohlene Vergütung ist von der Leistung des modernisierten Anlagenteiles abhängig, es wird für die Mehrstromerzeugung die Vergütung der entsprechenden Leistungsklasse bezahlt.

Bei Modernisierungen, die dazu führen, dass eine Anlage die vorher eine Leistung von weniger als 5 MW hatte nach der Modernisierung eine Leistung von mehr als 5 MW hat, sollte der Vergütungsanspruch für die bisherige Leistung bestehen bleiben.

### **Erweiterung/Neubau**

<b>Anlagenleistung</b>		<b>Vergütungssatz zusätzliche Erzeugung</b>
<b>Von</b>	<b>bis</b>	
<b>kW</b>	<b>kW</b>	<b>ct/kWh</b>
0	500	7,67
500	5.000	6,65
5.000	10.000	6,65
10.000	20.000	6,10
20.000	50.000	4,56
50.000	150.000	3,70

**Tabelle 1.4-2: Vergütungssätze Neubau/Erweiterung**

Die Vergütung ist von der Mehrleistung gegenüber dem Altzustand abhängig. Die Vergütung wird kumulativ ermittelt. Die Vergütungen für die unterlagerten Leistungsklassen werden leistungsanteilig berücksichtigt.

## **1.5 CO<sub>2</sub> Minderungspotenzial**

Unter Berücksichtigung unterschiedlicher Einflüsse auf die Umsetzung der möglichen Maßnahmen können die folgenden Ergebnisse innerhalb der nächsten 10 Jahre erwartet werden:

Die Mehrstromerzeugung aus Wasserkraft liegt in einer Bandbreite von 443 – 1.787 GWh.

Das CO<sub>2</sub> Minderungspotenzial beträgt ca. 354.564 – 1.429.640 t/a

Die tatsächlichen Auswirkungen sind jedoch von einer Vielzahl auch nicht monetärer Faktoren abhängig, die aus derzeitiger Sicht nicht abschließend eingeschätzt werden können:

Mögliche Ursachen für die Nichtumsetzung sind unter anderem:

- Nichtumsetzung von Modernisierungsmaßnahmen, da die bestehenden Anlagen deutlich über die ursprünglich geplante Laufzeit hinaus noch funktionstüchtig sind bzw. durch Reparaturannahmen funktionsfähig gehalten werden können.
- Nichtumsetzung der Maßnahmen aufgrund strategischer Unternehmensausrichtung.
- Orientierung des Investitionszeitpunktes an den wesentlichen Eckpunkten die durch die Konzessionslaufzeit vorgegeben sind.
- Große Unsicherheit in Bezug auf die derzeit anstehende Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie und deren Auswirkungen.
- Unsicherheiten im Hinblick auf die wirtschaftlichen Randbedingungen im Anschluss an den Gültigkeitszeiträume des EEG.

## 2. Einleitung und Aufgabenstellung

Im Rahmen der bisherigen Fassung des EEG wurden Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Anlagenleistung von bis zu 5 MW berücksichtigt. Die derzeitige scharfe Anlagengrenze hat in einigen Fällen zu einer Reduzierung der installierten Leistung durch den Anlagenbetreiber geführt, um die Vergütung durch das EEG zu erreichen.

Das vorliegende Gutachten soll Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Laufwasserkraftwerken mit einer Anlagenleistung größer 5 MW aufzeigen (Große Laufwasserkraftwerke).

Die Bearbeitung der genannten Aufgabenstellung erfolgt in den folgenden Arbeitsschritten:

- Ermittlung des Ist-Zustandes bei großen Laufwasserkraftwerken
- Aufzeigen von möglichen Vergütungsmechanismen
- Analyse von Referenzfällen als Basis für die Berechnung von Stromgestehungskosten
- Empfehlung zur Vergütung der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken
  - Vergütungsmechanismen
  - Vergütungssätze
- Abschätzung des erschließbaren Potenzials
  - Potenzialermittlung (Leistung, Arbeit)
  - Anlagenzuwachs
  - Investitionsvolumen

### 3. Referenzsystem für Laufwasserkraftwerke

Für die vorliegende Untersuchung werden die folgenden Abgrenzungen berücksichtigt:

#### **Große Laufwasserkraftwerke:**

#### **Anlagen mit einer installierten Anlagenleistung größer 5 MW**

Im Rahmen der Untersuchung werden auch Anlagen kleiner 5 MW betrachtet, da diese nach Modernisierung und/oder Erweiterung die Leistungsgrenze des EEG von 5 MW erreichen und/oder überschreiten können. In der aktuellen Situation erfolgen hier keine Erweiterungsmaßnahmen, da dann die EEG-Vergütung entfällt.

#### 3.1 Ist-Struktur der Laufwasserkraftwerke

Für die Festlegung der Referenzsysteme ist die Ist-Struktur der Wasserkraftnutzung in Deutschland bei dem hier berücksichtigten Leistungsbereich wesentlich.

Die folgenden Auswertungen basieren auf öffentlich zugänglichen Daten und können als nahezu vollständig angesehen werden.

In **Tabelle 3.1-1** sind die Anlagen nach Anlagenleistung, eingesetzter Technologie und Inbetriebnahmejahr gegliedert. Der Anteil der Anlagen im Bereich von 5-10 MW und 10-20 MW ist nahezu gleich groß. Der Anteil der Anlagen größer 20 MW ist dagegen deutlich geringer. Der überwiegend eingesetzte Turbinentyp ist die Kaplan-Turbine, die für die in Deutschland anzutreffenden Verhältnisse mit geringer Fallhöhe am besten geeignet ist. Betrachtet man die insgesamt installierte Leistung (**Tabelle 3.1-2**), so verschiebt sich der Schwerpunkt eindeutig hin zu den großen Anlagen. Der Anteil der Anlagen größer 20 MW an der installierten Leistung beträgt 50 %. Weitere 30 % der installierten Leistung entfallen auf die Anlagen im Leistungsbereich von 10-20 MW. Die Altersstruktur der Anlagen gliedert sich zu ca. 50 % auf Anlagen vor 1970 und 50 % nach 1979.

Die Gliederung der Leistungen sowie der installierten Leistungen gegliedert nach den einzelnen Turbinen ist in **Tabelle 3.1-3** und **Tabelle 3.1-4** wiedergegeben. Die Auswertungen zeigen, dass die überwiegende Anzahl der Turbinen eine Leistung von weniger als 8 MW aufweisen, wobei der Bereich der Turbinen zwischen 2 und 8 MW 64 % umfasst. Die Verteilung der Turbinenleistung unabhängig vom Turbinenalter ist zusätzlich in **Abbildung 3.1-1** wiedergegeben.

In **Tabelle 3.1-5** und **Tabelle 3.1-6** sind die Strukturdaten für die Anlagen nach der mittleren Turbinenleistung in den einzelnen Anlagen gegliedert. Der Großteil der Anlagen und auch der installierten Leistung ist in Anlagen mit einer mittleren Turbinenleistung von 2-8 MW installiert. Bezogen auf die installierte Leistung beträgt der Anteil dieser Anlagen 55 %.

Die Auswertung der altersbezogenen Daten zeigt, dass sich die Daten in drei Altersgruppen gliedern lassen. Ein Großteil der Turbinen ist bis 1945 installiert worden. Ein weiterer Schwerpunkt der Anlagen wurde bis 1970 errichtet und die übrigen danach. Alle Turbinen ohne Altersangabe sind in der Verteilung am Anfang aufgeführt.

Nr.	Parameter	Francisturbinen		Kaplan - und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
		Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%
1	Ist-Stand 2003						
1.1	Anlagenleistungsklassen < 5 MW						
1.11	Inbetriebnahmejahr vor 1945	0	0%	0	0%	0	0%
1.12	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	0	0%	0	0%	0	0%
1.13	Inbetriebnahmejahr nach 1970	0	0%	1	1%	1	20%
1.14	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	2	14%	12	9%	0	0%
1.15	Zwischensumme	2	14%	13	9%	1	20%
1.2	Anlagenleistungsklassen 5 – 10 MW						
1.21	Inbetriebnahmejahr vor 1945	0	0%	12	9%	0	0%
1.22	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	0	0%	15	11%	0	0%
1.23	Inbetriebnahmejahr nach 1970	0	0%	8	6%	0	0%
1.24	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	1	7%	23	16%	1	20%
1.25	Zwischensumme	1	7%	58	41%	1	20%
1.3	Anlagenleistungsklassen 10 – 20 MW						
1.31	Inbetriebnahmejahr vor 1945	1	7%	2	1%	1	20%
1.32	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	1	7%	18	13%	0	0%
1.33	Inbetriebnahmejahr nach 1970	1	7%	15	11%	0	0%
1.34	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	5	36%	7	5%	0	0%
1.35	Zwischensumme	8	57%	42	30%	1	20%
1.4	Anlagenleistungsklassen > 20 MW						
1.41	Inbetriebnahmejahr vor 1945	1	7%	1	1%	1	20%
1.42	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	1	7%	13	9%	0	0%
1.43	Inbetriebnahmejahr nach 1970	0	0%	8	6%	0	0%
1.44	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	1	7%	5	4%	1	20%
1.45	Zwischensumme	3	21%	27	19%	2	40%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	14	100%	140	100%	5	100%

**Tabelle 3.1-1: Anlagenzahl nach Alter und Anlagenleistung**

Nr.	Parameter	Einheit	Francisturbinen		Kaplan – und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
			Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%
1	Ist-Stand 2003							
1.1	Anlagenleistungsklassen < 5 MW							
1.11	Inbetriebnahmejahr vor 1945	MW	0	0%	0	0%	0	0%
1.12	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	MW	0	0%	0	0%	0	0%
1.13	Inbetriebnahmejahr nach 1970	MW	0	0%	2	0%	4	4%
1.14	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	MW	9	3%	50	2%	0	0%
1.15	Zwischensumme	MW	9	3%	52	2%	4	4%
1.2	Anlagenleistungsklassen 5 - 10 MW							
1.21	Inbetriebnahmejahr vor 1945	MW	0	0%	90	4%	0	0%
1.22	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	MW	0	0%	112	5%	0	0%
1.23	Inbetriebnahmejahr nach 1970	MW	0	0%	58	3%	0	0%
1.24	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	MW	6	2%	158	7%	5	5%
1.25	Zwischensumme	MW	6	2%	417	19%	5	5%
1.3	Anlagenleistungsklassen 10 - 20 MW							
1.31	Inbetriebnahmejahr vor 1945	MW	14	5%	38	2%	17	17%
1.32	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	MW	12	4%	276	13%	0	0%
1.33	Inbetriebnahmejahr nach 1970	MW	11	4%	216	10%	0	0%
1.34	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	MW	65	23%	98	5%	0	0%
1.35	Zwischensumme	MW	102	37%	627	29%	17	17%
1.4	Anlagenleistungsklassen > 20 MW							
1.41	Inbetriebnahmejahr vor 1945	MW	36	13%	48	2%	41	42%
1.42	Inbetriebnahmejahr 1945 – 1970	MW	39	14%	492	23%	0	0%
1.43	Inbetriebnahmejahr nach 1970	MW	0	0%	313	15%	0	0%
1.44	Inbetriebnahmejahr ohne Altersangabe	MW	87	31%	206	10%	30	31%
1.45	Zwischensumme	MW	161	58%	1,058	49%	71	73%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	MW	279	100%	2,154	100%	97	100%

**Tabelle 3.1-2: Installierte Leistung nach Alter und Anlagenleistung**

Nr.	Parameter	Francisturbinen		Kaplan - und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
		Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%
1	Ist-Stand 2003						
1.1	Turbinenleistungsklasse < 2 MW						
1.11	vorh. Turbine vor 1945	4	5%	61	14%	0	0%
1.12	vorh. Turbine 1945 – 1970	0	0%	17	4%	1	5%
1.13	vorh. Turbine nach 1970	0	0%	3	1%	2	11%
1.14	vorh. Turbine ohne Altersangabe	12	16%	22	5%	4	21%
1.15	Zwischensumme	16	21%	103	24%	7	37%
1.2	Turbinenleistungsklasse 2 - 8 MW						
1.21	vorh. Turbine vor 1945	8	11%	9	2%	1	5%
1.22	vorh. Turbine 1945 – 1970	5	7%	106	25%	3	16%
1.23	vorh. Turbine nach 1970	10	13%	66	15%	0	0%
1.24	vorh. Turbine ohne Altersangabe	25	33%	87	20%	1	5%
1.25	Zwischensumme	48	64%	268	63%	5	26%
1.3	Turbinenleistungsklasse > 8 MW						
1.31	vorh. Turbine vor 1945	6	8%	5	1%	7	37%
1.32	vorh. Turbine 1945 – 1970	3	4%	24	6%	0	0%
1.33	vorh. Turbine nach 1970	0	0%	22	5%	0	0%
1.34	vorh. Turbine ohne Altersangabe	2	3%	6	1%	0	0%
1.35	Zwischensumme	11	15%	57	13%	7	37%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	75	100%	428	100%	19	100%

**Tabelle 3.1-3: Anzahl der Turbinen nach Typ und Leistungsklasse**

Nr.	Parameter	Einheit	Francisturbinen		Kaplan - und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
			Leistung	%	Leistung	%	Leistung	%
1	Ist-Stand 2003							
1.1	Turbinenleistungsklasse < 2 MW							
1.11	vorh. Turbine vor 1945	MW	3	1%	84	4%	0	0%
1.12	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	0	0%	28	1%	2	2%
1.13	vorh. Turbine nach 1970	MW	0	0%	3	0%	2	2%
1.14	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	14	3%	26	1%	5	6%
1.15	Zwischensumme	MW	17	4%	141	7%	9	9%
1.2	Turbinenleistungsklasse 2 - 8 MW							
1.21	vorh. Turbine vor 1945	MW	22	5%	23	1%	3	3%
1.22	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	20	5%	497	23%	8	9%
1.23	vorh. Turbine nach 1970	MW	55	13%	307	14%	0	0%
1.24	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	114	27%	296	14%	2	2%
1.25	Zwischensumme	MW	211	50%	1,124	52%	13	14%
1.3	Turbinenleistungsklasse > 8 MW							
1.31	vorh. Turbine vor 1945	MW	108	26%	72	3%	57	61%
1.32	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	84	20%	370	17%	0	0%
1.33	vorh. Turbine nach 1970	MW	0	0%	305	14%	0	0%
1.34	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	2	0%	132	6%	15	16%
1.35	Zwischensumme	MW	194	46%	880	41%	72	77%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	MW	422	100%	2,144	100%	94	100%

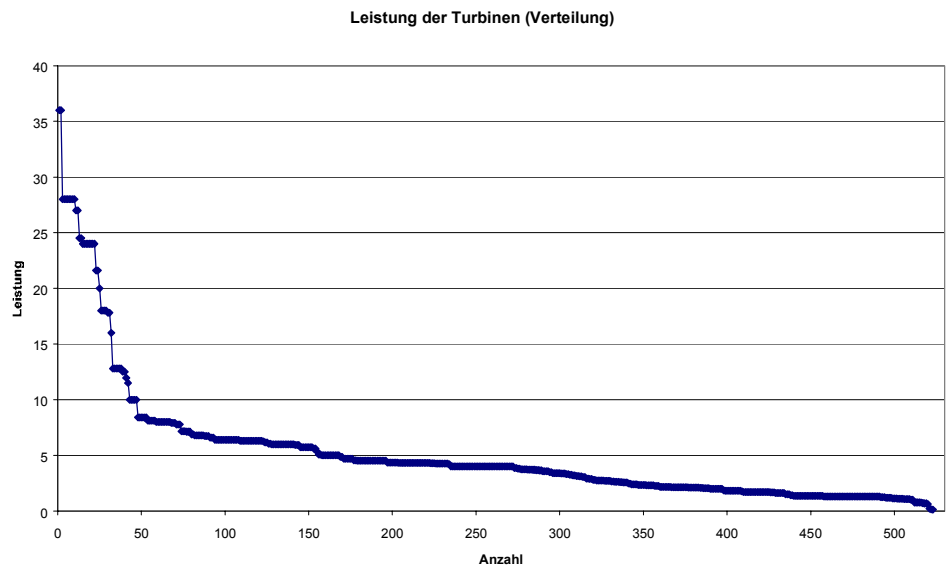
**Tabelle 3.1-4: Installierte Leistung der Turbinen nach Typ und Leistungsklasse**

Nr.	Parameter	Francisturbinen		Kaplan - und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
		Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%
1	Ist-Stand 2003						
1.1	Turbinenleistungsklasse < 2 MW						
1.11	vorh. Turbine vor 1945	0	0%	12	8%	0	0%
1.12	vorh. Turbine 1945 – 1970	0	0%	6	4%	0	0%
1.13	vorh. Turbine nach 1970	0	0%	1	1%	1	20%
1.14	vorh. Turbine ohne Altersangabe	3	20%	7	5%	1	20%
1.15	Zwischensumme	3	20%	26	18%	2	40%
1.2	Turbinenleistungsklasse 2 - 8 MW						
1.21	vorh. Turbine vor 1945	1	7%	1	1%	0	0%
1.22	vorh. Turbine 1945 – 1970	2	13%	34	24%	0	0%
1.23	vorh. Turbine nach 1970	1	7%	25	17%	0	0%
1.24	vorh. Turbine ohne Altersangabe	6	40%	39	27%	0	0%
1.25	Zwischensumme	10	67%	99	69%	0	0%
1.3	Turbinenleistungsklasse > 8 MW						
1.31	vorh. Turbine vor 1945	1	7%	2	1%	2	40%
1.32	vorh. Turbine 1945 – 1970	0	0%	7	5%	0	0%
1.33	vorh. Turbine nach 1970	0	0%	6	4%	0	0%
1.34	vorh. Turbine ohne Altersangabe	1	7%	4	3%	1	20%
1.35	Zwischensumme	2	13%	19	13%	3	60%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	15	100%	144	100%	5	100%

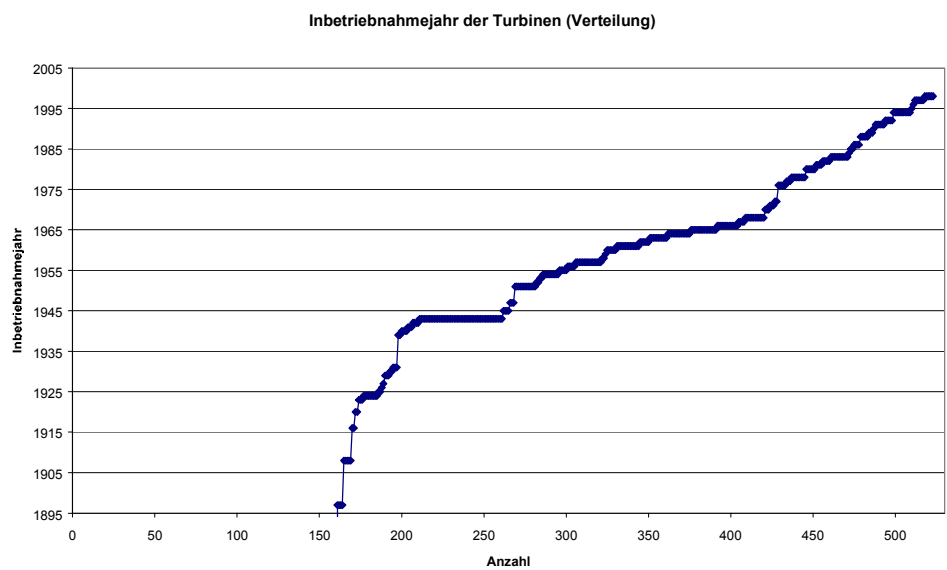
**Tabelle 3.1-5: Anzahl der Anlagen nach mittlerer Turbinenleistung**

Nr.	Parameter	Einheit	Francisturbinen		Kaplan – und ähnl. Turbinen		Turbinen ohne Angabe	
			Leistung	%	Leistung	%	Leistung	%
1	Ist-Stand 2003							
1.1	Turbinenleistungsklasse < 2 MW							
1.11	vorh. Turbine vor 1945	MW	0	0%	103	5%	0	0%
1.12	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	0	0%	42	2%	0	0%
1.13	vorh. Turbine nach 1970	MW	0	0%	2	0%	4	4%
1.14	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	15	5%	36	2%	5	5%
1.15	Zwischensumme	MW	15	5%	183	8%	9	10%
1.2	Turbinenleistungsklasse 2 - 8 MW							
1.21	vorh. Turbine vor 1945	MW	14	5%	6	0%	0	0%
1.22	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	51	17%	532	24%	0	0%
1.23	vorh. Turbine nach 1970	MW	11	4%	323	14%	0	0%
1.24	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	155	52%	361	16%	0	0%
1.25	Zwischensumme	MW	231	77%	1,222	55%	0	0%
1.3	Turbinenleistungsklasse > 8 MW							
1.31	vorh. Turbine vor 1945	MW	36	12%	68	3%	57	59%
1.32	vorh. Turbine 1945 - 1970	MW	0	0%	324	15%	0	0%
1.33	vorh. Turbine nach 1970	MW	0	0%	263	12%	0	0%
1.34	vorh. Turbine ohne Altersangabe	MW	17	6%	174	8%	30	31%
1.35	Zwischensumme	MW	53	18%	829	37%	87	90%
1.4	Zwischensumme Ist-Stand 2003	MW	299	100%	2,234	100%	97	100%

**Tabelle 3.1-6: Installierte Leistung Anlagen nach mittlerer Turbinenleistung**



**Abbildung 3.1-1: Verteilung der Turbinen nach Leistung**



**Abbildung 3.1-2: Verteilung der Turbinen nach Inbetriebnahmejahr**

## 3.2 Ableitung von Referenzsystemen

Eine wesentliche Randbedingung für die Ableitung von Referenzsystemen sind, neben der bereits analysierten Struktur der Anlagen- und Turbinengröße, die möglichen technischen Maßnahmen zur Erhöhung der Stromerzeugung. Im Folgenden werden die möglichen Maßnahmen aufgezeigt.

