



Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz

Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft

12. Dezember 2013



Projektteam BFE:

Natalie Beck Torres, Leiterin Sektion Wasserkraft
Michel Jaeger, Fachspezialist Sektion Wasserkraft
Aurelio Fetz, Fachspezialist Sektion Marktregulierung
Guido Federer, Fachspezialist Sektion Erneuerbare Energien
Christian Bühlmann, Stellvertretender Leiter Sektion Energieversorgung und Monitoring
Mélanie Gay, Fachspezialistin Sektion Energieversorgung und Monitoring
Gabriela Weiss, Fachspezialistin Sektion Energieversorgung und Monitoring

Folgende Unternehmen der Wasserwirtschaft haben für den ersten Teil der Studie „Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Grosswasserkraftprojekten“ Informationen und Daten zu Wasserkraftprojekten zur Verfügung gestellt:

Alpiq Suisse SA
Axpo Power AG
BKW Energie AG
ewz
Kraftwerk Birsfelden AG
Repower AG
Services Industriels de Genève,
sowie ein weiteres Unternehmen der Wasserwirtschaft



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Einleitung	11
2 Rahmenbedingungen der Grosswasserkraft in der Schweiz	11
3 Ziele der Studie	12
4 Vorgehen und Methodik	13
4.1 Datengrundlagen.....	13
4.2 Discounted Cash Flow Modell.....	15
4.3 Preisszenarien.....	15
4.4 WACC.....	20
5 Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Grosswasserkraftprojekten	22
5.1 Übersicht über die eingegangenen Projekte.....	22
5.2 Spezifische Investitionskosten.....	23
5.3 Planungsstand und Realisierungshemmnisse der Projekte.....	24
5.4 Rentabilität der Projekte im Referenzszenario (POM C&E).....	26
5.4.1 Gestehungskosten.....	26
5.4.2 Gestehungskosten nach Kostenarten.....	27
5.4.3 Nettobarwerte.....	28
5.4.4 Internal Rate of Return.....	30
5.4.5 Zusatzkosten des Wasserkraftausbaus.....	32
5.5 Rentabilität der Projekte im Alternativszenario (POM C&E mit geglättetem Wechselkurs).....	33
5.6 Sensitivitäten der Preise und WACC.....	34
5.6.1 Sensitivität der Preise + 20%.....	34
5.6.2 Sensitivität der Preise - 20%.....	34
5.6.3 Sensitivität WACC tief (WACC real 3,28% anstatt 4,63%).....	34
5.7 Fazit aus der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.....	35
6 Mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft in der Schweiz	36
6.1 Ausgangslage.....	36
6.1.1 Geltendes Stromversorgungsgesetz.....	36
6.1.2 Ergebnisse der Vernehmlassung der Energiestrategie 2050.....	37
6.1.3 Förderbereich und Fördertatbestände.....	37
6.1.4 Rahmenbedingungen.....	38
6.2 Übersicht über mögliche Instrumente.....	38
6.2.1 Bestehende oder im Rahmen der Energiestrategie 2050 geplante Instrumente.....	38
6.2.2 Instrumente, die weder heute bestehen noch im Rahmen der Botschaft der ES2050 enthalten sind.....	43
6.2.3 Weitere Regelungen, welche die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft beeinflussen.....	43
6.3 Beurteilungskriterien.....	44
6.3.1 Kosteneffizienz.....	44



6.3.2	Effektivität bezüglich der Zielerreichung	45
6.3.3	Vermeidung von Mitnahmeeffekten	45
6.3.4	Administrativer Aufwand	45
6.3.5	Investitionssicherheit.....	45
6.3.6	Anreiz zu steuerbarer Produktion	46
6.3.7	Politische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit dem heutigen System	46
6.4	Bewertung der einzelnen Förderinstrumente.....	46
6.4.1	Allgemeine Bemerkungen.....	46
6.4.2	Ausweitung der KEV auf Grosswasserkraft.....	47
6.4.3	Investitionsbeiträge und Kapazitätzahlungen	48
6.4.4	Auktion	49
6.4.5	Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion	50
6.4.6	Vergütungs- und Abnahmegarantie.....	51
6.4.7	Bundesdarlehen.....	52
6.4.8	Quotenmodell.....	53
6.5	Rechtlicher Rahmen.....	54
6.5.1	Finanzierung bzw. Abgabbeerhebungskompetenz des Bundes	54
6.5.2	Beihilfe-Vorgaben der EU	54
6.6	Kosten einer Förderung.....	55
6.7	Weitere zu berücksichtigende Aspekte	59
7	Schlussfolgerungen	60
	Quellen	62
	Glossar	63
Anhang A:	Grafiken zur Rentabilität für alle Szenarien und Sensitivitäten A-1	
Anhang B:	Eingabemaske des Discounted Cash Flow Modells	B-1