### 3.2.1 Technische Maßnahmen zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird an einem Anlagenstandort durch die folgenden Größen bestimmt:

- Verfügbare und ausgebaute Wassermenge
- Verfügbare Fallhöhe
- Anlagenwirkungsgrad

Eine Neunutzung bzw. eine Erhöhung der vorhandenen Stromerzeugung ist über Maßnahmen, die diese Parameter optimal nutzen bzw. verbessern, möglich. Alle Maßnahmen können den folgenden Kategorien zugeordnet werden.

- **Modernisierung**  
Wesentliche technische Komponenten des Kraftwerkes, mit Ausnahme der Wehranlage, werden ersetzt oder erneuert.
- **Erweiterung**  
Nutzung zusätzlicher verfügbarer Wassermengen, die bisher nicht genutzt werden.
- **Neubau**  
Es wird die gesamte Anlage Wehr- und Maschinentechnik neu errichtet, wobei dies sowohl an einem bereits bestehenden Standort, als auch an einem vollständig neuen Standort möglich ist.

Im Folgenden werden die möglichen Maßnahmen detailliert und daraus die Referenzsysteme abgeleitet.

#### 3.2.1.1 Modernisierung

Bei bestehenden Anlagen sind aus technischer Sicht die folgenden Modernisierungsmaßnahmen, die einen Einfluss auf die Jahrestromerzeugung haben, möglich.

- Austausch der Maschinentechnik
  - Turbine
  - Generator
- Optimierung des Wasserbaus
  - Einlaufbauwerk
  - Saugrohr
  - Auslaufbauwerk
- Optimierung der Betriebsführung
  - Turbinenregler
  - Leittechnik
  - Optimierung des Turbineneinsatzes mit maximalem Anlagenwirkungsgrad

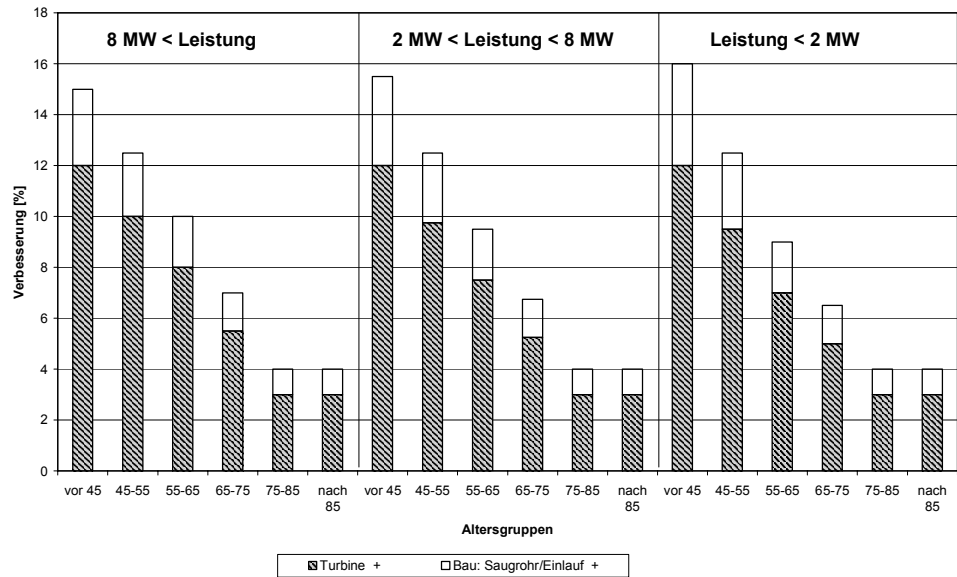
Mit Ausnahme der Optimierung handelt es sich in allen Fällen um Maßnahmen die umfangreiche Investitionen erfordern. Derartige Maßnahmen werden in der derzeitigen Situation ausschließlich über die Notwendigkeit der Ersatzinvestition getätigt. Wie jedoch im **Kapitel 3.1** aufgezeigt, können Anlagen zur Nutzung der Wasserkraft ein hohes Alter erreichen ohne dass Ersatzinvestitionen getätigt werden. Als Beispiel hierfür sei auf Maschinen im Kraftwerk Rheinfelden hingewiesen, die aus dem Jahr 1897 stammen und immer noch im Originalzustand betrieben werden. Bei neueren Anlagen ist jedoch zu erwarten, dass die Lebensdauer deutlich geringer ist. Ursache hierfür sind insbesondere die genauere Berechnung der Aggregate und Optimierung der Herstellungskosten im Hinblick auf die geplante Nutzungszeit.

In **Tabelle 3.2-1** sind die möglichen maximalen Verbesserungspotenziale für die verschiedenen Modernisierungsmaßnahmen zusammengefasst, die im Folgenden im Detail beschrieben werden. Wesentlich ist, dass eine Kumulation der Verbesserungspotenziale nur für die Bereiche Turbinenerneuerung und Bau möglich ist. Bei diesen Maßnahmen ist gleichzeitig auch eine Verbesserung der Regelungstechnik vorgesehen.

Die im konkreten Einzelfall erreichbaren Verbesserungen lassen sich nur auf Basis konkreter detaillierter Betrachtungen ermitteln. Nach Angaben von Herstellern sind auch unter den Altanlagen Anlagen zu finden, die nur ein geringes Verbesserungspotenzial aufweisen. Dies ist zum einen auf die sehr individuellen Gegebenheiten zum anderen auf das unterschiedliche Geschick der Ingenieure bei der Anlagenkonzeption zurückzuführen, das in der Vergangenheit einen hohen Einfluss auf das Ergebnis haben konnte.

	Inbetriebnahmejahr	Francis-Anlagen						Kaplan-Anlagen					
		vor 45	45-55	55-65	65-75	75-85	nach 85	vor 45	45-55	55-65	65-75	75-85	nach 85
> 8 MW	Turbine +	13	11	9	6,5	4	4	12	10	8	5,5	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	3	2,5	2	1,5	1	1	3	2,5	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	3	2,5	2	1,5	1	1	5	4,5	4	3	2	1
	Maximal	16	13,5	11	8	5	5	15	12,5	10	7	4	4
2 MW < P < 8 MW	Turbine +	13	10,75	8,5	6,25	4	4	12	9,75	7,5	5,25	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	3,5	2,75	2	1,5	1	1	3,5	2,75	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	3,5	3	2,5	2	1,5	1	5	4,5	4	3,25	2,5	2
	Maximal	16,5	13,5	10,5	7,75	5	5	15,5	12,5	9,5	6,75	4	4
< 2 MW	Turbine +	13	10,5	8	6	4	4	12	9,5	7	5	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	4	3	2	1,5	1	1	4	3	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	4	3,5	3	2,5	2	1	5	4,5	4	3,5	3	3
	Maximal	17	13,5	10	7,5	5	5	16	12,5	9	6,5	4	4
	+ kumulativ												
	* nicht kumulierbar												

**Tabelle 3.2-1: Verbesserungspotenzial der Regularbeit bei Modernisierung in Prozent**



**Abbildung 3.2-1: Verbesserungspotenzial der Regelarbeit bei Modernisierung von Kaplan-Turbinen in Prozent**

### 3.2.1.1.1 Austausch der Maschinenteknik

Der Austausch des Maschinensatzes bestehend aus Turbine und Generator ist in aller Regel in allen Kraftwerken ohne umfangreiche Eingriffe in das übrige Kraftwerk möglich. Der Austausch nur einzelner Komponenten Turbine oder Generator ist möglich, erfolgt jedoch nur im Falle von Ersatzinvestitionen, sofern die zweite Komponente noch eine ausreichende Lebensdauer aufweist. Unter dem Gesichtspunkt von Modernisierungsmaßnahmen, mit dem Ziel einer maximalen Verbesserung der Stromerzeugung, ist hier jedoch nur der Gesamtaustausch Generator/Turbine mit optimal aufeinander abgestimmten Komponenten sinnvoll. Die Leistungssteigerung dieser Maßnahme basiert auf den höheren Wirkungsgraden moderner Turbinenkonstruktionen im Vergleich zu den bestehenden Anlagen. Eine maximale Leistungssteigerung ist beim Anlagenaustausch jedoch von einer Anpassung an die örtlichen Gegebenheiten abhängig. Bei Einsatz stark standardisierter Komponenten, kann das erzielbare Potenzial geringer sein.

Die Entscheidung über den Einsatz standardisierter Komponenten ist in jedem Fall auch eine Frage des Investitionsvolumens und der Leistungsgröße. Bei kleinen Leistungen ist der Aufwand für individuelle Anpassungen zu hoch.

Die Erhöhung der Jahresregelarbeit durch unterschiedliche Maßnahmen ist in Abhängigkeit von den möglichen Maßnahmen in **Tabelle 3.2-1** und **Abbildung 3.2-1** wiedergegeben.

Die Ausbauwassermenge, eine der wesentlichen Genehmigungsrandbedingungen, wird durch diese Maßnahme nicht beeinflusst, so dass die Maßnahme ohne Genehmigungsverfahren umgesetzt werden kann.

In Grenzkraftwerken ist die Situation komplexer, da aufgrund der Nutzungsanteile der Gesamtanteile sowohl für die Investition, als auch über die Zuordnung der erzeugten Strommenge, Regelungen erforderlich sind.

Hierzu ist es erforderlich, die jeweiligen individuellen Verhältnisse in den Verträgen zu berücksichtigen.

### 3.2.1.2 Optimierung des Wasserbaus

Der Wirkungsgrad einer Wasserkraftanlage wird neben der eigentlichen Maschinentechnik (Turbine/Generator) stark durch die wasserbautechnischen Anlagen wie:

- Einlaufbauwerk,
  - Saugrohr und
  - Auslassbauwerk
  -
- beeinflusst.

In **Abbildung 3.2-1** und **Tabelle 3.2-1** sind in Abhängigkeit von Maschinentyp und Alter die möglichen Potenziale wiedergegeben.

Anpassungen des Wasserbaus sind bei unveränderter Maschinentechnik im Allgemeinen nicht sinnvoll, da dieser auf die Maschinentechnik abgestimmt ist. Anpassungen sind im Rahmen des Austausches der Maschinentechnik möglich, jedoch mit erheblichen Investitionen verbunden.

### 3.2.1.3 Kombinationsmaßnahmen

Eine maximale Erhöhung der Leistung bei gleichzeitiger Beibehaltung der Ausbauwassermenge ist durch Kombination verschiedener Maßnahmen möglich. Dies gilt insbesondere durch Kombinationsmaßnahmen Maschinentechnik und Wasserbau, die weitere Alternativen ermöglichen. Insbesondere in älteren Kraftwerken sind mehrere Turbinen mit kleinen Einzelleistungen installiert, deren einzelner Austausch sehr kostenintensiv ist, da die spezifischen Investitionen mit kleinen Leistungen stark ansteigen. An diesen Standorten ist auch der Ersatz mehrerer Einzelturbinen durch einen neuen Maschinensatz möglich, sofern auch der Wasserbau entsprechend angepasst wird.

Durch die Kumulation dieser beiden Maßnahmen kann eine maximale Verbesserung der Jahresarbeit erreicht werden. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass mit dem Austausch der Maschinen auch der Einsatz moderner Regel- und Leittechnik einhergeht, so dass sich hier keine zusätzlichen Einsparpotenziale mehr ergeben.

Durch die Kombinationsmaßnahmen liegt das Verbesserungspotenzial in Abhängigkeit vom Alter und der Leistung im Bereich von 4-16 %.

#### 3.2.1.4 Optimierung der Betriebsführung

Im Rahmen der Betriebsführung sind verschiedene Maßnahmen möglich, die Anlagen optimal auf das aktuelle Wasserdargebot einzustellen. Hierzu zählen insbesondere moderne Regler und leittechnische Maßnahmen. Eine weitere Maßnahme betrifft den optimalen Einsatz und die optimale Beaufschlagung der Turbinen mit dem Ziel die Stromerzeugung zu maximieren. Durch diese Maßnahmen ist je nach Anlagenzustand und aktueller Ausstattung der Turbinen eine Erhöhung der Jahresarbeit um bis zu 5 % möglich. In **Tabelle 3.2-1** sind die möglichen Potenziale in Abhängigkeit vom Alter und der eingesetzten Maschinenteknik wiedergeben. Dieses Potenzial ist nicht additiv zum Potenzial durch technische Maßnahmen zu sehen. Die dortigen Maßnahmen berücksichtigen auch die entsprechende Anpassung in der Regel- und Leittechnik.

Insbesondere bei größeren Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Regel- und Leittechnik auf einen aktuellen Stand ist, da hierdurch auch die Betriebsführung vereinfacht und der Personalbedarf reduziert werden kann.

#### 3.2.2 Erweiterung bestehender Anlagen

Die Erweiterung bestehender Anlagen ist ausschließlich an Standorten möglich, an denen die verfügbare Wassermenge nicht vollständig genutzt wird.

Die Ursachen hierfür können im Einzelfall sehr unterschiedlich sein. Die zwei Wesentlichen sind:

- Aufgrund des Alters der Anlage, den historischen Gegebenheiten oder wegen fehlender technischer Möglichkeiten wurde das Potenzial nicht ausgeschöpft.
- Die Genehmigung schreibt insbesondere bei Ausleitungskraftwerken eine Restwassermenge vor, die in jedem Fall über das Wehr zu leiten ist.

Die Erweiterung und die zusätzliche Nutzung von Wasser ist immer mit einer Veränderung der Konzession und einem genehmigungsrechtlichen Verfahren verbunden, das je nach Umfang der öffentlichen Beteiligung einen erheblichen Zeit- und Kostenaufwand bedingt.

Die wesentlichen Faktoren im Rahmen der Genehmigung sind ähnlich wie bei Neubauten:

- Einfluss der Nutzung auf die Restwassermenge
- Einflüsse auf die Gewässerökologie
- Einflüsse auf die Umwelt

Hinzu kommt, dass im Rahmen der Änderung der Konzession auch zusätzliche Anforderungen gestellt werden können die in den bisherigen Regelungen

gen nicht enthalten sind. Diese zusätzlichen Anforderungen können erhebliche zusätzliche Investitionen erfordern. Ein Beispiel hierfür sind sogenannte Fischaufstiegshilfen, die die Fischwanderung unterstützen.

Aus technischer Sicht sind im Rahmen der Erweiterung die folgenden Maßnahmen möglich:

- Bau zusätzlicher Turbinen
- Ersatz von bestehenden Turbinen durch Neubauten mit erhöhtem Durchfluss

Die Anzahl der Standorte bei denen unter Berücksichtigung des Wasserdargebotes und der derzeitigen Nutzung eine Erweiterung möglich ist, ist begrenzt, jedoch ist an einigen Standorten, z.B. Rheinfeldern eine erhebliche Leistungssteigerung möglich.

### 3.2.2.1 Neubau von Anlagen

Für den Bereich Neubau sind die folgenden Maßnahmen zu unterscheiden:

- Neubau an gleicher Stelle
- Neubau an neuen Standorten

Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Maßnahmen liegt in den genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen für die beiden Alternativen. Bei einem Neubau an gleicher Stelle ist eine Vielzahl von Voraussetzungen für die Wasserkraftnutzung bereits vorhanden.

- Stauraum
- Uferbefestigung
- Uferwege
- Netzanbindung
- Infrastruktur (Straße und Zufahrten etc.)

Bei Neubauten an neuen Standorten sind in diesen Bereichen umfangreiche Genehmigungsverfahren erforderlich, da derartige Anlagen einen erheblichen Eingriff in die bestehenden Verhältnisse darstellen.

Der genehmigungsrechtliche Aufwand für Neubauten an gleicher Stelle kann insbesondere bei alten Anlagen, und nur dort ist ein vollständiger Neubau sinnvoll, ebenfalls erheblich sein, da in der Vergangenheit die Belange des Naturschutzes und der Ökologie bei der Genehmigung von Anlagen eher eine untergeordnete Rolle gespielt haben.

### 3.2.3 Referenzsysteme

Auf Basis der Ist-Struktur der Laufwasserkraftwerke und der möglichen technischen Maßnahmen werden die folgenden Referenzsysteme betrachtet.

#### 3.2.3.1 Modernisierung

Leistungsbereich	Turbinenerneuerung		Betriebsführung
	Kaplanturbinen	Francisturbinen	
kleiner 2 MW	X	X	0
größer 2 MW kleiner 8 MW	X	X	0
größer 8 MW	X	X	0

X wird betrachtet

0 wird nicht betrachtet

Maßnahmen zur betriebstechnischen Optimierung werden nicht getrennt als Einzelmaßnahme betrachtet, da hier die Investitionen im Verhältnis zum Nutzen eher gering und der Nachweis der Wirkung der Maßnahme komplex ist. Maßnahmen zur Betriebsoptimierung sind auch in einem engen Zusammenhang zu organisatorischen Maßnahmen wie Personaleinsparung, höherer Automatisierungsgrad und Betriebsautomatisierung zu sehen und somit nicht ausschließlich der Erhöhung Stromerzeugung zuzurechnen.

Für die Modellrechnungen werden die folgenden Leistungen für die Einzelturbinen berücksichtigt, die jeweils auch als typisch für entsprechende Anlagenleistungen anzusehen sind.

1 MW

Anlagenleistung bis 8 MW

6 MW

Anlagenleistung bis 25 MW

15 MW

Anlagenleistung größer 25 MW

#### 3.2.3.2 Erweiterung

Für die Erweiterung werden unter Berücksichtigung der derzeitigen Informationen über Erweiterungspotenziale die folgenden Leistungen berücksichtigt.

Erweiterungsleistung 10 MW

Erweiterungsleistung 20 MW

#### 3.2.3.3 Neubau an gleicher Stelle

Der Neubau an gleicher Stelle (vgl. Rheinfeldern) erscheint nur unter den folgenden Randbedingungen sinnvoll und realistisch. Die Wehranlage muss aufgrund ihres Zustandes grundlegend saniert und instandgesetzt werden. Die hierfür erforderlichen Maßnahmen und Investitionen stehen in Konkurrenz zu den erforderlichen Investitionen in eine neue Wehranlage oder in die

Sanierung der bestehenden. Die Investitionen für die Wehrsanierung bzw. den Wehrneubau stehen nicht in ursächlichem Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung, sondern dienen der notwendigen baulichen Sicherung im Rahmen der Konzessionspflichten. Die Investitionen als Gesamtes bzw. die für die Sanierung benötigten Investitionen sind ohnehin erforderlich. Der neuen erweiterten Wasserkraftnutzung sind somit ausschließlich die für Maschinenhaus, Maschinentechnik und Netzanbindung erforderlichen Investitionen zuzurechnen.

Der Neubau an gleicher Stelle ermöglicht gegebenenfalls die Erhöhung der Stromerzeugung im Rahmen des verfügbaren Wasserdargebotes bzw. der möglichen Erhöhung der Fallhöhe.

Als Referenzsystem für den Neubau an gleicher Stelle werden die folgenden Referenzleistungen gewählt:

Gesamtleistung 20 MW  
Gesamtleistung 100 MW

#### 3.2.3.4 Neubau an einem neuen Standort

Die Anzahl der potenziellen Standorte für neue Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 5 MW ist sehr gering und erfordert eine individuelle Standortbetrachtung sofern die Gesamtinvestitionen für Infrastruktur, Wehranlage und Wasserkraftnutzung betrachtet werden müssen.

Eine detailliertere Betrachtung der potenziellen Standorte zeigt jedoch, dass nahezu alle Standorte an Rhein und Donau in unmittelbarem Zusammenhang mit Fragestellungen der Schifffahrt zu sehen sind, so dass sich hier eine Doppelnutzung ergibt. In diesen Fällen können die Investitionen für die Stauhaltung von den Kosten für die Wasserkraftnutzung getrennt werden. Der Wasserkraftnutzung sind ausschließlich die Investitionen für Maschinenhaus, Maschinentechnik, wasserkraftspezifischer Wasserbau und Netzanbindung zuzuordnen. Somit ergeben sich die gleichen Randbedingungen wie für den Neubau an bestehenden Standorten.

Der einzige derzeit bekannte Standort bei dem eine Anlage ausschließlich unter dem Gesichtspunkt der Stromerzeugung zu sehen ist, befindet sich am Hochrhein und wird als generell nicht genehmigungsfähig eingeschätzt.

Als Referenzanlagen werden die folgenden Leistungen gewählt:

Gesamtleistung 20 MW  
Gesamtleistung 100 MW

## **4. Ableitung der Vergütungssystematik**

### **4.1 Ist-Stand der Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im EEG**

Im EEG sind derzeit die folgenden Vergütungsregelungen enthalten:

- Es wird die Stromerzeugung aus Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 5 MW vergütet
- Die Vergütung beträgt:  
7,67 €ct/kWh für die ersten 500 kWh/h und  
6,65 €ct/kWh für den übrigen Strom

Es bestehen keine weiteren Anforderungen an die Anlagentechnik, das Alter oder die Effizienz. Die Vergütung erfasst in gleicher Weise Bestands- und Neuanlagen einschließlich modernisierter Anlagen.

Die Förderung von Erweiterungs- und Neubauinvestitionen von Anlagen ist zusätzlich im Marktanreizprogramm geregelt.

Einer der wesentlichen Grundsätze des EEG ist weiterhin, dass nur dort Vergütungen festgelegt werden, wo die Stromgestehungskosten nicht marktfähig sind.

### **4.2 Nachteile der derzeitigen Vergütungsregelungen**

Ein wesentlicher Nachteil der bestehenden Regelungen im EEG ist die scharfe Leistungsgrenze von 5 MW. Insbesondere für Bestandsanlagen, die in einem engen Fenster oberhalb dieser Grenze liegen, besteht ein Anreiz die Leistung EEG konform anzupassen und zu reduzieren. Die Praxis zeigt, dass einige Betreiber hier bereits Maßnahmen ergriffen haben um eine Leistungsbegrenzung auf 5 MW zu erzielen. Als mögliche Maßnahmen sind zu nennen:

- Neuwicklung oder Austausch des Generators mit einer max. Leistung von 5 MW.
- Irreversible Drosselung der Anlage mit einer Leistungsbegrenzung auf 5 MW.

Derartige Maßnahmen sind im Grundsatz zulässig und auch in den Handlungsrichtlinien der Netzbetreiber (VDN Verband der Netzbetreiber) zum EEG (Stand 1.1.2003) enthalten. Eine Reduzierung der Wasserkrafterzeugung, auch wenn es sich in Bezug auf die Stromerzeugung nur ein kleiner Anteil ist, sollte nicht das Ziel einer Regelung im EEG sein.

### **4.3 Allgemeine Ziele der Vergütungssystematik**

Unter Berücksichtigung des hohen Ausnutzungsgrades des in Deutschland verfügbaren Potenzials an Stromerzeugung aus Wasserkraft sind die folgenden Ziele möglich:

- Verhinderung der Leistungsreduzierung in bestehenden Anlagen
- Generelle Vergütungen für Wasserkraftanlagen im Bestand
- Vergütung für die erhöhte Stromerzeugung aus Wasserkraft
  - Durch Modernisierung von Anlagen bei gleichbleibendem Ausbaudurchfluss
  - Durch Erweiterung von Anlagen bei erhöhtem Ausbaudurchfluss
  - Durch Neuanlagen an gleichem Standort bei gleichem oder erhöhten Ausbaudurchfluss
  - Durch Neuanlagen an neuen Standorten

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Aspekte die Einfluss auf die Ableitung der Vergütungssätze haben, im Detail betrachtet.

### **4.4 Vergütungssystematik**

Unter Berücksichtigung der möglichen technischen Maßnahmen und den unterschiedlichen Zielen der Vergütungsregelungen sind die folgenden Aspekte für die Grundsätze einer Vergütungssystematik wesentlich. Die folgenden Ausführungen stellen keine konsistente Vergütungssystematik dar sondern beschreiben die möglichen Bausteine einer Vergütungssystematik

#### **4.4.1 Generelle Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Bestand**

Die generelle Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Bestand erscheint nur sinnvoll, wenn die Stromgestehungskosten in bestehenden Anlagen deutlich über den erzielbaren Marktpreisen liegen und die Anlagen in der Vergangenheit ihren Ertrag nicht erwirtschaften konnten.

Die derzeitige Situation im Markt ist im Wesentlichen eine Folge der Deregulierung im Energiemarkt, die im Jahr 1998 eingesetzt hat. Unter diesem Gesichtspunkt kommen bei Vergütungsregelungen im Bestand ausschließlich Anlagen in Betracht, die nicht älter als 20-30 Jahre sind und unter vollständig anderen energiewirtschaftlichen Randbedingungen geplant und gebaut wurden und bei denen anzunehmen ist, dass die Investitionen aufgrund der veränderten Randbedingungen möglicherweise nicht mehr erwirtschaftet werden können.

Eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Anlagen im Bestand ist nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

Für die Bestandsanlagen ist vorbehaltlich der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die folgende Strukturierung möglich.

Bestandsanlagen, die nicht älter als 20-30 Jahre sind, werden über einen begrenzten Zeitraum bis zu einem maximalen Alter von 40 Jahren vergütet.

Anlagen die im umfangreichen Maße erneuert und modernisiert wurden, sollten entsprechend dem Zeitpunkt der Modernisierung eingeordnet werden, wenn die Investitionen mindestens 50 % der Neubauinvestitionen der Maschinenteknik betragen.

Weitere die Stromgestehungskosten beeinflussende Größen sind die den Erzeugungskosten zuzurechnenden Investitionen. Hier sind die folgenden Anlagentypen zu unterscheiden:

- Anlagen zur ausschließlichen Wasserkraftnutzung
- Anlagen zur Wasserkraftnutzung im Rahmen von Maßnahmen der Flussregulierung einschließlich Schifffahrt

Eine Unterscheidung dieser beiden Typen erscheint unter Berücksichtigung der Vergütungsgerechtigkeit sinnvoll.

Die Vergütungssätze sind zusätzlich nach Anlagenleistungen zu untergliedern, da die derzeit auf dem Markt erzielbaren Preise auch von der Anlagenleistung und der Anlagenverfügbarkeit abhängen. Größere Leistungen können gegebenenfalls auch von den Anlagenbetreibern direkt vermarktet werden. Grundsätzlich gilt das auch für die Unternehmens- bzw. Konzerngröße jedoch erscheint dieses Kriterium nicht sinnvoll umsetzbar, da derzeit schon einzelne Kraftwerksstandorte als eigene Gesellschaften geführt werden.

Bei einer Vergütung im Bestand sollte die Vergütung von den folgenden Kriterien abhängig sein:

#### **Alter der Anlage**

Der Vergütungszeitraum ist abhängig vom derzeitigen Alter und wird durch das Anlagenalter begrenzt.

#### **Größe der Anlage**

Die Vermarktungsmöglichkeiten großer Leistungen sind grundsätzlich besser als die kleiner Leistungen. Hinzu kommt, dass mit der Anlagengröße die Stromgestehungskosten sinken.

#### **Typ der Anlage:**

- A) Stauhaltung ausschließlich für die Wasserkraft.  
Die Kosten für die Stauhaltung sind von der Wasserkraft zu tragen.
- B) Wasserkraftnutzung als Zusatznutzen zur Stauhaltung für Schifffahrt und Flussregulierung.  
Die Kosten der Stauhaltung werden anderweitig getragen. Anlagen die nachweislich die Kosten der Stauhaltung zu tragen haben, sind wie Anlagen unter A zu behandeln.

## 4.4.2 Vergütung für die Erhöhung der Stromerzeugung

### 4.4.2.1 Modernisierung von Anlagen bei gleichbleibendem Ausbaudurchfluss

Wesentliches Merkmal ist hier die Erhöhung der Stromerzeugung in bestehenden Anlagen bei unverändertem Ausbaudurchfluss. Für die Vergütungsregelungen zwei Alternativen möglich:

- Vergütung ausschließlich für die Mehrerzeugung in einer Anlage als Folge der Maßnahmen
- Vergütung für die Gesamterzeugung einer Anlage bzw. eines Turbinensatzes

Beide Mechanismen sind im Grundsatz vergleichbar, wenn bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten für die Mehrerzeugung die entsprechende Bezugsgröße gewählt wird.

- Die Investitionen werden auf die Mehrerzeugung der modernisierten Anlage bezogen.
- Die Investitionen werden auf die Gesamterzeugung der modernisierten Anlage bezogen.

Für die Vergütung bei der Modernisierung sind die folgenden Aspekte von besonderer Bedeutung:

- Bei den aus technischer Sicht möglichen Modernisierungsmaßnahmen handelt es sich in jedem Fall um sehr kostenintensive Maßnahmen, die bezogen auf die Mehrerzeugung zu hohen "Zusatzstromerzeugungskosten führen".
- Im Rahmen der Modernisierung werden mit dem Ziel der Leistungserhöhung auch Anlagen mit einer unter Umständen noch sehr hohen technischen Lebensdauer ausgetauscht werden. Der zusätzliche Nutzen in Bezug auf die Investitionen ist in diesem Fall gering.
- Mit dem Austausch von Komponenten ist in jedem Fall eine erhebliche Investition in die Bestandserhaltung verbunden.
- Im Rahmen von Modernisierungsmaßnahmen werden in jedem Fall auch fällige Erneuerungsmaßnahmen durchgeführt, so dass auch die Frage von Mitnahmeeffekten zu stellen ist. Eine mögliche Lösung ist die Berücksichtigung von Anteilen der Investitionen als ohnehin notwendige Ersatzinvestitionen in Abhängigkeit vom Alter der Anlagen.

Bei einer Vergütung für Modernisierungsmaßnahmen sollte die Vergütung von den folgenden Kriterien abhängig sein:

#### **Alter der Anlage**

Je älter die Anlage ist, um so höher ist der Anteil der Investitionen der als ohnehin erforderliche Erneuerung anzusehen ist. Das Alter der moderni-

sierten Anlage ist bei der Ermittlung der Stromerzeugungskosten zu berücksichtigen.

#### **Größe der Anlage**

Die Vermarktungsmöglichkeiten großer Leistungen sind grundsätzlich besser als die der kleinen Leistungen. Hinzu kommt, dass mit der Anlagengröße die Stromgestehungskosten sinken.

#### **Abgrenzung der Vergütungsfähigkeit einer Anlage**

Als Maßstab für die Abgrenzung von reinen Ersatz- zu Modernisierungsmaßnahmen mit Erhöhung der Stromerzeugung sollte in jedem Fall eine Mindesterrhöhung der Stromerzeugung der gesamten Anlage um 5 % verwendet werden. Auf die Vorgehensweise zur Ermittlung der Mehrzeugung wird in **Kapitel 4.4.3** eingegangen.

### 4.4.2.2 Erweiterung von Anlagen mit einer Erhöhung des Ausbauzuflusses

Wesentliches Merkmal ist die Erhöhung der Stromerzeugung durch Zubau Erweiterung, eventuell auch Teilersatz von bestehenden Anlagen unter Erhöhung des Ausbauzuflusses.

Die Vergütungsalternativen sind im Grundsatz mit denen der Modernisierung vergleichbar.

- Vergütung ausschließlich für die Mehrerzeugung in einer Anlage als Folge der Maßnahmen
- Vergütung für die Gesamterzeugung einer Anlage

Für die Vergütung bei Erweiterungsmaßnahmen sind die folgenden Aspekte von besonderer Bedeutung:

- Bei der Erweiterung der Anlage ist die Abgrenzung, wodurch die Maßnahme verursacht wird, deutlich einfacher. Bei einem gleichzeitigen Ersatz von bestehenden Anlagen durch den Zubau und die Erweiterung kann die Aufgliederung der Investitionen in Zubau und Ersatzinvestitionen im Verhältnis der Leistungen erfolgen. Gegebenenfalls kann auch auf die Aufgliederung verzichtet werden.
- Die Erweiterung ermöglicht eine Zuordnung der Investitionen auf die Strommehrerzeugung. Bei der Erweiterung erfolgt nicht notwendigerweise wie bei der Modernisierung eine Investition in den Bestand.
- Grundsätzlich ist auch bei der Erweiterung eine Kombination mit einer Vergütung für den Bestand möglich.

Bei einer Vergütung für die Erweiterung sollte die Vergütung von den folgenden Kriterien abhängig sein:

#### **Größe der Gesamtanlage**

Die Vermarktungsmöglichkeiten großer Leistungen sind grundsätzlich besser als die kleiner Leistungen. Hinzu kommt, dass mit der Anlagengröße die Stromgestehungskosten sinken.

#### **Abgrenzung der Vergütungsfähigkeit einer Anlage**

Als Maßstab für die Vergütungsfähigkeit sollte in jedem Fall eine Mindest-erhöhung der Stromerzeugung der gesamten Anlage um 5 % verwendet werden. Auf die Vorgehensweise zur Ermittlung der Mehrerzeugung wird in **Kapitel 4.4.3** eingegangen.

### 4.4.2.3 Neubau von Anlagen an gleichem Standort

Wesentliches Merkmal ist die Erhöhung der Stromerzeugung im Rahmen des Neubaus einer Anlage.

Die Vergütungsalternativen sind im Grundsatz mit denen der Modernisierung vergleichbar.

- Vergütung ausschließlich für die Mehrererzeugung in einer Anlage als Folge der Maßnahmen
- Vergütung der Gesamterzeugung einer Anlage

Für die Vergütung bei Modernisierung sind die folgenden Aspekte von besonderer Bedeutung:

- Bei Neubau der Anlage ist die Abgrenzung, wodurch die Maßnahme verursacht wird, deutlich einfacher. Bei einem gleichzeitigen Ersatz von bestehenden Anlagen durch den Zubau und die Erweiterung kann die Aufgliederung der Investitionen in Zubau und Ersatzinvestitionen im Verhältnis der Leistungen erfolgen. Gegebenenfalls kann auch auf die Aufgliederung verzichtet werden.
- Bei Neubauten, bei denen auch die Wehernerneuerung vorgesehen ist, kann generell davon ausgegangen werden, dass diese Maßnahme aufgrund des Alters oder des Zustandes der Anlage als ohnehin Maßnahme anzusehen ist und nicht der Wasserkraftnutzung zuzurechnen ist.
- Der Neubau ermöglicht eine Zuordnung der Investitionen auf die Strommehrerzeugung. Bei Neubau an gleichen Standort erfolgt immer wie bei der Modernisierung eine Investition in den Bestand.
- Grundsätzlich ist auch bei Neubau an gleicher Stelle eine Kombination mit einer Vergütung im Bestand möglich

Bei einer Vergütung für Neubauten sollte die Vergütung von den folgenden Kriterien abhängig sein:

#### **Größe der Gesamtanlage**

Die Vermarktungsmöglichkeiten großer Leistungen sind grundsätzlich besser als die der kleinen Leistungen. Hinzu kommt, dass mit der Anlagengröße die Stromgestehungskosten sinken.

#### **Abgrenzung der Vergütungsfähigkeit einer Anlage**

Als Maßstab für die Vergütungsfähigkeit sollte in jedem Fall eine Mindest-erhöhung der Stromerzeugung der gesamten Anlage um 5 % verwendet werden. Auf die Vorgehensweise zur Ermittlung der Mehrzeugung wird in **Kapitel 4.4.3** eingegangen.

### 4.4.2.4 Neubau an neuen Standorten

Wesentliches Merkmal ist die vollständige Neuerrichtung einer Anlage zur Wasserkraftnutzung. Hieraus ergibt sich:

- Vergütung der Gesamterzeugung einer Anlage

Für die Vergütung des Anlagenneubaus sind die folgenden Aspekte von besonderer Bedeutung:

- Erfolgt der Neubau als Doppelnutzung im Rahmen von Projekten der Schifffahrt, bei denen die Investitionen in die Stauhaltung einem anderen Kostenträger zuzuordnen sind, so sind auch nur die Kosten für die Wasserkraftnutzung in den Stromerzeugungskosten zu berücksichtigen.
- Erfolgt der Neubau als Anlage zur ausschließlichen Wasserkraftnutzung so sind alle Investitionen bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten zu berücksichtigen.

#### **Abgrenzung der Vergütungsfähigkeit einer Anlage**

Als Maßstab für die Vergütungsfähigkeit ist die Genehmigungsfähigkeit der Anlage anzusehen.

#### **Anlagentyp**

Da die Investitionen für die beiden genannten Möglichkeiten erheblich voneinander abweichen, ist der Vergütungssatz von der Kostenzuordnung für die Stauhaltung abhängig zu gestalten.

Aus derzeitiger Sicht sind jedoch in Deutschland keine realistischen Neubauprojekte bei großen Laufwasserkraftwerken erkennbar bei denen diese Unterscheidungen erforderlich sind.

Die Auswirkungen dieser Randbedingungen der Vergütungssystematik auf die Berechnung der Stromerzeugungskosten werden in **Kapitel 5** beschrieben.

## 4.4.3 Ermittlung der vergütungsfähigen Stromerzeugung

### 4.4.3.1 Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung

Alle Mechanismen, die wie beschrieben als Bezugsgröße die zusätzliche Stromerzeugung aufweisen, erfordern eine einheitliche und handhabbare Vorgehensweise zur Ermittlung der zusätzlichen Erzeugung.

Für die Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung sind verschiedene Alternativen möglich, die einen unterschiedlichen Aufwand erfordern und auch eine unterschiedliche Genauigkeit aufweisen.

Im Folgenden werden zwei grundsätzliche Alternativen betrachtet.

#### 4.4.3.1.1 Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung auf Basis des Regeljahres

Aufgrund der jährlich stark schwankenden Wassermengen ist die Ermittlung der Mehrstromerzeugung anhand des Vergleiches mit einem Jahr vor der Modernisierung als Differenzbetrachtung nicht möglich. Zur generellen Ermittlung der Stromerzeugung ist in der Wasserwirtschaft das Regeljahr eine übliche Bezugsgröße.

Hierbei handelt es sich um langfristig, mindestens über 10 Jahre im Allgemeinen 20-30 Jahre, gemittelte Daten des Wasserzuflusses an einem Standort.

Basisdaten für die Flussgebiete werden in Deutschland von den Landesämtern für Wasserwirtschaft erhoben und gegliedert nach Flusssystemen veröffentlicht.

(Bsp. Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch Donauebiet; Herausgeber Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft, München)

Das Regeljahr ist im Wesentlichen eine Bezugsgröße, da auch sie nicht die jahreszeitlichen Schwankungen exakt berücksichtigt. Für die Ermittlung der Mehrstromerzeugung wird empfohlen das Regeljahr als Bezugsgröße für die Ist-Stromerzeugung und die nach Umbau oder Erweiterung mögliche Stromerzeugung heranzuziehen. Diese Betrachtungen sind vor Zahlung der Vergütung nachzuweisen und bilden die Grundlage der vergütungsfähigen Strommengen.

Für die Ermittlung der Stromerzeugung im Regeljahr ist eine detaillierte Betrachtung der Anlage erforderlich, die auch berücksichtigt, dass die modernisierte Anlage oder zusätzliche Anlagenteile anders eingesetzt werden als im Ist-Zustand der Anlagen.

Als Beispiel dient hier eine Anlage mit drei Turbinen gleicher Leistung mit unterschiedlichen Wirkungsgraden. Im Ist-Zustand wird die Turbine mit dem schlechtesten Wirkungsgrad erst dann eingesetzt, wenn die Wassermengen ausreichen, die beiden anderen Turbinen auszulasten. Die Turbine weist somit die geringste Betriebsstundenzahl und die geringste Stromerzeugung auf.

Im Falle einer Modernisierung wird sinnvoller Weise die schlechteste Maschine durch eine moderne Anlage ersetzt, die in aller Regel auch den höchsten Wirkungsgrad im Vergleich mit den bestehenden Turbinen aufweist. Die neue Turbine wird sinnvoller Weise als erste Anlage eingesetzt. Über das Jahr ergibt sich durch die neue Anlage im Vergleich zum Vorjahr eine Erhöhung der gesamten Stromerzeugung der Anlage durch den verbesserten Wirkungsgrad und den veränderten Einsatz.

Für die Mehrerzeugung sollte somit die gesamte Differenz aus Stromerzeugung vorher und nachher als vergütungsfähige Strommenge anerkannt werden.

Der Nachweis dieser Mehrerzeugung kann auf Basis eines Sachverständigengutachtens einmalig oder jährlich wiederkehrend erfolgen.

Für die im jeweiligen Realjahr zu vergütenden Strommengen sind zwei Alternativen möglich:

- Die im Jahr vergütete Stromerzeugung entspricht der Mehrerzeugung im Regeljahr. Der jährliche Vergütungsbetrag ist in jedem Jahr konstant. Die unterschiedlichen Beträge gleichen sich über den Gültigkeitszeitraum der Regelung gegenüber den realen Mehr oder Mindererzeugungen im Vergleich zum Regeljahr statistisch aus. Die Verfügbarkeit der Anlage ist nachzuweisen, so dass bei Anlagenausfall keine bzw. eine geringere Vergütung gezahlt wird.
- Die zu vergütende jährliche Strommenge wird als Verhältnis des Realjahres zum Regeljahr auf der Basis der realen Wassermengen ermittelt. Für positive Abweichungen vom Realjahr ist eine Obergrenze festzulegen, da oberhalb einer Grenzwassermenge die Stromerzeugung wegen der Auslegung der Anlage nicht mehr steigt. Die Verfügbarkeit der Anlage ist auch in diesem Fall nachzuweisen, so dass bei Anlagenausfall keine bzw. eine geringere Vergütung gezahlt wird.

#### 4.4.3.1.2 Ermittlung der jährlichen Mehrstromerzeugung auf Basis von Abnahme- und Betriebsmessungen

Die in Kapitel 4.4.3.1.1 beschriebene Vorgehensweise ermöglicht eine detaillierte Betrachtung der Verhältnisse am jeweiligen Standort, erfordert jedoch einen zusätzlichen Aufwand im Rahmen der Durchführung des EEG. Alternativ hierzu kann die Mehrstromerzeugung auch indirekt aus Abnahme- und Betriebsmessungen ermittelt werden, wobei jedoch die Genauigkeit geringer ist. Im Folgenden ist die in diesem Fall erforderliche Vorgehensweise beschrieben.