Zusammenfassung

Der Bundesrat strebt gemäss der Botschaft zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 an, bis ins Jahr 2035 die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft auf mindestens 37,4 TWh zu steigern. Die mittlere Produktionserwartung liegt heute bei 35,9¹ TWh. Um das Ausbauziel zu erreichen, ist ein Zubau der Wasserkraftproduktion durch Aus- und Neubauten von Wasserkraftwerken notwendig. Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW werden heute über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert.

Die Preise an den europäischen Strommärkten erodierten in den vergangenen Jahren. 2008 erreichte der Spotpreis für Bandenergie an der Swissix ein Höchst von rund 74 €/MWh, 2011 notierte das Jahresband bei rund 56 €/MWh und in 2013 leicht über 40 €/MWh. Und auch die Terminpreise zeigen derzeit keine Erholung, so zahlen Marktteilnehmer heute knapp 40 €/MWh für Bandenergie an der EEX, die im Jahr 2014 bezogen wird. Dieser Preiszerfall führt mit dazu, dass die Energieunternehmen Investitionen in den Aus- und Neubau der Grosswasserkraft zurückstellen und auf die mangelnde Wirtschaftlichkeit der Projekte verweisen. Noch vor wenigen Jahren ging die Stromwirtschaft von steigenden Preisen aus. Im vorliegenden Bericht untersucht das Bundesamt für Energie (BFE) in einem ersten Teil die Wirtschaftlichkeit von 25 geplanten aber noch nicht realisierten Grosswasserkraft-Projekten in der Schweiz. Die Projekte weisen insgesamt eine erwartete Jahresproduktion von 2,6 TWh auf bei einer Leistung von 851 MW. Die Resultate beruhen auf Daten aus den Stromunternehmen und wurden anonymisiert. In einem zweiten Teil werden die Vor- und Nachteile von möglichen Fördermodellen beschrieben.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen des BFE zeigen:

- Die durchschnittlichen, nach Zusatzproduktion gewichteten Gestehungskosten sind mit 14.1 Rp./kWh mehr als doppelt so hoch als die Gestehungskosten bestehender Grosswasserkraftanlagen (5 bis 6 Rp./kWh).² Ebenso liegen die berechneten Gestehungskosten deutlich über den heutigen Grosshandelspreisen von rund 5 Rp./kWh.
- Bis auf ein Projekt weisen alle 25 untersuchten Projekte im Referenzszenario einen negativen Nettobarwert aus. Sie sind im vom BFE erwarteten Preisszenario nicht wirtschaftlich. Das BFE geht im Referenzszenario davon aus, dass sich bis ins Jahr 2020 die Strompreise auf 9 bis 11 Rp./kWh erholen.
- Die erwartete Rendite eines Wasserkraftwerks über dessen gesamte Laufzeit liegt im Referenzszenario mit durchschnittlich 3 Prozent (+/- 1 Prozentpunkt) unter dem angenommenen WACC von 4,63 Prozent.
- Neben den Kapitalkosten und Kosten für Amortisation fallen als Teil der Gestehungskosten die Wasserzinsen mit durchschnittlich 1,4 Rp./kWh ins Gewicht. Die Stromproduzenten richten diese an Kantone und Gemeinden aus, die auch deren Höhe bis

¹ Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand 1.1.2013.

² Siehe bspw. Banfi, S., M. Filippini et al. (2004), Bedeutung der Wasserzinsen in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Verlag.



zum vom Bund vorgegebenen Maximalsatz von 100 CHF/kW Bruttoleistung, resp. 110 CHF/kW Bruttoleistung ab 2015 bestimmen.

Die Berechnungen beruhen auf den Annahmen zu Preisentwicklungen, die auch der Botschaft für die Energiestrategie 2050 zu Grunde liegen. Sie werden im Bericht als Referenzszenario bezeichnet. Die Resultate bestätigen die Einschätzung der Stromwirtschaft, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht Investitionen in den Neu- und Ausbau der Grosswasserkraft zum heutigen Zeitpunkt nicht rentieren.