##### **Modernisierung:**

Mit der Inbetriebnahme hat der Anlagenbetreiber eine Abnahmemessung gemäß IEC 60041 für den modernisierten Anlagenteil nachzuweisen. Auf Basis dieser Messungen wird die Zusatzleistung im Vergleich zur ursprünglichen Anlage (nachgewiesene Maximalleistung) festgelegt.

Die jährliche Stromerzeugung (geeichte Betriebsmessung) wird entsprechend der Leistungsanteile auf Bestand und Mehrleistung aufgeteilt, so dass sich hieraus die im Rahmen des EEG zu vergütende Stromerzeugung ergibt.

Eine nicht unerhebliche Schwierigkeit besteht in der Festlegung der maximalen Leistung des Anlagenteils vor Modernisierung, da hierfür in aller Regel keine aktuellen Abnahmemessungen vorliegen.

##### **Erweiterung und Neubau an gleichem Standort**

Die Ermittlung erfolgt hier im Grundsatz wie auch bei der Modernisierung, jedoch wird als Bezugsgröße vorher, nachher die gesamte Anlagenleistung als Basis berücksichtigt.

Diese Regelungen ermöglichen eine einfache Erfassung, führen jedoch im konkreten Einzelfall nicht zu gänzlich korrekten Ergebnissen. Im Einzelfall sind sowohl zu hohe Gesamtzahlungen wie auch zu niedrige Gesamtzahlungen möglich.

##### **Empfehlung:**

Die umfangreicheren Festlegungen auf der Basis des Regeljahres erfordern ein Sachverständigenverfahren und somit einen zusätzliche Aufwand bei den Betreibern und einer noch benennenden Behörde. Aus diesem Grund erscheint es gerechtfertigt das vereinfachte Verfahren als Basis zu verwenden.

Grundsätzlich zeigt jedoch die Umsetzung des KWKG, das ein Sachverständigenverfahren grundsätzlich umsetzbar ist.

#### 4.4.3.2 Ermittlung der Gesamtstromerzeugung

Bei allen Mechanismen, die als Bezugsgröße die Gesamtstromerzeugung der Anlage, bzw. von einzelnen Maschinensätzen haben, erfolgt die Erfassung über geeichte Messeinrichtungen. Bei Berücksichtigung einzelner Maschinensätze muss zusätzlich die Ermittlung des Eigenbedarfes erfolgen. Der Nachweis des Eigenbedarfes kann als Jahreseigenbedarf des Kraftwerkes erfolgen der prozentual entsprechend der Stromerzeugung auf die Einzelaggregate umgerechnet wird. Diese Vorgehensweise vermindert den Aufwand für die Ermittlung der Nettostromerzeugung ganz wesentlich.

#### 4.4.4 Methodik zur Ableitung der Vergütungssätze

Für die Ableitung der Vergütungssätze sind zwei Alternativen möglich:

- Einspeisevergütung als fester „Marktpreis“
- Einspeisevergütung als Zuschlag zum vom Erzeuger selbst erzielten Marktpreis

Für beide Ansätze ist es wesentlich, dass bei ihrer Ermittlung günstige Randbedingungen angenommen werden, um eine zu hohe Gesamtvergütung zu vermeiden.

##### 4.4.4.1 Einspeisevergütung als fester Marktpreis

Bei dieser Vorgehensweise erfolgt die Vergütung analog den übrigen Technologien im EEG mit einer festen oder gestaffelten Vergütung zu denen der Netzbetreiber den Strom abnehmen muss, ohne den eigentlichen Marktpreis des Produktes im Einzelfall zu betrachten. Dies entspricht einer Vollkostenvergütung auf Basis der Annahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung und eines Abstandes hierzu zur Erhöhung des Anreizes der Kostenminimierung.

Diese Regelung berücksichtigt nicht den sich im Einzelfall ergebenden Marktpreis des Produktes Wasserkraft.

Einflussgrößen auf den Marktpreis sind:

- Welche Leistung und welche Menge kann vermarktet werden?
- Wie hoch ist der Aufwand für die Vermarktung?
- Welche Einflussmöglichkeiten auf die Struktur der Stromerzeugung bestehen seitens des Anlagenbetreibers (Schwellkettenbetrieb)?

Diese Einflussgrößen sind anlagenindividuell und nur schwer monetär fassbar. Für einzelne Anlagen ist dies abschätzbar nicht jedoch für unternehmens- und konzernweite Betrachtungen.

#### 4.4.4.2 Einspeisevergütung als Zuschlag zum vom Erzeuger selbst erzielten Marktpreis

Diese Regelung berücksichtigt die Möglichkeiten der Eigenvermarktung des Anlagenbetreibers. Die Vergütung verringert den Abstand zwischen dem erzielbaren Marktpreis und den Stromgestehungskosten.

Der Vorteil dieses Mechanismus ist der erhöhte Spielraum für den Anlagenbetreiber zur Verbesserung der Erlössituation und die eigentliche Investitionsentscheidung.

Der Nachteil dieser Regelung ist die Ermittlung des mittleren Marktpreises zur Ermittlung der angemessenen Vergütungsbeträge. Dieser mittlere Marktpreis benachteiligt einzelne Betreiber insbesondere auch kleiner Anlagen gegenüber Betreibern einer großen Anzahl von Anlagen mit besseren Vermarktungsmöglichkeiten.

#### 4.4.4.3 Schlussfolgerung

Unter Berücksichtigung der sehr heterogenen Erzeugungsstruktur im Bereich der Wasserkraft:

- Unternehmen mit wenigen Anlagen kleiner Leistung
- Unternehmen mit wenigen Anlagen großer Leistung
- Unternehmen mit vielen Anlagen unterschiedlicher Leistung

ist keiner der beiden Mechanismen als optimal anzusehen. Insgesamt erscheint die Vergütung auf Basis einer festen Vergütung als die Vorgehensweise die sich möglichst konsistent in die bisherige Struktur des EEG einfügt.

Bei der Ermittlung der eigentlichen Vergütungssätze ist zu berücksichtigen, dass keine Unstetigkeiten in der Vergütung entstehen, die Unternehmen dazu motivieren können, die Kapazitäten und die Stromerzeugung zu reduzieren.

#### 4.4.5 Bezugsgröße für die Vergütungssätze

Wie bereits in den einzelnen Kapiteln angeführt, besteht in allen Alternativen mit Ausnahme des Neubaus an gleicher Stelle die Möglichkeit die Vergütung auf zwei unterschiedliche Größen zu beziehen:

- Vergütung bezogen auf die Mehrstromerzeugung
- Vergütung der gesamten Stromerzeugung die durch den veränderten Anlagenbereich (Turbine/Generator, Erweiterungsbau, Neubau an gleicher Stelle) bereitgestellt wird.

Die Bezugsgröße für die Vergütungssätze ist von der Entscheidung abhängig ob bei Modernisierung und Erweiterung auch ein Bestandsanteil mit vergütet werden soll oder nicht. Bei einer anteiligen Vergütung der Bestandserzeugung ist die Bezugsgröße für die Vergütung der gesamte durch den modernisierten bzw. erweiterten Teil der Anlage erzeugter Strom.

Wird auf die anteilige Vergütung der Bestandserzeugung verzichtet, so ist die Bezugsgröße ausschließlich die Mehrstromerzeugung, die sich für die Gesamtanlage auf Basis der Veränderung ergibt.

**Empfehlung**

Als Basis für die Vergütung ist ausschließlich die Mehrerzeugung der gesamten Anlage nach Abschluss der Maßnahme heranzuziehen.

## 5. Wirtschaftlichkeitsberechnungen

### 5.1 Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen für als typisch definierte Modellsysteme zur Stromerzeugung aus Wasserkraft. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Modellsysteme der einzelnen Technologien unterschieden nach Anlagengröße, Turbinentyp und Aufwand für die Bautechnik die Stromerzeugungskosten ermittelt.

Zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird eine Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Die Annuitätenmethode ist ein dynamisches Verfahren, bei dem einmalige Zahlungen (z. B. die Investitionen) und periodische Zahlungen mit veränderlichen (z. B. jährlich steigenden) Beträgen in periodisch konstante, d. h. durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet werden. Dies erfolgt durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor, der eine Funktion des kalkulatorischen Zinssatzes und der kalkulatorischen Betrachtungsdauer darstellt und dadurch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitpunkte, zu denen Zahlungen anfallen, ermöglicht.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten werden durch Division der Summe der jährlichen Kosten durch die Menge an erzeugter elektrischer Energie (Nettoerzeugung entspricht der Bruttoerzeugung abzüglich des Eigenbedarfs) ermittelt und stellen durchschnittliche Kosten über die angesetzte kalkulatorische Betrachtungsdauer dar.

Alle Kosten werden zunächst auf realer Basis, d.h. inflationsbereinigt, ermittelt. Das Bezugsjahr für die Kosten ist das Jahr 2003. Dies ermöglicht die unmittelbare Interpretation der berechneten Kosten, da diese direkt mit sonstigen, auf 2003 bezogenen Werten, verglichen werden können.

Die Stromerzeugungskosten dienen als Basis für Vergütungen nach dem EEG. Da diese Vergütungssätze nominal konstant sind, d. h. real (unter Berücksichtigung der Preissteigerungsrate) fallen, werden neben den realen Stromerzeugungskosten die nominalen Werte errechnet und dargestellt.

## 5.2 Modellfälle

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten erfolgt für repräsentative Vorhaben, sogenannte Modellfälle. Die Modellfälle sollen sich durch eindeutig voneinander abweichende Merkmale unterscheiden, die sich auf die wirtschaftlichen Randbedingungen - und damit auch auf die Stromerzeugungskosten - auswirken. Davon ausgehend werden Modellsysteme für die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft definiert, die im Wesentlichen nach

- der elektrischen Anlagenleistung,
- der Turbinenart (Kaplan- oder Francisturbine)
- und den allgemeinen Randbedingungen (günstig, erschwert) unterschieden werden.

Eine weitere Differenzierung ergibt sich aus den in **Kapitel 3.2** beschriebenen Randbedingungen für:

- **Modernisierung**

Wie in **Kapitel 3.2.1.1** beschrieben wird als Modernisierungsmaßnahme der Austausch von Turbine und Generator sowie die hierzu notwendigen baulichen Maßnahmen und die in diesem Zusammenhang übliche Modernisierung der Regelungstechnik berücksichtigt. Die Modernisierung führt zu einer Erhöhung der elektrischen Leistung zum anderen wird das Arbeitsvermögen der Anlage in der Regel um einen höheren Prozentsatz verbessert.

Für die Modernisierung wird der Austausch von Turbinen mit den folgenden Leistungen berücksichtigt:

- 1 MW
- 6 MW
- 15 MW

- **Erweiterung**

Dies ist im Wesentlichen der Ausbau der Anlage mit Einsatz zusätzlicher Turbinen. Im Einzelfall werden gleichzeitig durch die neue Maschine auch alte Maschinen stillgelegt. Mit der Erweiterung geht eine Erhöhung der elektrischen Leistung und eine Erhöhung des Arbeitsvermögens einher.

Für die Erweiterung werden die folgenden zusätzlichen Anlagenleistungen berücksichtigt:

- 10 MW
- 20 MW

- **Der Neubau** von Wasserkraftanlagen an bestehenden bzw. neuen Standorten.

Für den Neubau werden die folgenden Anlagenleistungen berücksichtigt:

- 20 MW
- 100 MW

Die unterschiedlichen Randbedingungen und Einsatzfälle haben einen großen Einfluss auf die Vergütungsart und auf die sinnvoller Weise anwendbare Methodik der Kostenberechnung.

### 5.3 Methodik der Kostenberechnung

Folgende unterschiedliche Methodiken der Kostenberechnung werden eingesetzt:

- Die **Vollkosten** sind als die Kapital- und Betriebskosten der Gesamtanlage bezogen auf die gesamte erzeugte Energie definiert.
- Die **Grenz-/Zusatzkosten** sind als die Kapital- und Betriebskosten der zusätzlich durchgeführten Maßnahmen zur Modernisierung/Erweiterung bezogen auf die im Rahmen dieser Maßnahme erzeugten Energie definiert.

**Vollkosten =**

$$\frac{\text{Kapitalkosten Gesamtanlage} + \text{Betriebskosten Gesamtanlage}}{\text{Nettostromerzeugung Gesamtanlage}}$$

**Grenz-/Zusatzkosten =**

$$\frac{\text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten Zusatzinvestition}}{\text{Nettostromerzeugung Zusatzinvestition}}$$

Definition der Methodiken zur Kostenberechnung

Für den Neubau von Wasserkraftanlagen ergibt die Berechnung nach der Methode der Vollkosten und der Grenz-Zusatzkosten dasselbe Ergebnis. Grundsätzlich können alle Methodiken zur Kostenberechnung auch bei der Modernisierung und der Erweiterung von Wasserkraftanlagen angesetzt werden. Hierbei unterscheiden sich die Ergebnisse jedoch grundlegend. In **Tabelle 5.3-1** werden die Vorteile und Nachteile der Kostenberechnungsmethoden zur Berechnung der Stromerzeugungskosten bei Maßnahmen der Modernisierung und der Erweiterung zusammengestellt.

	Vorteile	Nachteile
<b>Vollkosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Vergleichbarkeit mit anderen Erzeugungskosten</li> <li>♦ Höchste Konsistenz mit betriebswirtschaftlicher Betreibersicht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Historische Kosten der Altanlage gehen ein</li> <li>♦ Problem der Bewertung der Altanlage</li> </ul>
<b>Grenz-/Zusatzkosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Nur Berücksichtigung der Neuanlage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Gegebenenfalls verzerrte Größenordnung der Stromerzeugungskosten</li> </ul>

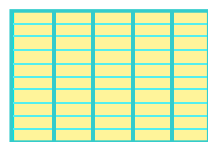
**Tabelle 5.3-1: Kostenberechnung für die Modernisierung/Erweiterung**

Für die folgenden Betrachtungen wird für den Neubau und die Erweiterung einer Anlage die Vollkostenberechnung durchgeführt, wobei die Abgrenzung der Investitionen gemäß **Kapitel 3.2.3.2, 3.2.3.3** und **3.2.3.4** erfolgt.

Für die Modernisierung erfolgt die Betrachtung auf Basis der Grenzkosten, die ausschließlich die zusätzlichen Investitionen und die diesen Investitionen zuzurechnenden Betriebskosten berücksichtigt.

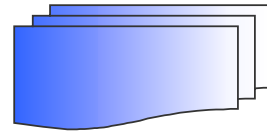
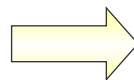
## 5.4 Vorgehensweise

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten mit unterschiedlichen Modellfällen, Einsatzfällen und Kostenberechnungsmethoden erfolgt mittels Spreadsheet-Software. Pro Rechenblatt sind jeweils alle Modellfälle zusammengefasst. Die unterschiedlichen Einsatzfälle und Kostenberechnungsarten werden in unterschiedlichen Rechenblättern dargestellt auf die dann die Routinen zur Sensitivitätsanalyse und graphischen Auswertung zugreifen.



### Modellfälle

- ◆ Turbinenart
- ◆ Leistungsgröße
- ◆ Baukosten



### Einsatzfälle und Kostenberechnungsarten

- ◆ Vollkosten Neubau
- ◆ Grenz-/Zusatzkosten Modernisierung
- ◆ Grenz-/Zusatzkosten Erweiterung

**Abbildung 5.4-1: Struktur der Varianten der Stromerzeugungskostenberechnung**

Nach der Zuordnung der Investitionen und Betriebskosten für die unterschiedlichen Modellfälle erfolgt die Berechnung der Stromerzeugungskosten je nach Einsatzfall und Kostenberechnungsart. Mittels Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss einer Änderung der wesentlichen Parameter (Anteil Projektentwicklung, Laufzeit und Kalkulationszins) auf die Stromerzeugungskosten untersucht. Folgende Abbildung zeigt das Schema der Vorgehensweise.

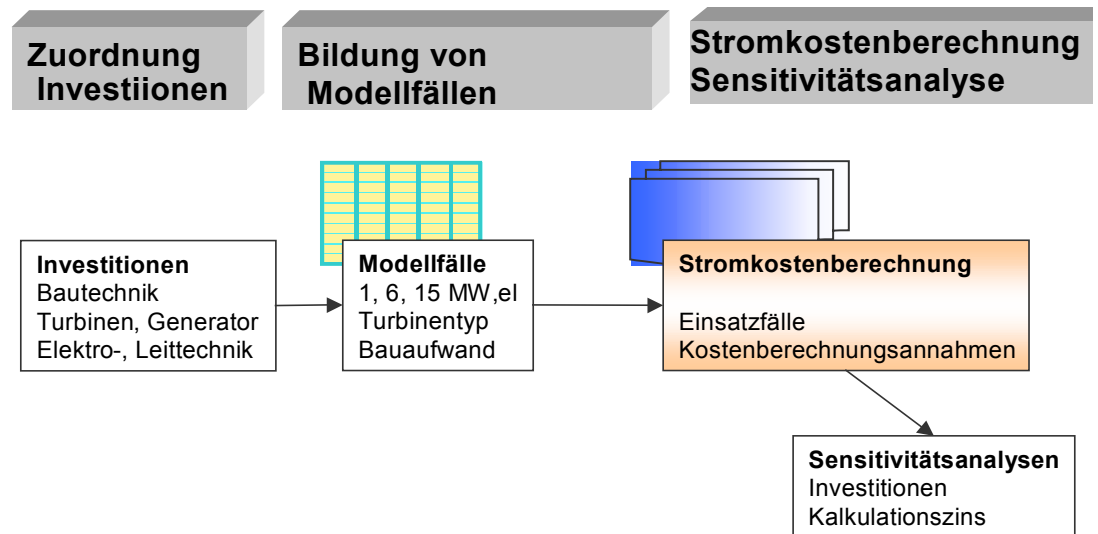


Abbildung 5.4-1: Vorgehensweise zur Berechnung der Stromerzeugungskosten

## 5.5 Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse

### 5.5.1 Allgemeines

Alle verwendeten Kostenansätze beruhen auf vorliegenden Informationen über aktuelle Projekte, Angaben von Betreibern sowie Fichtner eigenen Erfahrungswerten, die ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden. Es ist zu betonen, dass die gewählten Kostenansätze zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet sind. So sind insbesondere die Investitionen stark standortabhängig, so dass im konkreten Fall starke Abweichungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten durchschnittlichen Werten möglich sind. Die möglichen Abweichungen sind mit einer zusätzlichen Bandbreite von bis zu 30 % deutlich größer als bei anderen Energieumwandlungstechnologien.

### 5.5.2 Investitionen

Die Investitionen beinhalten alle erforderlichen Aufwendungen für eine komplette betriebsbereite Anlage einschließlich:

- Anlagekosten für
  - Maschinenteknik
  - Elektro- und Leittechnik
  - Bautechnik (Gebäude, Außenlagen etc.)
  - Anbindung an die Infrastruktur (Stromnetzanbindung inkl. Trafos, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung etc.)
- Nebenkosten für
  - Gutachten, Planung, Einholung der Genehmigung, Überwachung Montage, Bau und Inbetriebsetzung
  - Kapitalbeschaffung und Finanzierung einschließlich Bauzeitinsen

### 5.5.2.1 Investitionen bei Modernisierung

Es werden alle zur Durchführung der Modernisierungsmaßnahme erforderlichen Investitionen berücksichtigt.

### 5.5.2.2 Investitionen bei Neubau/Erweiterung

Es werden alle zur Durchführung der Modernisierungsmaßnahme erforderlichen Investitionen berücksichtigt.

Wie beschrieben wird davon ausgegangen, dass die Investitionen für die Stauhaltung entweder im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen ohnehin erforderlich sind, bei Erweiterungsmaßnahmen vorhanden sind und bei Neubauten an neuen Standorten nicht der Wasserkraft zuzuordnen und auch nicht von der Wasserkraft zu tragen sind.

### 5.5.3 Betriebskosten

Beim Betrieb von Wasserkraftanlagen zur Stromerzeugung fallen im Wesentlichen die folgenden Betriebskosten an:

- Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb,
- Kosten für Versicherungen, für die Verwaltung sowie Pachtkosten,
- Personalkosten

Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung angesetzten Betriebskosten sind alle als Mittelwerte über die Nutzungsdauer zu verstehen. Das bedeutet, dass jährlich real konstante Werte angesetzt werden, die demnach über die Betriebsdauer lediglich mit der allgemeinen Preissteigerungsrate ansteigen. Zwar sind erfahrungsgemäß einzelne Betriebskosten, insbesondere die für die Wartung, Instandhaltung und für Reparaturen von Betriebsjahr zu Betriebsjahr unterschiedlich hoch. Dieser Effekt ist jedoch nicht ausreichend quantifizierbar und bleibt daher unberücksichtigt.

#### 5.5.3.1 Betriebskosten Modernisierung

Die Betriebskosten berücksichtigen ausschließlich die Betriebskosten für die modernisierten Anlagenteile. Es werden keine Betriebskostenanteile für bestehende Anlagenbereiche, Bautechnik, Stauhaltung, etc. berücksichtigt.