Projektanten und Investoren der Wasserkraft sind aufgrund der hohen und langfristig zu tätigen Investitionen auf geeignete Markt- und Rahmenbedingungen angewiesen. Die aktuellen Investitionsentscheide hängen massgeblich von der zukünftigen Entwicklung der europäischen Strommärkte und deren Rahmenbedingungen, der Stromnachfrage, sowie von den Öl-, Kohle-, Gas- und CO₂-Preisen ab.

Prioritär ist deshalb darauf hinzuwirken, dass die in Europa zu beobachtenden Marktverzerrungen korrigiert werden können. Da nicht nur in der Schweiz, sondern auch im benachbarten Ausland die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft durch die aktuelle Marktsituation stark beeinträchtigt ist, ist ein koordiniertes Vorgehen angezeigt. Nicht auszuschliessen ist zudem, dass sich der Preis für CO₂-Zertifikate in der EU erhöht, was der Wasserkraft wie anderen Erneuerbaren Energien dienen würde.

Sollen Investitionen in die Grosswasserkraft im aktuellen Marktumfeld trotzdem zeitnah ausgelöst werden, so stellt sich aufgrund der Studienergebnisse die Frage von Unterstützungsmassnahmen für die Grosswasserkraft. Diese müssten bei den relevanten Kostenkomponenten der Wasserkraft ansetzen, dazu zählen die hohen Investitionskosten und die Wasserzinsen. Die Studie liefert erste Grobanalysen von Fördermodellen, die solche Investitionsanreize schaffen könnten. Bei den untersuchten Förderinstrumenten zeigt sich, dass sich keines durch eine besondere Eignung für die Grosswasserkraft auszeichnet, resp. bei allen Instrumenten neben dem gewünschten Fördereffekt gleichzeitig auch bedeutende Nachteile und Risiken wie zusätzliche Marktverzerrungen, Benachteiligungen nicht subventionierter Technologien und Mitnahmeeffekte in Kauf genommen werden müssten.



Résumé

Le Conseil fédéral a pour objectif, conformément au message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, d'augmenter la production annuelle moyenne d'électricité issue de la force hydraulique à au moins 37,4 TWh à l'horizon 2035. La production moyenne escomptée se situe aujourd'hui à 35,9³ TWh. L'atteinte de cet objectif passe par le développement de la production hydroélectrique en augmentant les capacités des centrales existantes et en construisant de nouvelles centrales. Les petites centrales hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW sont actuellement encouragées au moyen de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC).

Les prix sur les marchés européens de l'électricité ont reculé ces dernières années. En 2008, le prix spot de l'énergie en ruban au Swissix atteignait un record à près de 74 €/MWh, en 2011, la cote du ruban annuel se situait aux alentours de 56 €/MWh et, en 2013, elle était légèrement supérieure à 40 €/MWh. Même les prix à terme n'indiquent pour l'heure aucun rétablissement: les acteurs du marché paient aujourd'hui à l'EEX environ 40 €/MWh pour l'énergie en ruban qui sera fournie en 2014. Cet effondrement des prix contribue à ce que les entreprises énergétiques repoussent les investissements dans le développement et dans la construction de grandes centrales hydrauliques en évoquant le manque de rentabilité des projets. Il y a encore peu d'années, la branche de l'électricité tablait sur une hausse des prix. Dans la première partie du présent rapport, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) étudie la rentabilité de 25 projets de grandes centrales hydrauliques planifiés mais pas encore réalisés en Suisse qui représentent en tout une production annuelle escomptée de 2,6 TWh pour une puissance de 851 MW. Les résultats, rendus anonymes, se fondent sur des données fournies par les entreprises d'électricité. Dans la deuxième partie, l'OFEN décrit les avantages et les inconvénients de modèles de promotion possibles.

Les calculs de rentabilité de l'OFEN montrent que:

- Les coûts de revient moyens pondérés par la production supplémentaire se montent à 13 ct./kWh⁴, soit plus du double de ceux des grandes centrales hydroélectriques existantes (de 5 à 6 ct./kWh).⁵ Les coûts de revient calculés sont nettement supérieurs aux prix de gros actuels, qui eux atteignent environ 5 ct./kWh.
- Tous les 25 projets étudiés, à l'exception d'un seul, présentent une valeur actuelle nette négative dans le scénario de référence. Ils ne sont pas rentables dans le scénario de l'OFEN qui prévoit que les prix de l'électricité se redresseront et seront compris dans une fourchette allant de 9 à 11 ct./kWh d'ici à 2020.
- Les rendements attendus d'une centrale hydroélectrique sur toute sa durée de vie qui s'élèvent en moyenne à 3% (+/- 1 point de pourcentage) dans le scénario de référence sont inférieurs au coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC «Weighted Average Cost of Capital») supposé de 4,63%.

³ Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), état au 1.1.2013

⁴ Pour les projets hydroélectriques sans assainissement ni atténuation supplémentaires des éclusées

⁵ Cf. p. ex. Banfi, S., M. Filippini et al. (2004), Bedeutung der Wasserzinsen in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Verlag.



- Outre les coûts du capital et les coûts d'amortissement, les redevances hydrauliques de 1,4 ct./kWh en moyenne entrent aussi dans les coûts de revient. Les producteurs d'électricité les versent aux cantons et aux communes qui en fixent le montant dans la limite du taux maximum prescrit par la Confédération de 100 CHF par kW (respectivement de 110 CHF à partir de 2015) de puissance installée.

Les calculs se fondent sur les hypothèses relatives aux évolutions des prix, qualifiées de scénarios de référence dans le rapport, et qui servent aussi de base au message relatif à la Stratégie énergétique 2050. Les résultats confirment l'évaluation de la branche de l'électricité selon laquelle, du point de vue de l'économie, les investissements dans la construction et dans le développement de grandes centrales ne sont pas rentables à l'heure actuelle.

Compte tenu de l'importance et du caractère à long terme des investissements à effectuer dans le domaine de la force hydraulique, les concepteurs de projets et les investisseurs dépendent de conditions de marché et de conditions cadre appropriées. Les décisions d'investissement sont actuellement étroitement liées à l'évolution future des marchés de l'électricité européens et de leurs conditions-cadres, de la demande en électricité ainsi que des prix du pétrole, du charbon, du gaz et du CO₂.

Il convient donc d'œuvrer en priorité en faveur d'une correction des distorsions du marché observées en Europe. Etant donné que la situation actuelle du marché pénalise fortement la compétitivité de la grande hydraulique non seulement en Suisse, mais également dans les pays voisins, l'heure est à l'action concertée. En outre, il n'est pas exclu que le prix des certificats d'émission de CO₂ augmente dans l'UE, ce qui profiterait à l'énergie hydraulique comme aux autres énergies renouvelables.

Si l'on souhaite néanmoins susciter rapidement des investissements dans la grande hydraulique dans le contexte du marché actuel, des mesures de soutien pour la grande hydraulique sont à envisager. Ces mesures devraient agir au niveau des principales composantes des coûts de l'énergie hydraulique dont font partie les coûts élevés des investissements et les redevances hydrauliques. L'étude fournit une première analyse sommaire de modèles d'encouragement qui pourraient générer des incitations aux investissements. Aucun des instruments examinés ne se distingue comme particulièrement adapté à la grande hydraulique. Tous présentent, en plus de l'effet incitatif souhaité, des inconvénients et des risques importants, tels que des distorsions supplémentaires du marché, une pénalisation des technologies non subventionnées et des effets d'aubaine dont il faudra tenir compte.



Sintesi

Secondo il messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050, il Consiglio federale mira ad aumentare ad almeno 37,4 TWh, entro il 2035, la produzione media annua di energia idroelettrica. La produzione media attesa è attualmente pari a 35,9⁶ TWh. Per raggiungere l'obiettivo, è necessario incrementare la produzione di energia idroelettrica ampliando impianti esistenti o costruendone di nuovi. Le piccole centrali idroelettriche di potenza inferiore a 10 MW vengono oggi sostenute attraverso la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC).