Eine Zusammenfassung der Betriebskosten ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	<b>Modellfall</b>		
	1,0 MW <sub>el</sub>	6,0 MW <sub>el</sub>	15,0 MW <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb Turbine	4 €/MWh <sub>el</sub>	4 €/MWh <sub>el</sub>	4 €/MWh <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb – Sonstige	2,5	2,0 %	1,5 %
	bezogen auf die Investitionen ohne Turbine		
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5%/a bezogen auf die Gesamtinvestitionen		

**Tabelle 5.5-1: Zusammenfassung der Betriebskosten**

### 5.5.3.2 Betriebskosten Erweiterung/Neubau

Die Betriebskosten berücksichtigen ausschließlich die Betriebskosten für die modernisierten Anlagenteile. Es werden keine Betriebskostenanteile für bestehende Anlagenbereiche, Bautechnik, Stauhaltung, etc. berücksichtigt.

Eine Zusammenfassung der Betriebskosten ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	<b>Modellfall</b>		
	10 MW <sub>el</sub>	20,0 MW <sub>el</sub>	100,0 MW <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb Turbine	4 €/MWh <sub>el</sub>	4 €/MWh <sub>el</sub>	4 €/MWh <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb – Sonstige	2,5 %	2,0 %	1, %
	bezogen auf die Investitionen ohne Turbine		
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5%/a bezogen auf die Gesamtinvestitionen		

**Tabelle 5.5-2: Zusammenfassung der Betriebskosten**

### 5.5.4 Kalkulatorische Nutzungsdauern und Abschreibungen

Die mittleren kalkulatorischen Betrachtungsdauern betragen im Allgemeinen:

- Bautechnik 80 Jahre
- Turbinen 30 Jahre
- Generator 30 Jahre
- Elektro-/Leittechnik 20 Jahre

Zur Vereinfachung der Sensitivitätsbetrachtungen wird über alle Anlagenbereiche von einer mittleren kalkulatorischen Betrachtungsdauer von 40 Jahren ausgegangen. Der Einfluss dieser Vereinfachung auf die Annuität ist äußerst gering.

Die Abschreibungen erfolgen linear auf Basis der mittleren kalkulatorischen Nutzungsdauern.

Andere Abschreibungsarten wie beispielsweise die degressive Abschreibung und auch Finanzierungsmöglichkeiten werden nicht berücksichtigt, da sie von Fall zu Fall individuell und verschieden sind. Ziel der Berechnung der Stromerzeugungskosten ist es eine einheitliche, vergleichbare und einfache Basis für die Vergütung der Stromerzeugung aus Wasserkraft zu erhalten. Individuelle Finanzierungsgestaltungen können in diese Betrachtung nicht eingehen.

### 5.5.5 Zinssatz, allgemeine Preissteigerungsrate

Für den nominalen kalkulatorischen Mischzinssatz (ohne Steuereffekte) wird ein Wert von 8 % angesetzt. Hierbei handelt es sich um einen Bruttowert, d. h. er stellt die Kapitalverzinsung für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital vor Abzug der ergebnisrelevanten Steuerarten dar.

Der gewählte Zinssatz ist insbesondere für die Betrachtung von privaten Investitionen eher als niedrig anzusetzen und berücksichtigt für Unternehmen auch keine hohe Eigenkapitalverzinsung. Mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung soll aber insbesondere die untere Grenze der Wirtschaftlichkeit und der hier erforderlichen und sinnvollen Vergütung ermittelt werden, um Mitnahmeeffekte auszuschließen.

Wie oben aufgeführt, sollen alle Kosten auf realer Basis, d. h. inflationsbereinigt, ermittelt werden. Daher ist zur Ermittlung des Annuitätenfaktors der reale Mischzinssatz zu verwenden, der sich aus dem o. g. nominalen Mischzinssatz abzüglich der allgemeinen Preissteigerungsrate ergibt. Für die allgemeine Preissteigerungsrate wird ein über die Betrachtungsdauer durchschnittlicher Wert von 2 % angesetzt. Demnach ergibt sich der reale, den Investitionsrechnungen zugrunde zu legende **Kalkulationszinssatz von 6 %**.

Um unterschiedliche Finanzierungs- und Zinsbedingungen zu berücksichtigen, wird eine Sensitivitätsanalyse mit einer Variation des Kalkulationszinssatzes von 4 % bis 8 % durchgeführt. Der untere Wert entspricht entsprechenden Kapitalstruktur vorausgesetzt einer 100 % Fremdkapitalfinanzierung mit 6 % nominal, 4 % real. Der obere Wert entspricht in etwa einem Eigenkapitalanteil von 50 % an der Finanzierung bei 12 % realer Eigenkapitalverzinsung.

Verzinsung Fremdkapital (real)	4 %
Verzinsung Eigenkapital (real)	12 %

Eigenkapitalanteil	0 %	25 %	50 %
Kalkulationszinssatz (real)	4%	6%	8%

**Tabelle 5.5-3: Beispiel für Kalkulationszinssätze bei unterschiedlichen Eigenkapitalanteilen**

Die Abweichung des Kalkulationszinses vom Basiszins von 6 % um +/- 2 % kann durch unterschiedliche Finanzierungsbedingungen (wie im oben angeführten Beispiel) aber auch durch eine allgemeine Veränderung des Zinsniveaus verursacht werden.

Eine Veränderung des Kalkulationszinses führt zu einer Erhöhung bzw. Verminderung der Kapitalkosten der betrachteten Modellsysteme. Für einen festen Kalkulationszeitraum haben die prozentualen Abweichungen der Kapitalkosten die gleichen Auswirkungen, wie Abweichungen der Investitionen vom Basiswert.

### 5.5.6 Berücksichtigung von Steuern

Generell werden bei Investitionen kapitalabhängige (Substanzsteuern) Steuern, gewinnabhängige (Ertragssteuern) Steuern sowie Verkehrssteuern (Umsatz- oder Grunderwerbssteuern) unterschieden. Zur Berücksichtigung dieser Steuern ist Folgendes anzumerken: Derzeit werden in Deutschland keine Substanzsteuern erhoben, die daher unberücksichtigt bleiben können.

Eine exakte Festlegung der gewinnabhängigen steuerlichen Belastungen setzt die Erstellung von jährlichen Bilanzen voraus und erfordert daher eine einzelfallbezogene, detaillierte betriebswirtschaftliche Betrachtung der Investition. Für die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchzuführenden Modellrechnungen wäre eine derartige Betrachtung wenig zielführend. Daher bleiben, wie üblich bei derartigen Fragestellungen, auch die Ertragssteuern unberücksichtigt, d. h. es wird eine Rechnung vor Steuern angestellt. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da die ansonsten notwendige Abschätzung des (individuell stark unterschiedlichen) Steuersatzes eine erhebliche mögliche Fehlerquelle darstellt.

## 6. Berechnung der Stromerzeugungskosten

Die folgenden Berechnungen für die Stromerzeugungskosten werden auf Basis von Kaplan turbinen ermittelt, da dieser Typ einen Anteil von nahezu 90 % an den Erzeugungsanlagen hat. Die Kosten für Francisturbinen liegen im Einzelfall eher unterhalb der Kosten für Kaplananlagen.

### 6.1 Modernisierung

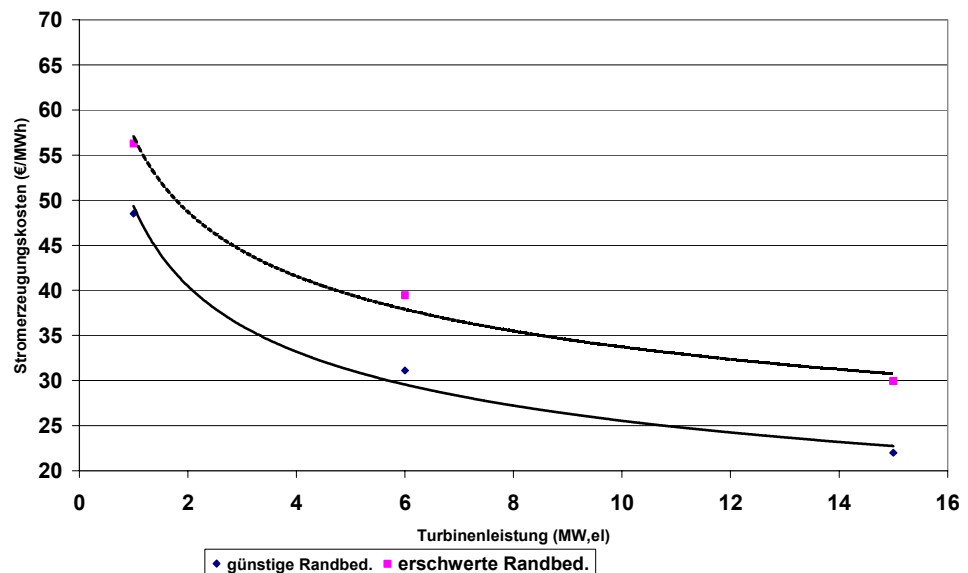
Die detaillierten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Modernisierungsmaßnahmen sind in **Anlage 10.1.1** für die folgenden Randbedingungen wiedergegeben.

Zinssatz real 6 %  
Zinssatz nominal 8 %

Die Bandbreite für die Stromerzeugungskosten auf Basis der beschriebenen Grenzkostenbetrachtungen liegt zwischen 2,2 und 5,6 €/kWh bei realer Betrachtung und zwischen 2,6 und 6,4 €/kWh bei nominaler Betrachtung.

In **Abbildung 6.1-1** und **Abbildung 6.1-2** sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit den zugehörigen Bandbreiten wiedergegeben.

Wie aus den Abbildungen hervorgeht, weisen die Stromerzeugungskosten eine starke Degression bei zunehmender Leistung auf.



**Abbildung 6.1-1: Stromgestehungskosten (real) für Modernisierung in Abhängigkeit von der Turbinenleistung**

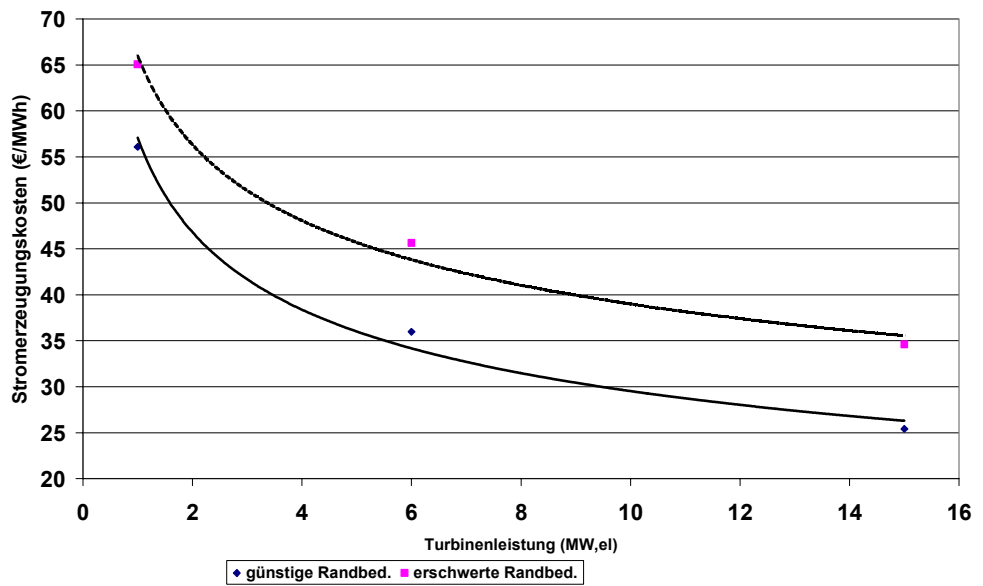


Abbildung 6.1-2: Stromgestehungskosten (nominal) für Modernisierung in Abhängigkeit von der Turbinenleistung

### 6.1.1 Sensitivitätsbetrachtung Kalkulationszins

In **Abbildung 6.1-3** sind die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung für den Kalkulationszinssatz (real) in grafischer Form wiedergegeben. Im Bereich der betrachteten Bandbreite von 4 –8 % ergibt sich ein nennenswerter Einfluss des Zinssatzes. Dies ist im Wesentlichen auf die hohen erforderlichen Investitionen zurückzuführen, die im Bereich der Wasserkraft erforderlich sind. Eine Zinsveränderung um 1 Prozentpunkt hat einen Einfluss von ca. 0,5 €ct/kWh.

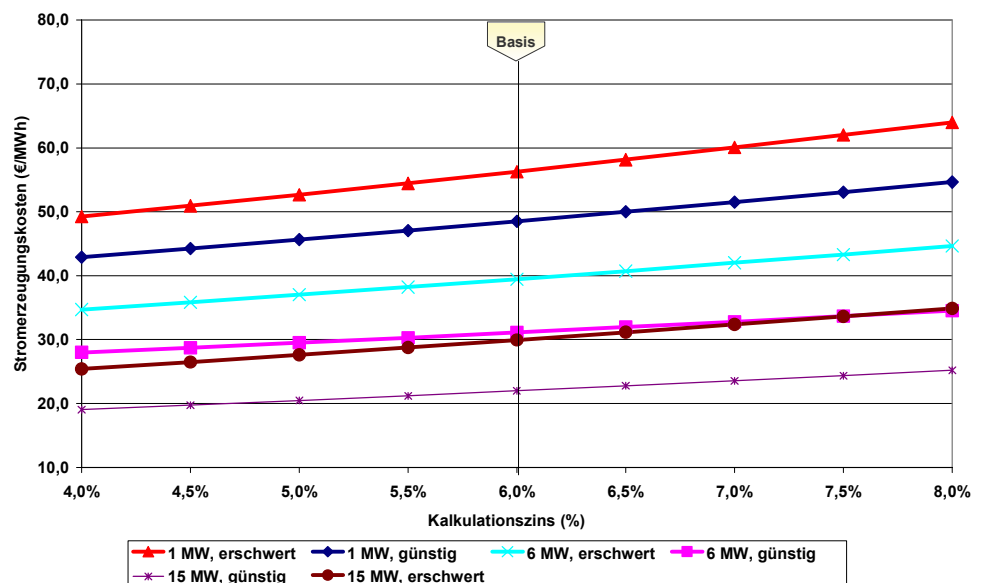
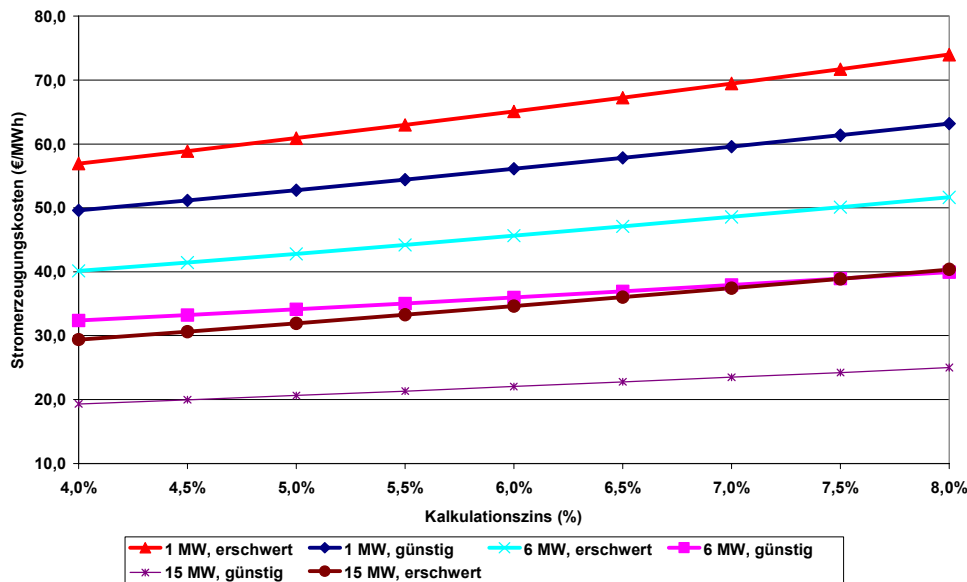


Abbildung 6.1-3: Stromgestehungskosten (real) in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz

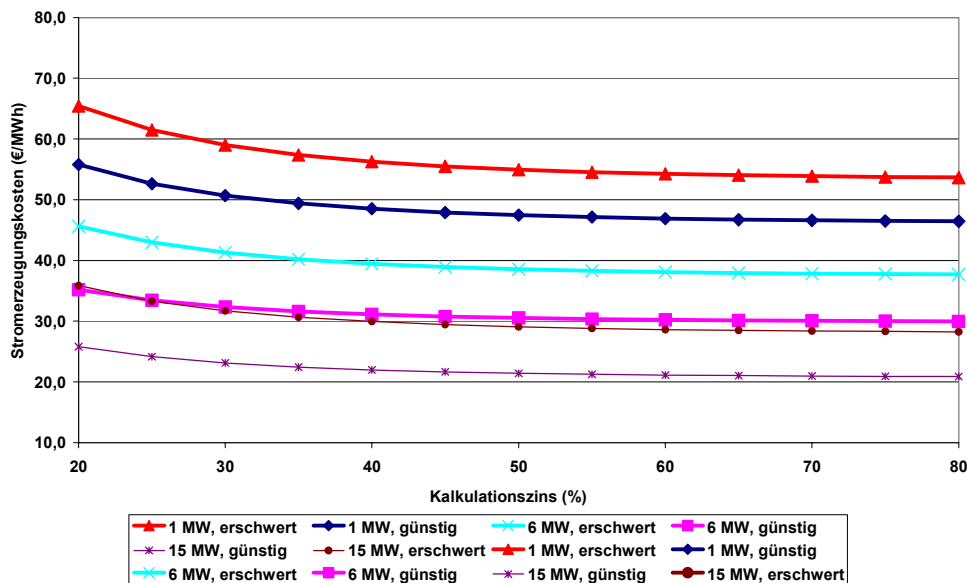
In **Abbildung 6.1-4** sind die Stromgestehungskosten (nominal) in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz wiedergegeben.



**Abbildung 6.1-4: Stromgestehungskosten (nominal) in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz**

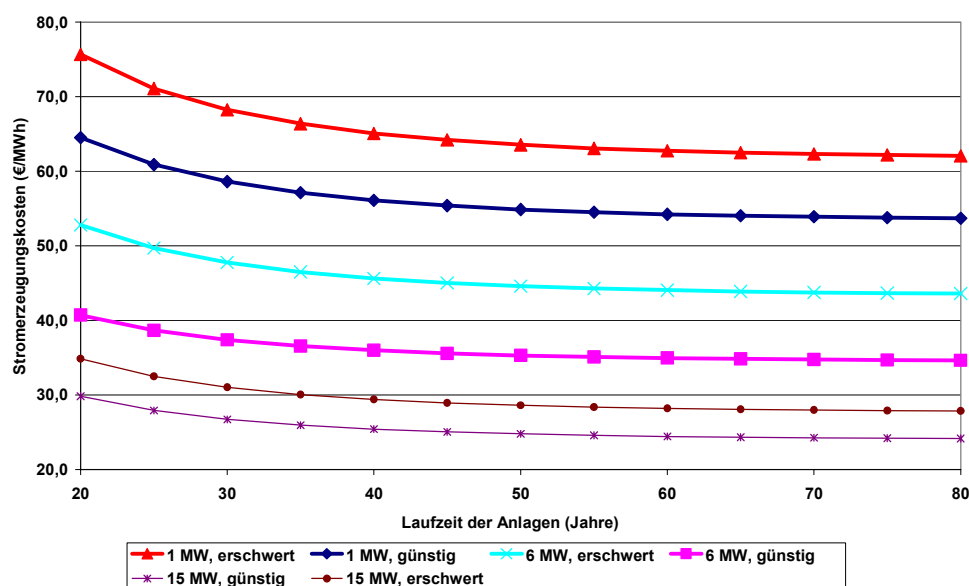
### 6.1.2 Sensitivitätsbetrachtung Abschreibungszeitraum

In **Abbildung 6.1-5** sind die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung für den Abschreibungszeitraum in grafischer Form wiedergegeben. Im Bereich der betrachteten Bandbreite von 20 – 40 Jahren ergibt sich ausschließlich im Bereich zwischen 20 und 35 Jahren ein nennenswerter Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Darüber hinaus ist der Einfluss eher gering.



**Abbildung 6.1-5: Stromgestehungskosten (real) in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer**

In **Abbildung 6.1-6** sind die Stromgestehungskosten (nominal) in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer wiedergegeben.



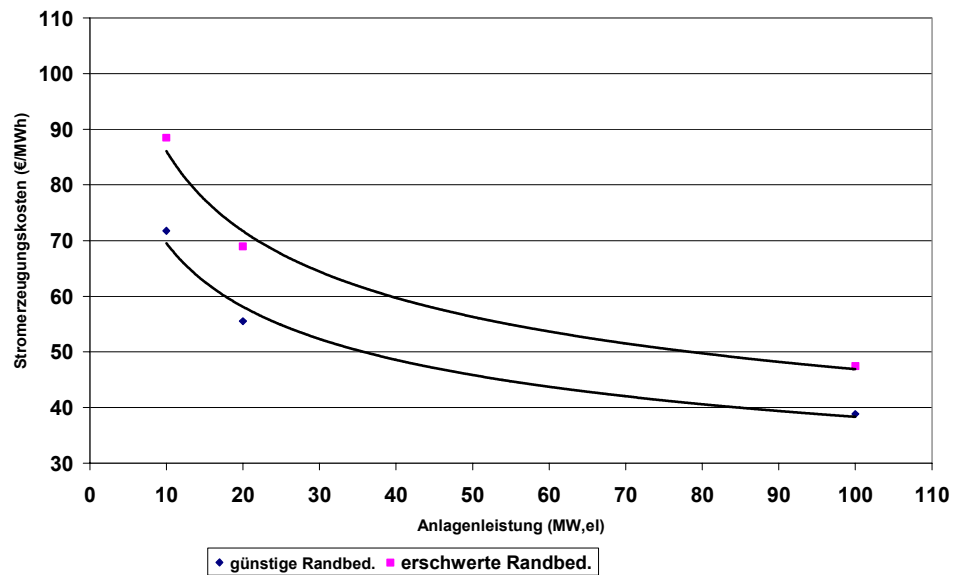
**Abbildung 6.1-6: Stromgestehungskosten (nominal) in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer**

## 6.2 Neubau/Erweiterung

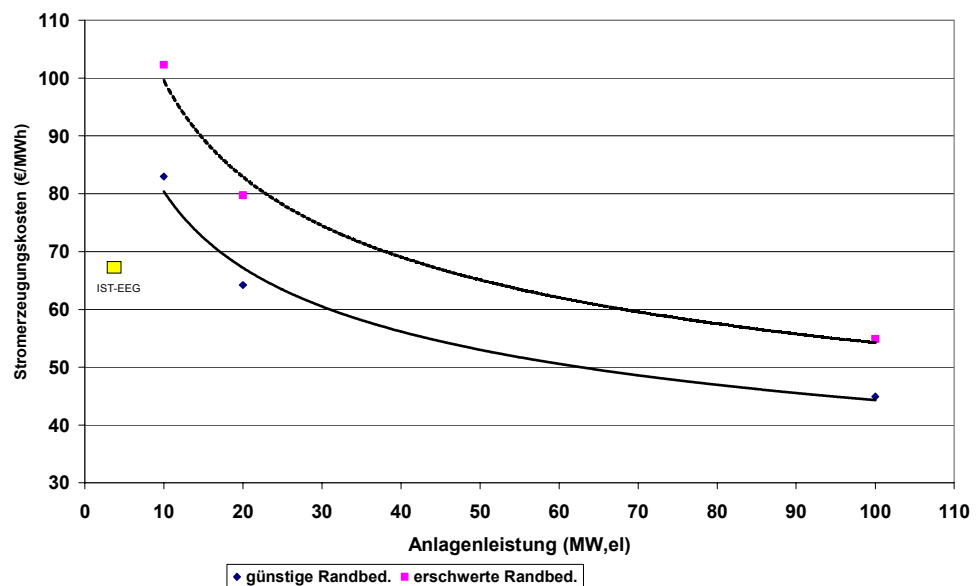
Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Modernisierungsmaßnahmen sind in **Anlage 10.2.1** wiedergegeben. Die Bandbreite für die Stromerzeugungskosten auf Basis der beschriebenen Grenzkostenbetrachtungen liegt zwischen 3,9 und 8,8 €/kWh.

In **Abbildung 6.2-1** und **Abbildung 6.2-2** sind die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Leistung getrennt für reale und nominale Kosten wiedergegeben. Zusätzlich ist die derzeitige Vergütung im EEG markiert um einen Anhaltspunkt für die unterschiedlichen Relationen zu geben.

Der Verlauf der Stromgestehungskosten ist insbesondere im Bereich kleiner Leistungen stark degressiv.



**Abbildung 6.2-1: Stromgestehungskosten (real) für Neubau/Erweiterung in Abhängigkeit von der Anlagenleistung**



**Abbildung 6.2-2: Stromgestehungskosten (nominal) für Neubau/Erweiterung in Abhängigkeit von der Anlagenleistung**

## 6.2.1 Sensitivitätsbetrachtung Kalkulationszins

In **Abbildung 6.2-3** sind die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung für den Kalkulationszinssatz in grafischer Form wiedergegeben. Im Bereich der betrachteten Bandbreite von 4 –8 % ergibt sich ein nennenswerter Einfluss des Zinssatzes. Dies ist im Wesentlichen auf die hohen erforderlichen Investitionen zurückzuführen, die im Bereich der Wasserkraft erforderlich sind. Eine Zinsveränderung um 1 Prozentpunkt hat einen Einfluss von ca. 0,6 €/ct/kWh.

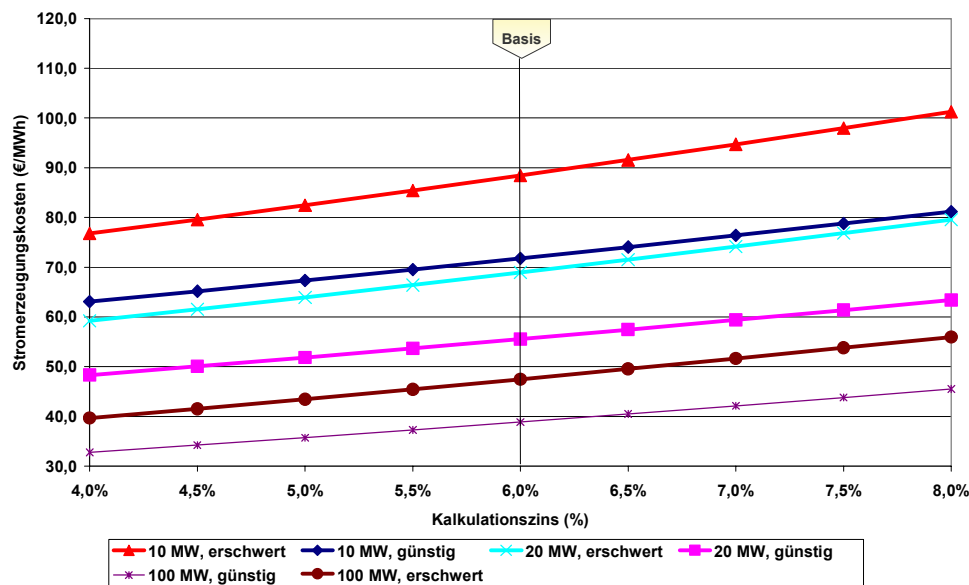


Abbildung 6.2-3: Stromgestehungskosten (real) in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz real

In **Abbildung 6.2-4** sind die Stromgestehungskosten nominal in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz wiedergegeben.

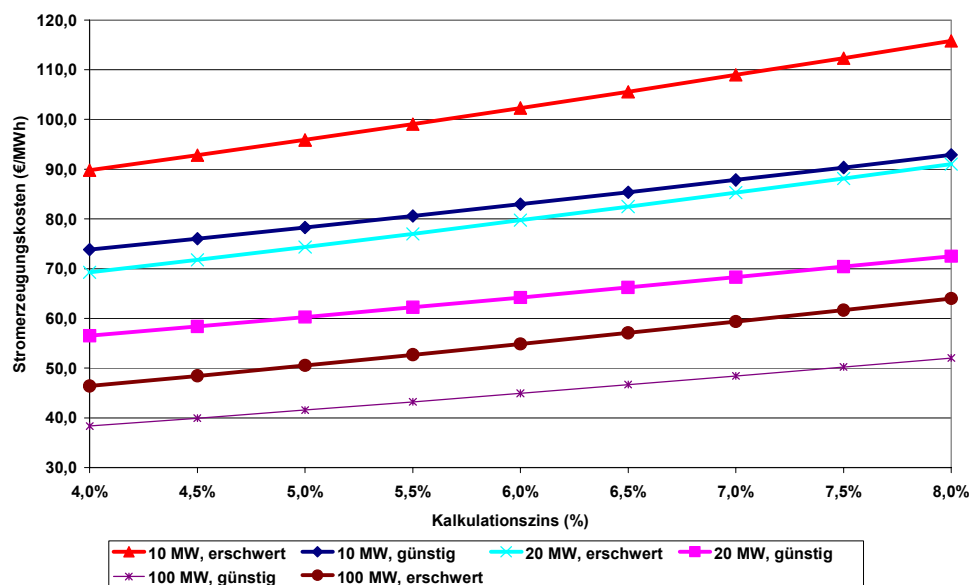
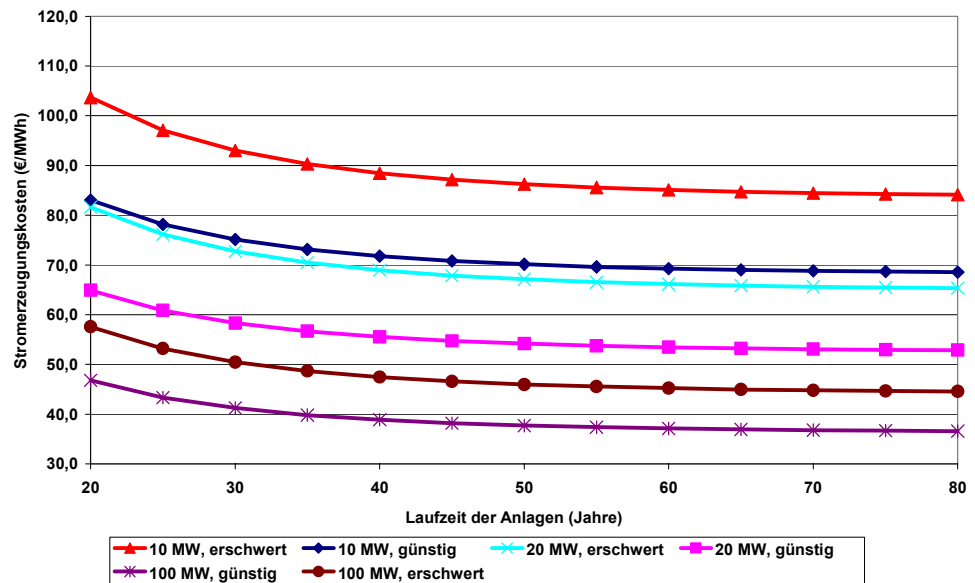


Abbildung 6.2-4: Stromgestehungskosten nominal in Abhängigkeit vom Kalkulationszinssatz

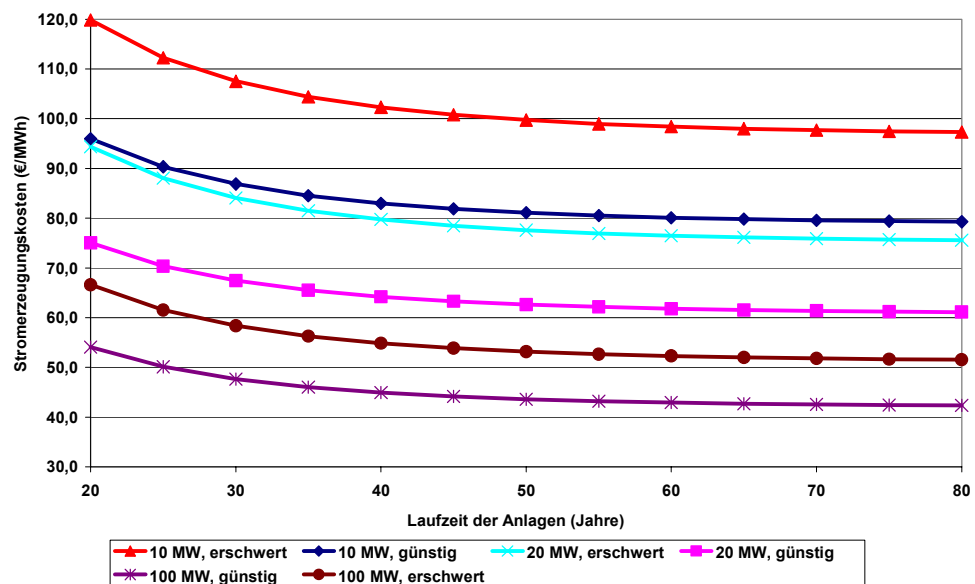
## 6.2.2 Sensitivitätsbetrachtung Abschreibungszeitraum

In **Abbildung 6.2-5** sind die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung für den Abschreibungszeitraum in grafischer Form wiedergegeben. Im Bereich der betrachteten Bandbreite von 20 – 40 Jahren ergibt sich ausschließlich im Bereich zwischen 20 und 35 Jahren ein nennenswerter Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Darüber hinaus ist der Einfluss zu vernachlässigen.



**Abbildung 6.2-5: Stromgestehungskosten real in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer**

In **Abbildung 6.2-6** sind die zugehörigen Stromgestehungskosten nominal wiedergegeben.



**Abbildung 6.2-6: Stromgestehungskosten (nominal) in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer**

## 7. Vergütungsmodell, Vergütungssätze und Randbedingungen der Vergütung

Auf Basis der in **Kapitel 4** erläuterten Randbedingungen und Möglichkeiten einer Vergütungssystematik sowie der Ergebnisse aus den Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus **Kapitel 6**, wird im Folgenden ein Vergütungsmodell abgeleitet.

### 7.1 Vergütungsmodell

Ziel der Regelungen sollte die zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft im Rahmen des EEG auch für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 5.000 kW sein. Die bisherigen Regelungen für Anlagen bis 5.000 kW sollten erhalten bleiben.

Unstetigkeiten beim Übergang zwischen den bisherigen Leistungsklassen und den neuen Regelungen sollen weitgehend vermieden werden.

Im Rahmen des Vergütungsmodells sind Regelungen insbesondere zu den folgenden Punkten erforderlich:

- Struktur der Vergütungssätze
- Mechanismen zur Ermittlung der zu vergütenden Strommenge
- Verlauf der Vergütungssätze über die Zeit
- Behandlung der Grenzkraftwerke
- Behandlung von Anlagen die vor Modernisierung eine Leistung von max. 5.000 kW aufweisen

Die Struktur und die Höhe der Vergütungssätze wird in **Kapitel 7.2** beschrieben.

#### 7.1.1 Ermittlung der Mehrstromerzeugung

Zur Ermittlung der Mehrstromerzeugung wird aus vereinfachungs- und Praktikabilitätsüberlegungen heraus empfohlen die Mehrstromerzeugung auf Basis des in Kapitel 4.4.3.1.1 beschriebenen Verfahrens umzusetzen.

Die Mehrstromerzeugung wird hierbei durch eine Aufteilung der Stromerzeugung entsprechend der Leistungen vorher/nachher ermittelt.

Bei der Modernisierung werden die Leistungen des modernisierten Teiles in Beziehung gesetzt, während bei Erweiterung und Neubau an gleicher Stelle die Leistung der Gesamtanlage vorher/nachher in Beziehung gesetzt werden.

Die Leistungsermittlung nach Durchführung der Maßnahmen erfolgt gemäß der IEC 60041. Der Leistungsnachweis vor Durchführung der Maßnahmen kann auf Basis von Nennleistungen erfolgen.

Alternativ hierzu besteht, verbunden mit einem höheren Aufwand, die Möglichkeit zur Ermittlung der Mehrstromerzeugung ein Sachverständigen Verfahren zu implementieren, in dem die Mehrstromerzeugung der gesamten Anlage für die folgenden Fälle ermittelt wird.

- Modernisierung
- Erweiterung
- Neubau an gleicher Stelle

Die im Sachverständigengutachten zu ermittelnde Mehrerzeugung ist auf das Regeljahr (30 jähriges Mittel) zu beziehen. Die Grundzüge dieser Ermittlung sind in **Kapitel 4.4.3** beschrieben. Für die jährlich zu vergütenden Strommengen sollte im Rahmen des Sachverständigengutachtens ein Faktor ermittelt werden, der die Verhältnisse zwischen Regeljahr und Realjahr beschreibt.

Das Sachverständigenverfahren ist jedoch mit einem deutlich höheren Aufwand verbunden und benötigt in jedem Fall eine umsetzende Behörde. Die Umsetzung des KWKG zeigt jedoch, dass auch ein derartiges Verfahren umsetzbar ist.

### 7.1.2 Behandlung der Grenzkraftwerke

Für die Grenzkraftwerke kann die Vergütung sich ausschließlich auf den deutschen Anteil der Mehrstromerzeugung, bzw. im Falle von Neubauten auf den gesamten deutschen Anteil der Stromerzeugung, beziehen. Basis für die Regelungen zur Aufteilung der Erzeugung auf die Anteilseigner sind in den Konzessionsregelungen zu den Standorten enthalten. Für den jeweiligen Standort sind entsprechende Nachweise über die Zuordnung auf Basis der Vertragsregelungen zu erbringen.

### 7.1.3 Behandlung von Anlagen die vor Modernisierung eine Leistung von max. 5.000 kW aufweisen

Anlagen die vor der Modernisierung eine Leistung von 5.000 kW aufweisen und nach der Modernisierung die 5.000 kW Grenze überschreiten, sollte ein Bestandschutz für Vergütung der Stromerzeugung bis 5.000 kW auch nach der Modernisierung gewährt werden um hier die Modernisierung nicht zu verhindern. Die Vergütung für die über 5.000 kW hinausgehende Erzeugung sollte nach den gleichen Prinzipien wie auch für alle anderen Anlagen erfolgen.

## 7.1.4 Degression der Vergütungssätze

Um die Anreizwirkung für eine möglichst kurzfristige Umsetzung von Maßnahmen zu erhöhen erscheint es sinnvoll, wie auch bei anderen Vergütungsmechanismen umgesetzt, die Vergütungssätze in Abhängigkeit vom Umsetzungszeitpunkt degressiv zu gestalten. Hierbei sind die folgenden Alternativen möglich.

### 7.1.4.1 Degression ab Gültigkeitsbeginn

Die Vergütungssätze werden ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der Regelung degressiv gestaltet. Die zu zahlenden Vergütungssätze orientieren sich am Inbetriebnahmezeitpunkt. Der zu diesem Zeitpunkt geltende Vergütungssatz wird gezahlt.

Eine Degression der Vergütungssätze um 1 %/a erscheint hier sinnvoll.

Der Nachteil dieser Regelung ergibt sich aus den langen Planungs- und Bauzeiten bei Wasserkraftwerken, so dass zum Inbetriebnahmezeitpunkt auch bei sofortigem Beginn der Maßnahme unmittelbar nach Inkrafttreten der Regelung schon ein deutlich abgesenkter Vergütungssatz gilt, der nicht wie bei anderen Technologien durch Kostensenkung auf Basis technischer Verbesserungen und allgemeinen Kostensenkungen aufgefangen werden kann.

### 7.1.4.2 Verzögerter Einsatz der Degression

Die Planungs- und Entscheidungszeiträume für Maßnahmen im Bereich der Wasserkraft sind deutlich länger als bei anderen Kraftwerksprojekten im Bereich regenerativer Energieträger. Dies ist bei der Gestaltung des degressiven Verlaufes zu berücksichtigen.

Aus derzeitiger Sicht erscheint es sinnvoll die Degression erst zu einem späteren Zeitpunkt beginnen zu lassen und den Vergütungssatz bis dahin konstant zu halten.

#### **Modernisierung:**

- Beginn der Degression nach 3-5 Jahren
- Degression 1 %/a

#### **Neubau/Erweiterung:**

- Beginn der Degression nach 5-10 Jahren
- Degression 1 %/a

Der zu Beginn über einen längeren Zeitraum konstante Vergütungssatz berücksichtigt die langen Planungs- und Entscheidungszeiträume für Wasserkraftprojekte. Des weiteren ist zu berücksichtigen, dass wie erläutert derart umfangreiche Maßnahmen immer im Zusammenhang mit Konzessi-

entscheidungen zu sehen sind, da nur zu diesem Zeitpunkt eine weitreichende Planungssicherheit für den Betreiber besteht.

#### 7.1.4.3 Vorgezogener Vergütungsanspruch

Als Alternative zu den oben genannten Degressionsmodellen besteht auch die Möglichkeit die Höhe der Vergütung von einem anderen Zeitpunkt als dem Inbetriebnahmezeitpunkt und dem dann geltenden Vergütungssatz abhängig zu machen.

Die Möglichkeit der vorgezogenen Sicherung des aktuellen Vergütungsanspruches würde die Planungssicherheit in Hinsicht auf die Vergütung und die wirtschaftliche Situation für den Anlagenbetreiber deutlich verbessern.

Derartige Regelungen sollten jedoch insbesondere in Hinsicht auf die Bindungswirkung begrenzt werden.

Ein Ansatz hierzu ist:

- Die Anzahl der Jahre für die diese Bindungswirkung aufrecht erhalten wird ist begrenzt. Eine Zeitspanne von 3-5 Jahre bei Modernisierung und 5-10 Jahren bei Erweiterungen erscheint hier sinnvoll.
- Die Regelung sollte weiterhin absolut begrenzt sein, d. h. für die Maßnahmen sollte ein spätester Inbetriebnahmezeitpunkt festgelegt werden.

Geeignete Zeitpunkte für die Sicherung des Vergütungsanspruches sind z.B.:

- Bestätigung des Antragseinganges bei wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren.
- Ausschreibungsdatum bei Modernisierungen.

Um spätere Probleme bei der Anerkennung der Maßnahmen und der Vergütung durch den Netzbetreiber zu vermeiden, sollte eine Anzeigepflicht seitens des Investors gegenüber dem Netzbetreiber zum frühest möglichen Zeitpunkt bestehen.

Diese Vorgehensweise weicht jedoch stark von der bisherigen Systematik des EEG ab, erscheint aber sinnvoll um den speziellen Gegebenheiten im Bereich der Wasserkraft gerecht zu werden.

## 7.2 Ableitung der Vergütungssätze

Auf Basis der in **Kapitel 4** und **Kapitel 7.1** beschriebenen Grundzüge und Randbedingungen werden im Folgenden die Vergütungssätze abgeleitet.

Die wesentlichen Grundsätze für die Ableitung sind:

- Die Vergütung erfolgt in allen Fällen ausschließlich für zusätzliche Strommengen.
- Die Vergütungssätze werden nach Leistungsklassen gegliedert.
- Die Vergütung in einer Leistungsklasse setzt sich bei Neubauten und Erweiterung aus der anteiligen Vergütung entsprechend der unterlager-ten Leistungsklassen und der aktuellen Leistungsklasse zusammen.
- Die Vergütung bei Modernisierung erfolgt ausschließlich innerhalb der Leistungsklasse.
- Die Zuordnung zur Leistungsklasse erfolgt bei:
  - Modernisierung auf Basis der Leistung der modernisierten Turbine
  - Neubau und Erweiterung auf Basis der Neubau bzw. Erweiterungs-leistung.
- Zur Erhöhung der Anreizwirkung werden die Vergütungssätze über die Zeit degressiv gestaltet.
- Die Vergütungssätze basieren auf nominalen Kosten.
- Die Vergütungssätze entsprechen den Stromgestehungskosten an der unteren Bandbreite (günstige Randbedingungen) um Mitnahmeeffekte und zu hohe Vergütungen zu vermeiden.
- Die Vergütung wird nur gewährt, wenn die Stromerzeugung der gesam-ten Anlage um mindestens 5 % bezogen auf das Regeljahr steigt.

### 7.2.1 Leistungsklassen

Wie in **Kapitel 6** aufgezeigt, weisen die Stromgestehungskosten für Moder-nisierung und Erweiterung/Neubau eine starke Degression auf. Dieser Verlauf sollte durch die Leistungsklassen möglichst gut abgebildet werden, um einerseits Mitnahmeeffekte zu vermeiden und andererseits den Anreiz noch groß genug zu gestalten.

Aufgrund des Verlaufes der Kostenkurven werden die folgenden Leistungs-klassen empfohlen:

#### **Neubau und Erweiterung**

0	–	500 kW
500	–	5.000 kW
5.000	–	10.000 kW
10.000	–	20.000 kW
20.000	–	50.000 kW
größer 50.000 kW		

**Modernisierung:**

- 0 – 2.000 kW
- 2.000 – 4.000 kW
- 4.000 – 7.000 kW
- 7.000 – 12.000 kW
- größer 12.000 kW

## 7.2.2 Vergütungssätze Neubau- und Erweiterung

### 7.2.2.1 Alternative 1

Für die im Folgenden ermittelten Vergütungssätze werden die nachstehenden Annahmen zugrundegelegt:

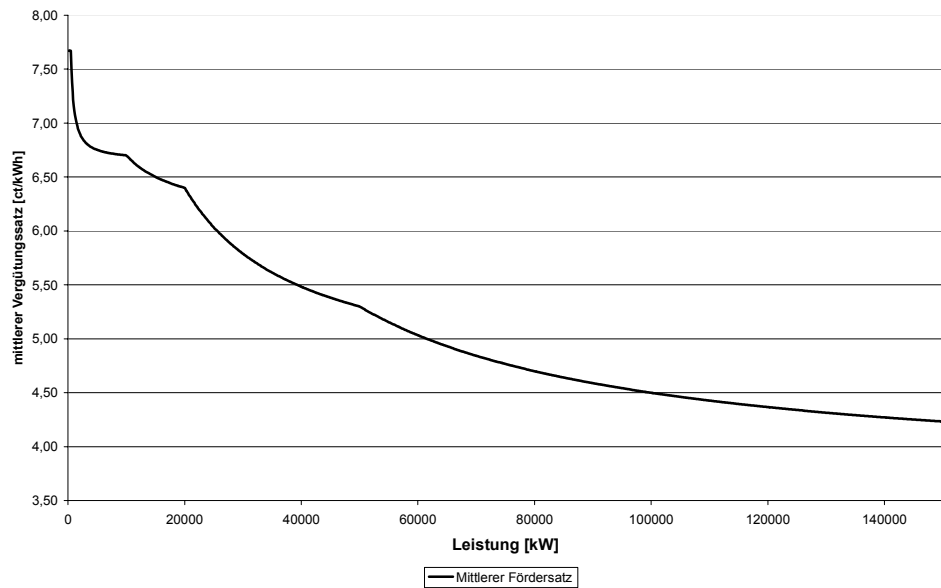
Der mittlere Vergütungssatz der Anlage in der jeweiligen Anlagenklasse sollte den ermittelten Stromgestehungskosten an der unteren Bandbreite entsprechen.

Unter Berücksichtigung dieser Annahmen und unter Beibehaltung der bisherigen Vergütungssätze für die Leistungsklassen bis 500 kW und 500 – 5.000 kW ergeben sich die in **Tabelle 7.2-1** wiedergegebenen Vergütungssätze für die einzelnen Leistungsklassen.

<b>Anlagenleistung</b>		<b>Vergütungssatz zusätzliche Erzeugung</b>
<b>Von</b>	<b>bis</b>	
<b>KW</b>	<b>kW</b>	<b>ct/kWh</b>
0	500	7,67
500	5.000	6,65
5.000	10.000	6,65
10.000	20.000	6,10
20.000	50.000	4,56
50.000	150.000	3,70

**Tabelle 7.2-1: Vergütungssätze Neubau/Erweiterung**

Der sich hieraus ergebende Verlauf für den mittleren Vergütungssatz in Abhängigkeit von der Leistung ist in **Abbildung 7.2-1** wiedergegeben. Die größte Unstetigkeit ergibt sich am Leistungsübergang zwischen dem bisherigen Gültigkeitsbereich bis 5.000 kW und dem sich daran anschließenden neu betrachteten Bereich.



**Abbildung 7.2-2: Mittlerer Vergütungssatz in Abhängigkeit von der Anlagenleistung**

### 7.2.2.2 Alternative 2

Eine Alternative Regelung ist unter den folgenden Annahmen möglich, setzt jedoch nicht konsequent die Stromgestehungskosten in Vergütungssätze um.

Größere Anlagen haben insgesamt ein größeres Potenzial für Synergieeffekte und Kostenreduzierungen, so dass die Einstiegsvergütung hier niedriger ausfallen kann.

Die Vergütungssätze bleiben wie in Variante 1 ermittelt bestehen. Die Einordnung, welcher Vergütungssatz gültig ist bemisst sich jedoch nach der Gesamtleistung der Anlage. Die Vergütung wird für die Mehrleistung kumulativ ermittelt, jedoch beginnt die Vergütung mit dem Vergütungssatz der der Anlagenleistung vor der Erweiterung entspricht.

Beispiel:

Eine Anlage mit einer Leistung von 15 MW wird um 10 MW erweitert.

Die Leistung nach der Erweiterung beträgt 25 MW.

Die Vergütung wird wie folgt ermittelt:

Der minimale Vergütungssatz beträgt: 6,1 ct/kWh

Dieser Satz wird für die Leistung von 15-20 MW gezahlt.

Der Vergütungssatz für die Leistung von 20-25 MW beträgt 4,56 ct/kWh.

Eine Anpassung der Vergütungssätze auf die Grundsätze der Alternative 2 führt zu Inkonsistenzen für die Förderung von Neuanlagen. Eine Lösung unter Berücksichtigung der Synergieeffekte für Erweiterungen ist hier nur möglich, sofern für Neubau und Erweiterung getrennte Fördersätze vorgesehen werden.

### 7.2.2.3 Empfehlung

Insbesondere um dem Grundsatz einer kostengerechten Vergütung möglichst nahe zu ist die Variante 1 zu bevorzugen. Die ermittelten Vergütungssätze basieren schon in hohem Maße auf verallgemeinernden Annahmen, so dass hier weitere Vereinfachungen nicht sinnvoll erscheinen.

## 7.2.3 Vergütungssätze Modernisierung

### 7.2.3.1 Variante 1

Für die im Folgenden ermittelten Vergütungssätze werden die nachstehenden Annahmen zugrundegelegt:

Der mittlere Vergütungssatz in der jeweiligen Leistungsklasse entspricht den ermittelten Stromgestehungskosten an der unteren Bandbreite.

Die Vergütungsstruktur für die Modernisierung orientiert sich an den Leistungsklassen für die Turbinen.

Hieraus ergeben sich die in **Tabelle 7.2-2** wiedergegebenen Vergütungssätze für die Mehrstromerzeugung. Die Vergütungssätze gelten im Gegensatz zu den Regelungen für Neubau und Erweiterung nur in der jeweiligen Leistungsklasse und werden auch nicht kumuliert.

Turbinenleistung		Vergütungssatz zusätzliche Erzeugung
Von KW	Bis kW	ct/kWh
0	2.000	4,67
2.000	4.000	3,83
4.000	7.000	3,25
7.000	12.000	2,83
Größer 12.000		2,50

**Tabelle 7.2-2: Vergütungssätze Modernisierung**

### 7.2.3.2 Variante 2

Eine Alternative Regelung ist unter den folgenden Annahmen möglich, setzt jedoch nicht konsequent die Stromgestehungskosten in Vergütungssätze um.

Größere Anlagen haben insgesamt ein größeres Potenzial für Synergieeffekte und Kostenreduzierungen, so dass die Einstiegsvergütung hier niedriger ausfallen kann.

Die Vergütungsstruktur für die Modernisierung orientiert sich an den Leistungsklassen wie sie auch für Neubauten vorgesehen sind.

Die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigten Turbinenleistungen werden den Anlagenleistungsklassen wie folgt zugeordnet.

Turbinenleistung	Anlagenleistung
2 MW	5 – 10 MW
4 MW	10 – 20 MW
6 MW	20 – 50 MW
15 MW	Größer 50 MW

**Tabelle 7.2-3: Zuordnung der Turbinenleistungen zu Anlagenleistungen**

Hieraus ergeben sich die in **Tabelle 7.2-2** wiedergegebenen Vergütungssätze für die Mehrstromerzeugung. Die Vergütungssätze gelten im Gegensatz zu den Regelungen für Neubau und Erweiterung nur in der jeweiligen Leistungsklasse und werden auch nicht kumuliert.

Anlagenleistung		Vergütungssatz
von	bis	
kW	kW	ct/kWh
0	5000	4,67
5000	10000	3,83
10000	20000	3,25
20000	50000	2,83
50000	150000	2,5

**Tabelle 7.2-4: Empfohlene Vergütungssätze Modernisierung**

### 7.2.3.3 Empfehlung

Insbesondere um dem Grundsatz einer kostengerechten Vergütung möglichst nahe zu kommen ist die Variante 1 zu bevorzugen. Die ermittelten Vergütungssätze basieren schon in hohem Maße auf verallgemeinernden Annahmen, so dass hier weitere Vereinfachungen nicht sinnvoll erscheinen.

## 8. Potenzialermittlung für zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft

Wie in **Kapitel 3.2.1** aufgezeigt ergeben sich in Deutschland drei Ansatzpunkte zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Wasserkraft in Laufwasserkraftwerken mit einer Leitung von mehr als 5 MW.

- Modernisierung bestehender Anlagen
- Erweiterung bestehender Anlagen
- Neubau von Anlagen

Im Folgenden werden für diese drei Bereiche die möglichen Potenziale ermittelt und aufgezeigt.

### 8.1 Modernisierung

Die möglichen Modernisierungsmaßnahmen wurden bereits in **Kapitel 3.2.1.1** im Detail beschrieben. Das im Einzelfall mögliche Verbesserungspotenzial, in Prozent ist für die einzelnen Turbinentypen und Altersklassen in **Tabelle 8.1-1** nochmals wiedergegeben.

	Inbetriebnahmejahr	Francis-Anlagen						Kaplan-Anlagen					
		Vor 45	45-55	55-65	65-75	75-85	nach 85	vor 45	45-55	55-65	65-75	75-85	nach 85
> 8 MW	Turbine +	13	11	9	6,5	4	4	12	10	8	5,5	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	3	2,5	2	1,5	1	1	3	2,5	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	3	2,5	2	1,5	1	1	5	4,5	4	3	2	1
	maximal	16	13,5	11	8	5	5	15	12,5	10	7	4	4
2 MW < P < 8 MW	Turbine +	13	10,75	8,5	6,25	4	4	12	9,75	7,5	5,25	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	3,5	2,75	2	1,5	1	1	3,5	2,75	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	3,5	3	2,5	2	1,5	1	5	4,5	4	3,25	2,5	2
	maximal	16,5	13,5	10,5	7,75	5	5	15,5	12,5	9,5	6,75	4	4
< 2 MW	Turbine +	13	10,5	8	6	4	4	12	9,5	7	5	3	3
	Bau: Saugrohr/Einlauf +	4	3	2	1,5	1	1	4	3	2	1,5	1	1
	Regler/Leittechnik *	4	3,5	3	2,5	2	1	5	4,5	4	3,5	3	3
	maximal	17	13,5	10	7,5	5	5	16	12,5	9	6,5	4	4
	+ kumulativ												
	* nicht kumulierbar												

**Tabelle 8.1-1: Verbesserungspotenzial der Regelarbeit bei Modernisierung in Prozent**

Das Verbesserungspotenzial bezieht sich auf den vor der Maßnahme bestehenden Zustand.

Diese Verbesserungspotenziale sind als technisch sinnvolle Mittelwerte für die Verbesserung anzusehen.

Auf Basis der vorliegenden Informationen über die Altersstruktur der Anlagen und Turbinen in Deutschland ergibt sich das in **Tabelle 8.1-2** wiedergegebene zusätzliche theoretische Erzeugungspotenzial.

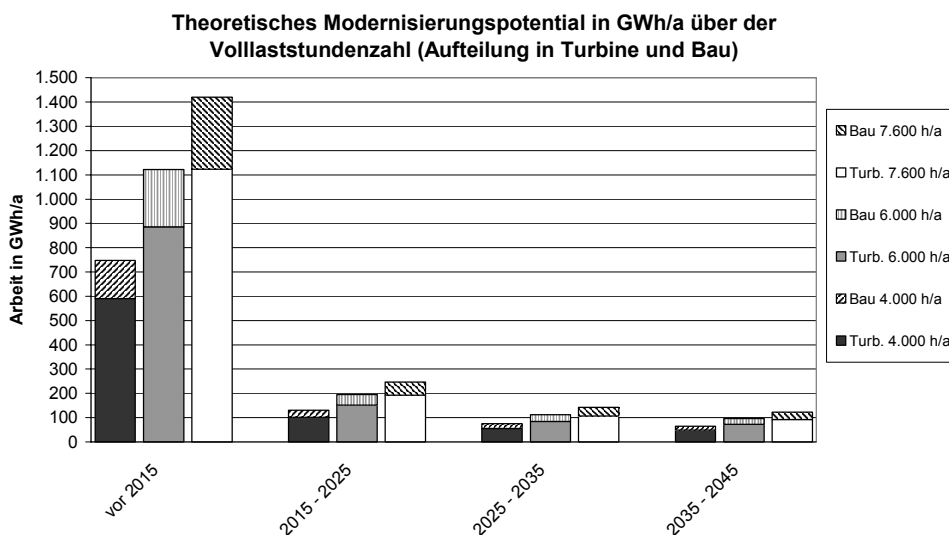
		Modernisierungsmaßnahme					
		Turbine	Wasserbau	Turb. + Bau	Turbine	Wasserbau	Turb. + Bau
Volllaststundenzahl		4.000 h/a	4.000 h/a	4.000 h/a	6.000 h/a	6.000 h/a	6.000 h/a
Summe	GWh/a	797	220	1.016	1.195	329	1.525

**Tabelle 8.1-2: Zusätzliche Stromerzeugung durch Modernisierung**

Basis für dieses Erzeugungspotenzial ist eine Erhöhung der elektrischen Leistung um 200 MW durch Turbinenerneuerung bzw. 254 MW bei gleichzeitiger Modernisierung und Optimierung des Wasserbaus.

Das Gesamtpotenzial durch Modernisierung beträgt 9 % bezogen auf die installierte Leistung an Laufwasserkraftwerken.

Das Potenzial der theoretischen Mehrerzeugung beträgt 8,5 % bezogen auf die elektrische Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken.



**Abbildung 8.1-1: Modernisierungspotenzial über die Zeit**

Allein unter Berücksichtigung der Altersstruktur und dem sich daraus ergebenden Ersatzbedarf nach einer Nutzungszeit von 40 Jahren ergibt sich das in **Abbildung 8.1-1** dargestellte Modernisierungspotenzial in den folgenden Jahrzehnten.

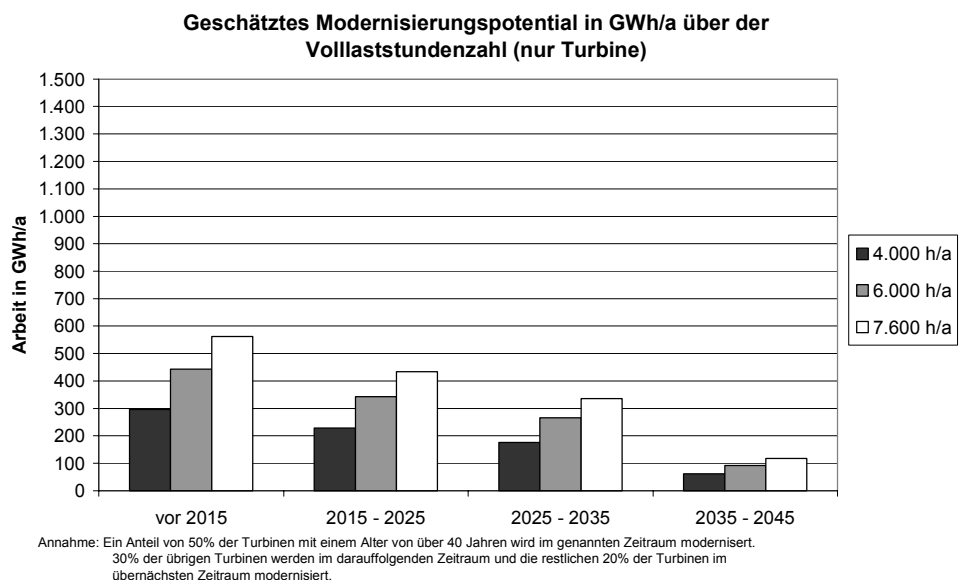
Aufgrund der hohen Investitionen, die für eine Modernisierung und Optimierung des Wasserbaus erforderlich sind, ist die Erschließung dieses Potenzials eher unwahrscheinlich und wird nur im Einzelfall realisiert werden können.

Modernisierungsmaßnahmen im Wasserkraftbereich erfordern einen hohen Planungsaufwand und hohe Investitionen, so dass Modernisierungsmaßnahmen in aller Regel nur im Rahmen von Konzessionsänderungen umgesetzt werden, da nur in diesem Fall auch eine entsprechende Nutzungsdauer, die Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit ist, gegeben ist.

Aufgrund der schon genannten Randbedingungen ist jedoch nicht mit einer sofortigen Realisierung dieses Potenzials zu rechnen.

Für die Zukunft wird angenommen, dass ausschließlich das Potenzial das sich über die Turbinenerneuerung realisieren lässt als realistische Potenzial einzuschätzen ist. Des Weiteren wird angenommen, dass nur ca. 50 % der Erneuerungen im fälligen Erneuerungszeitraum tatsächlich umgesetzt würden, weitere 30 % werden im folgenden Jahrzehnt umgesetzt, während 20 % noch weiter verschoben werden. Diese Annahme spiegelt auch die jetzige Altersstruktur der Anlagen wieder, bei denen die notwendigen Erneuerungen ebenfalls nicht zeitnah umgesetzt wurden.

Unter diesen Annahmen ergibt sich der folgende in **Abbildung 3.1-1** wiedergegebene Potenzialverlauf in Bezug auf die Realisierungsmöglichkeiten.



**Abbildung 8.1-2: Modernisierungspotenzial auf Basis einer realitätsnahen Verteilung**

## 8.2 Erweiterung/Neubau

### Erweiterung

Wie in **Kapitel 3.2.2** beschrieben bedeutet die Erweiterung einer Anlage die zusätzliche Nutzung einer bisher nicht genutzten Wassermenge und/oder die Erhöhung der verfügbaren Fallhöhe.

Das Erweiterungspotenzial in Laufwasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 5 MW wurde auf Basis der bisher genutzten und der verfügbaren Wassermenge abgeschätzt. Basis für diese Abschätzung sind wiederum frei zugängliche Daten über Laufwasserkraftwerke. Die Ermittlung erfolgte für die Flusssysteme an denen bisher schon Anlagen mit einer Leistung von 5 MW installiert sind.

In **Tabelle 8.2-1** ist die sich hieraus ergebende elektrische Leistung und in **Tabelle 8.2-2** ist die erzeugbare elektrische Energie wiedergegeben.

Das theoretische Erweiterungspotenzial beträgt ca. 239 MW, bei einer mittleren Erzeugung von ca. 1.034 GWh/a. Dies entspricht einem Anteil von 6 % an der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken und 8,7 % an der elektrischen Erzeugung.

Nr.	Flußsystem	Ist-Ausbau 2003	Erweiterung	Neubau (gleicher Standort)	Neubau (neuer Standort)	Summe
		MW	MW	MW	MW	MW
1	Inn	595	96			716
2	Rhein	407	87	40	210	752
3	Donau	398	23		30	467
4	Lech	337	0			350
5	Isar	284	5			301
6	Mosel	187	2			198
7	Iller	99	2			106
8	Main	66	0	5		73
9	Neckar	61	15			79
10	Weser	49	3	15		69
11	Saar	23	0			23
12	Ruhr	30	4			35
13	Sonstige	76	2			82
14	Summe:	2.614	239	59	240	3.250

**Tabelle 8.2-1: Ausbaupotenzial im Rahmen von Erweiterung und Neubau (Leistung)**

Nr.	Flußsystem	Ist-Ausbau 2003	Erweiterung	Neubau (gleicher Standort)	Neubau (neuer Standort)	Summe
		GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
1	Inn	3.377	441			3.963
2	Rhein	2.680	382	183	1.410	4.706
3	Donau	2.378	100		180	2.745
4	Lech	1.582	0			1.641
5	Isar	1.270	25			1.344
6	Mosel	823	5			869
7	Iller	434	8			460
8	Main	342	0	23		377
9	Neckar	340	46			403
10	Weser	152	10	67		237
11	Saar	109	0			109
12	Ruhr	102	10			116
13	Sonstige	416	8			444
14	Summe:	14.004	1.034	272	1.590	17.414

**Tabelle 8.2-2: Ausbaupotenzial im Rahmen von Erweiterung und Neubau (Arbeit)**

## **Neubau**

Wie in **Kapitel 3.2.2.1** beschrieben sind nur an wenigen Standorten Neubauten möglich. Es handelt sich zum einen um Standorte am Hochrhein, am Oberrhein und an der Donau.

In **Tabelle 8.2-1** ist die sich hieraus ergebende elektrische Leistung und in **Tabelle 8.2-2** ist die erzeugbare elektrische Energie wiedergegeben.

Das Gesamtpotenzial durch Neubau beträgt ca. 300 MW elektrische Leistung und 1.862 GWh/a elektrische Energie. Dies entspricht einem Anteil von 11 % an der derzeitigen Leistung und 10,5 % an der derzeitigen Erzeugung aus Wasserkraft.

Aufgrund der langen Planungs- und Genehmigungsverfahren sind keine Abschätzungen zum Zeitpunkt der Realisierung dieses Potenzials möglich. Des Weiteren ist die Einschätzung in Bezug auf die Genehmigungsfähigkeit dieser Anlagen äußerst schwierig.

Die Potenziale an der Donau sind unmittelbar an die Entscheidungen zum Ausbau der Donau gekoppelt und ohne diese generelle Entscheidung nicht realisierbar. Nach aktuellem Kenntnisstand ist jedoch der Donauvollausbau nicht mehr geplant.

Die am Hochrhein verfügbaren Potenziale für neue Standorte sind voraussichtlich ebenfalls nicht realisierbar, da es sich um einen Neubau an einem derzeit noch nicht veränderten Flussabschnitt des Rheins handeln würde.

Die noch am Oberrhein möglichen Standorte sind unter schiffahrtstechnischen Gesichtspunkten nicht erforderlich und wären mit zusätzlichen Schleusen für die Schifffahrt verbunden.

Die besten Aussichten bestehen für Erweiterungsprojekte an bestehenden Standorten, wobei die Voraussetzungen am Hochrhein (Rheinfelden) und am Oberrhein (Gamsheim, Iffezheim) am günstigsten sind zumal hier in früheren Jahren z.T. auch schon Planungen erfolgt sind.

Der Standort Rheinfelden ist in der Tabelle mit seinem deutschen Anteil an der Erhöhung der Leistung enthalten.

### 8.3 Gesamtpotenzial

Unter Berücksichtigung der Bandbreite für die einzelnen Potenziale ergibt sich für den gesamten Bereich der Wasserkraft das folgende zusätzliche Stromerzeugungspotenzial für Leistung und Arbeit.

	<b>zusätzliches Stromerzeugungspotenzial innerhalb von 10 Jahren</b>		
	<b>Minimal</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Maximal</b>
	GWh	GWh	GWh
<b>Modernisierung</b>	185	462	738
<b>Erweiterung</b>	259	388	517
<b>Neubau an gleichem Standort</b>	0	27	54
<b>Neubau an neuem Standort</b>	0	239	477
<b>Summe:</b>	<b>443</b>	<b>1115</b>	<b>1787</b>

*Tabelle 8.3-1: Zusätzliches Stromerzeugungspotenzial aus Wasserkraft innerhalb von 10 Jahren*

	<b>zusätzliches Leistungspotenzial innerhalb von 10 Jahren</b>		
	<b>Minimal</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Maximal</b>
	MW	MW	MW
<b>Modernisierung</b>	44	110	176
<b>Erweiterung</b>	62	92	123
<b>Neubau an gleichem Standort</b>	0	6	13
<b>Neubau an neuem Standort</b>	0	57	114
<b>Summe:</b>	<b>106</b>	<b>266</b>	<b>425</b>

*Tabelle 8.3-2: Zusätzliches Leistungspotenzial aus Wasserkraft innerhalb von 10 Jahren*

Diesen Zahlen liegen die folgenden Annahmen zu Grunde.

Im Bereich der Modernisierung werden innerhalb der nächsten 10 Jahre bis zu 50 % der möglichen Maßnahmen umgesetzt. Im ungünstigen Fall werden hier nur 25 % der Maßnahmen umgesetzt.

Für die Erweiterung beträgt die Spannweite der zu erwartenden Umsetzung innerhalb der nächsten 10 Jahre 25 % bis 50 %.

Die Annahmen für den Neubau an gleichem Standort bzw. Neubau an neuem Standort sind mit einer deutlich größeren Unsicherheit behaftet und liegen im Bereich von 0 – 20 % bei Neubau an gleichem Standort und 0 – 30 % für Anlagen an neuem Standort. Da für diesen Bereich der Genehmigungsablauf sehr individuell ist, kann es sich hierbei nur um eine grobe Abschätzung handeln.

## 9. Fördereffizienz

Unter dem Gesichtspunkt der Fördereffizienz sind die folgenden Aspekte wesentlich:

- Anreizwirkung
- Vergütungsvolumen
- CO<sub>2</sub> Minderungspotenzial
- Mögliche Hemmnisse

### 9.1 Anreizwirkung

Die in **Kapitel 7** entwickelten Vergütungssätze basieren auf mittleren Annahmen für den Einsatz der Anlagen und eher günstigen Voraussetzungen bei den Investitionen und den Betriebskosten.

Hieraus ergibt sich notwendigerweise eine sehr unterschiedliche Anreizwirkung auf potenzielle Investoren. Derartige individuelle Randbedingungen können jedoch nicht in entsprechende Regelungen übernommen werden.

Für die Anreizwirkung sind insbesondere die folgenden Argumente wesentlich:

- Welche Investitions- und Renditealternativen hat der Investor?
- Welches sind, insbesondere für Konzerne, die langfristigen strategischen Ziele?
- Welche individuellen Verhältnisse liegen beim Investor vor?
- Wie ist die langfristige Einschätzung des Investors in Bezug auf den Energiemarkt?

### 9.2 CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial

Durch die zusätzliche Erzeugung von Strom aus Wasserkraft wird die Erzeugung von Strom auf Basis von anderen insbesondere fossilen Energieträgern vermieden. Als Basis für die Abschaltung für den CO<sub>2</sub> –Minderungspotenzial können die folgenden Emissionsfaktoren angenommen werden:

- Stromerzeugung in Deutschland  
800 gCO<sub>2</sub>/ kWh

Die Emissionsfaktoren wurden der Broschüre **Erneuerbare Energien in Zahlen des BMU** entnommen und basieren auf den folgenden Anteilen an Primärenergieträgern ohne Vorkettenbetrachtungen entsprechend dem Szenario Strom III:

13,3 %	Kernenergie
40,0 %	Braunkohle
35,6 %	Steinkohle
10,1 %	Erdgas
1,0 %	Öl

Unter Berücksichtigung der in **Kapitel 8.3** abgeschätzten Potenziale für die zusätzliche Stromerzeugung innerhalb der nächsten 10 Jahre ergeben sich die in der folgenden **Tabelle 9.2-1** wiedergegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale im Bereich von 275.230 t/a bis 1.109.758 t/a.

	<b>CO<sub>2</sub> Minderungspotenzial nach 10 Jahren</b>			
	<b>Minimal</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Maximal</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Äquivalent</b>
	t/a	t/a	t/a	[t/GWh]
<b>Modernisierung</b>	147.699	369.247	590.795	800
<b>Erweiterung</b>	206.865	310.297	413.730	800
<b>Neubau an gleichem Standort</b>	0	21.757	43.514	800
<b>Neubau an neuem Standort</b>	0	190.800	381.600	800
<b>Summe:</b>	<b>354.564</b>	<b>892.102</b>	<b>1.429.640</b>	

**Tabelle 9.2-1: CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial nach 10 Jahren**

### 9.3 Mögliche Hemmnisse

Die Fördereffizienz, d.h. die Umsetzung der Ziele durch die vorgesehenen Maßnahmen ist neben den ausschließlich monetär zu bewertenden Randbedingungen auch von einer Vielzahl anderer Randbedingungen abhängig.

Mögliche Ursachen für die Nichtumsetzung sind unter anderem:

- Nichtumsetzung von Modernisierungsmaßnahmen, da die bestehenden Anlagen deutlich über die ursprünglich geplante Laufzeit hinaus noch funktionstüchtig sind bzw. durch Reparaturannahmen funktionsfähig gehalten werden können.
- Nichtumsetzung der Maßnahmen aufgrund strategischer Unternehmensausrichtung.
- Orientierung des Investitionszeitpunktes an den wesentlichen Eckpunkten, die durch die Konzessionslaufzeit vorgegeben sind.
- Große Unsicherheit in Bezug auf die derzeit anstehende Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie und deren Auswirkungen.
- Unsicherheiten im Hinblick auf die wirtschaftlichen Randbedingungen im Anschluss an den Gültigkeitszeitraum des EEG.

Die realen Auswirkungen dieser Hemmnisse können nur schwer eingeschätzt werden.

Dies ist nicht zuletzt auf die inhomogene Struktur der Wasserkraftwerksbetreiber zurückzuführen. Zum einen handelt es sich um Betreiber einzelner Anlagen, zum anderen handelt es sich um Tochterunternehmen großer EVU, in denen eine Vielzahl von Anlagen gebündelt sind. Insbesondere in den großen Unternehmen haben strategische Entscheidungen einen maßgeblichen Einfluss.

Die in der Umsetzung befindliche europäische Wasserrahmenrichtlinie führt derzeit zu einer großen Verunsicherung, da im Rahmen der veränderten

Gesetzgebung auch während der Konzessionslaufzeit zusätzliche Auflagen ermöglicht werden. Alle Auflagen sind zwar grundsätzlich auch unter dem Wirtschaftlichkeitsgebot zu sehen, jedoch besteht hier ein erheblicher Interpretationsspielraum seitens der Genehmigungsbehörden.

## **10. Anlagen**

### **10.1 Stromerzeugungskosten Modernisierung**

#### **10.1.1 Kostenberechnung für alle Modellfälle**

**Tabelle auf der nächsten Seite.**

Position	Wasserbau Turbinentyp Turbinenklasse	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert
		Kaplan 1 MW	Kaplan 1 MW	Kaplan 6 MW	Kaplan 6 MW	Kaplan 15 MW	Kaplan 15 MW	Francis 1 MW	Francis 1 MW	Francis 6 MW	Francis 6 MW	Francis 15 MW	Francis 15 MW
<b>TECHNISCHE DATEN</b>													
Elektrische Leistung, brutto	KW	1.000	1.000	6.000	6.000	15.000	15.000	1.000	1.000	6.000	6.000	15.000	15.000
Elektrische Leistung, netto	KW	995	995	5.970	5.970	14.925	14.925	995	995	5.970	5.970	14.925	14.925
Leistungserhöhung, netto	KW	100	100	600	600	1.500	1.500	100	100	600	600	1.500	1.500
Vollastbenutzungsdauer, Strom	H/a	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Jährl. Stromerzeugung	MWh/a	5.000	5.000	30.000	30.000	75.000	75.000	5.000	5.000	30.000	30.000	75.000	75.000
Eigenstrombedarf	MWh/a	25	25	150	150	375	375	25	25	150	150	375	375
<b>Jährl. Stromeinspeisung</b>	<b>MWh/a</b>	<b>4.975</b>	<b>4.975</b>	<b>29.850</b>	<b>29.850</b>	<b>74.625</b>	<b>74.625</b>	<b>4.975</b>	<b>4.975</b>	<b>29.850</b>	<b>29.850</b>	<b>74.625</b>	<b>74.625</b>
<b>INVESTITIONEN</b>													
Bautechnik	T€	250	400	1.013	1.620	2.500	4.000	200	320	810	1440	2000	3200
Turbinen	T€	1.000	1.200	3.240	4.860	7.500	11.500	800	960	2880	4320	6000	9200
Generator	T€	500	600	1.620	2.430	3.750	5.750	400	480	1440	2160	3000	4600
Elektro-/Leittechnik	T€	400	450	1.215	1.944	2.700	3.800	320	360	1080	1728	2160	3040
<b>Summe</b>	<b>T€</b>	<b>2.150</b>	<b>2.650</b>	<b>7.088</b>	<b>10.854</b>	<b>16.450</b>	<b>25.050</b>	<b>1.720</b>	<b>2.120</b>	<b>6.210</b>	<b>9.648</b>	<b>13.160</b>	<b>20.040</b>
<i>Spezifisch</i>	<i>€/kW</i>	<i>2.150</i>	<i>2.650</i>	<i>1.181</i>	<i>1.809</i>	<i>1.097</i>	<i>1.670</i>	<i>1.720</i>	<i>2.120</i>	<i>1.035</i>	<i>1.608</i>	<i>877</i>	<i>1.336</i>
<b>JÄHRL. KOSTEN</b>													
Kapitaldienst	T€ /a	116	146	390	592	914	1.412	93	117	341	526	731	1.130
<i>Bautechnik</i>	<i>T€ /a</i>	<i>17</i>	<i>27</i>	<i>67</i>	<i>108</i>	<i>166</i>	<i>266</i>	<i>13</i>	<i>21</i>	<i>54</i>	<i>96</i>	<i>133</i>	<i>213</i>
<i>Turbinen</i>	<i>T€ /a</i>	<i>66</i>	<i>80</i>	<i>215</i>	<i>323</i>	<i>498</i>	<i>764</i>	<i>53</i>	<i>64</i>	<i>191</i>	<i>287</i>	<i>399</i>	<i>611</i>
<i>Generator</i>	<i>T€ /a</i>	<i>33</i>	<i>40</i>	<i>108</i>	<i>162</i>	<i>249</i>	<i>382</i>	<i>27</i>	<i>32</i>	<i>96</i>	<i>144</i>	<i>199</i>	<i>306</i>
<i>Elektro-/Leittechnik</i>	<i>T€ /a</i>	<i>27</i>	<i>30</i>	<i>81</i>	<i>129</i>	<i>179</i>	<i>253</i>	<i>21</i>	<i>24</i>	<i>72</i>	<i>115</i>	<i>144</i>	<i>202</i>
Personal, Betriebsführung	T€ /a	75	75	330	330	250	250	75	75	330	330	250	250
Reparatur+Wartung - Turbinen	T€ /a	20	20	120	120	300	300	20	20	120	120	300	300
Reparatur+Wartung - Sonstige	T€ /a	19	26	53	81	94	147	16	21	45	72	75	117
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€ /a	11	13	35	54	82	125	9	11	31	48	66	100
Konzessionsgebühren	T€ /a												
<b>Summe jährl. Kosten</b>	<b>T€ /a</b>	<b>241</b>	<b>280</b>	<b>929</b>	<b>1.178</b>	<b>1.640</b>	<b>2.234</b>	<b>212</b>	<b>243</b>	<b>867</b>	<b>1.097</b>	<b>1.422</b>	<b>1.897</b>
<b>STROMKOSTEN</b>													
Jährl. Stromgestehungskosten	T€ /a	241	280	929	1.178	1.640	2.234	212	243	867	1.097	1.422	1.897
<b>Spez. Stromgestehungskosten (real)</b>	<b>€/MWh</b>	<b>49</b>	<b>56</b>	<b>31</b>	<b>39</b>	<b>22</b>	<b>30</b>	<b>43</b>	<b>49</b>	<b>29</b>	<b>37</b>	<b>19</b>	<b>25</b>
Spez. Stromgestehungskosten (nominal)	€/MWh	56	65	36	46	25	35	49	57	34	42	22	29

## **10.2 Stromerzeugungskosten Neubau/Erweiterung**

### 10.2.1 Kostenberechnung für alle Modellfälle

**Tabelle auf der nächsten Seite.**

Position	Wasserbau Turbinentyp Turbinenklasse	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert	Günstig	Erschwert
		Kaplan 10 MW	Kaplan 10 MW	Kaplan 20 MW	Kaplan 20 MW	Kaplan 100 MW	Kaplan 100 MW	Francis 10 MW	Francis 10 MW	Francis 20 MW	Francis 20 MW	Francis 100 MW	Francis 100 MW
<b>TECHNISCHE DATEN</b>													
Elektrische Leistung, brutto	KW	10.000	10.000	20.000	20.000	100.000	100.000	10.000	10.000	20.000	20.000	100.000	100.000
Elektrische Leistung, netto	KW	9.950	9.950	19.900	19.900	99.500	99.500	9.950	9.950	19.900	19.900	99.500	99.500
Leistungserhöhung, netto	KW	9.950	9.950	19.900	19.900	99.500	99.500	9.950	9.950	19.900	19.900	99.500	99.500
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Jährl. Stromerzeugung	MWh/a	50.000	50.000	100.000	100.000	500.000	500.000	50.000	50.000	100.000	100.000	500.000	500.000
Eigenstrombedarf	MWh/a	250	250	500	500	2.500	2.500	250	250	500	500	2.500	2.500
<b>Jährl. Stromeinspeisung</b>	<b>MWh/a</b>	<b>49.750</b>	<b>49.750</b>	<b>99.500</b>	<b>99.500</b>	<b>497.500</b>	<b>497.500</b>	<b>49.750</b>	<b>49.750</b>	<b>99.500</b>	<b>99.500</b>	<b>497.500</b>	<b>497.500</b>
<b>INVESTITIONEN</b>													
Bautechnik	T€	15.000	20.000	25.000	33.333	110.000	133.333	14.400	16.000	24000	26667	96000	106667
Turbinen	T€	8.000	11.500	13.333	19.167	53.333	76.667	6.400	9.200	10667	15333	42667	61333
Generator	T€	4.000	5.000	6.667	8.333	26.667	33.333	3.200	4.000	5333	6667	21333	26667
Elektro-/Leittechnik	T€	3.000	3.500	5.000	5.833	20.000	23.333	2.400	2.800	4000	4667	16000	18667
<b>Summe</b>	<b>T€</b>	<b>30.000</b>	<b>40.000</b>	<b>50.000</b>	<b>66.667</b>	<b>210.000</b>	<b>266.667</b>	<b>26.400</b>	<b>32.000</b>	<b>44.000</b>	<b>53.333</b>	<b>176.000</b>	<b>213.333</b>
Spezifisch	€/kW	3.000	4.000	2.500	3.333	2.100	2.667	2.640	3.200	2.200	2.667	1.760	2.133
<b>JÄHRL. KOSTEN</b>													
Kapitaldienst	T€ /a	1.794	2.426	2.991	4.043	12.628	16.172	1.595	1.941	2.658	3.234	10.634	12.938
Bautechnik	T€ /a	997	1.329	1.662	2.215	7.311	8.862	957	1.063	1.595	1.772	6.380	7.089
Turbinen	T€ /a	532	764	886	1.274	3.545	5.095	425	611	709	1.019	2.836	4.076
Generator	T€ /a	266	332	443	554	1.772	2.215	213	266	354	443	1.418	1.772
Elektro-/Leittechnik	T€ /a	199	233	332	388	1.329	1.551	160	186	266	310	1.063	1.241
Personal, Betriebsführung	T€ /a	950	950	1.250	1.250	1.600	1.600	950	950	1.250	1.250	1.600	1.600
Reparatur+Wartung - Turbinen	T€ /a	200	200	400	400	2.000	2.000	200	200	400	400	2.000	2.000
Reparatur+Wartung - Sonstige	T€ /a	476	626	634	834	2.050	2.500	441	501	587	667	1.760	2.000
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€ /a	150	200	250	333	1.050	1.333	132	160	220	267	880	1.067
Konzessionsgebühren	T€ /a												
<b>Summe jährl. Kosten</b>	<b>T€ /a</b>	<b>3.570</b>	<b>4.401</b>	<b>5.525</b>	<b>6.860</b>	<b>19.328</b>	<b>23.606</b>	<b>3.318</b>	<b>3.751</b>	<b>5.116</b>	<b>5.818</b>	<b>16.874</b>	<b>19.605</b>
<b>STROMKOSTEN</b>													
Jährl. Stromgestehungskosten	T€ /a	3.570	4.401	5.525	6.860	19.328	23.606	3.318	3.751	5.116	5.818	16.874	19.605
<b>Spez. Stromgestehungskosten (real)</b>	<b>€/MWh</b>	<b>72</b>	<b>88</b>	<b>56</b>	<b>69</b>	<b>39</b>	<b>47</b>	<b>67</b>	<b>75</b>	<b>51</b>	<b>58</b>	<b>34</b>	<b>39</b>
Spez. Stromgestehungskosten (nominal)	€/MWh	83	102	64	80	45	55	77	87	59	68	39	46