Negli ultimi anni, i prezzi sui mercati europei dell'energia elettrica hanno subito un'erosione. Nel 2008, il prezzo spot per l'energia di banda allo Swissix ha raggiunto un massimo di circa 74 €/MWh, nel 2011 si è attestato a circa 56 €/MWh e nel 2013 a poco più di 40 €/MWh. Anche i prezzi a termine non mostrano segnali di ripresa; attualmente, presso l'EEX, vengono pagati circa 40 €/MWh per l'energia di banda che sarà utilizzata nel 2014. Questa erosione dei prezzi fa sì che le imprese del settore energetico rinviino gli investimenti per l'ampliamento o la costruzione di grandi impianti idroelettrici, rilevando la scarsa redditività dei progetti. Solo pochi anni fa, il settore elettrico prevedeva che i prezzi sarebbero aumentati. Nella prima parte del presente rapporto, l'Ufficio federale dell'energia (UFE) esamina la redditività di 25 progetti di grandi impianti idroelettrici in Svizzera, previsti ma non ancora realizzati. La produzione complessiva annua attesa per questi impianti è di 2,6 TWh, per una potenza complessiva installata di 851 MW. I risultati si basano sui dati delle aziende elettriche e sono stati anonimizzati. Nella seconda parte vengono illustrati i vantaggi e gli svantaggi dei possibili modelli di promozione.

Dai calcoli della redditività effettuati dall'UFE emerge quanto segue:

- I costi di produzione dell'energia, ponderati in base alla produzione supplementare, risultano mediamente di 14,1 ct./kWh, oltre il doppio di quelli dei grandi impianti idroelettrici esistenti (da 5 a 6 ct./kWh).⁷ I costi di produzione calcolati sono anche nettamente superiori agli attuali prezzi all'ingrosso, pari a circa 5 ct./kWh.
- 24 dei 25 progetti esaminati presentano, nello scenario di riferimento, un valore attuale netto negativo e non risultano redditizi nel contesto di prezzi previsto dall'UFE. Nello scenario di riferimento, l'UFE prevede che entro il 2020 i prezzi dell'energia elettrica aumenteranno, arrivando a 9-11 ct./kWh.
- Nello scenario di riferimento, la redditività prevista per una centrale idroelettrica lungo tutta la sua durata di vita è mediamente del 3 per cento (+/- 1 punto percentuale), quindi inferiore al WACC ipotizzato, pari al 4,63 per cento.
- Oltre ai costi del capitale e a quelli di ammortamento, sono parte rilevante dei costi di produzione i canoni per i diritti d'acqua, mediamente pari a 1,4 ct./kWh. Questi canoni sono versati dai produttori ai Cantoni e ai Comuni, che ne determinano anche l'impor-

⁶ Statistica degli impianti idroelettrici in Svizzera (SIMI), stato: 1.1.2013.

⁷ Cfr. per es. Banfi, S., M. Filippini et al. (2004), Bedeutung der Wasserzinsen in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Verlag.



to fino all'aliquota massima, fissata dalla Confederazione, di 100 franchi per chilowattora di potenza lorda, che passerà a 110 franchi per chilowattora dal 2015.

I calcoli si basano sulle ipotesi di evoluzione dei prezzi utilizzate anche nell'ambito del messaggio concernente la Strategia energetica 2050. Nel rapporto, sono indicate come "scenario di riferimento". I risultati confermano le valutazioni del settore elettrico, secondo cui da un punto di vista di economia aziendale, gli investimenti per l'ampliamento o la costruzione di grandi impianti idroelettrici non sono redditizi al momento attuale.

In considerazione della durata e dell'entità degli investimenti necessari per i grandi impianti idroelettrici, i titolari di progetti e gli investitori devono poter fare affidamento su condizioni quadro e di mercato favorevoli. Gli investimenti attualmente in discussione dipendono in misura determinante dall'evoluzione futura dei mercati europei dell'energia elettrica e dalle loro condizioni quadro, dalla domanda di energia elettrica nonché dai prezzi del petrolio, del carbone, del gas e del CO₂.

In via prioritaria, occorre quindi intervenire in modo che le distorsioni del mercato osservate in Europa possano essere corrette. Poiché la competitività dei grandi impianti idroelettrici è fortemente compromessa non solo in Svizzera, ma anche nei Paesi confinanti, è opportuna un'azione coordinata. Non vi è da escludere, inoltre, che il prezzo dei certificati di emissione di CO₂ in Europa aumenti, con effetti positivi sull'energia idroelettrica e le altre energie rinnovabili.

Se, malgrado l'attuale situazione di mercato sfavorevole, risultasse opportuno incentivare investimenti nel breve periodo, in base ai risultati dello studio si porrebbe la questione delle misure di sostegno ai grandi impianti idroelettrici. Queste dovrebbero puntare alle componenti di costo rilevanti dell'energia idroelettrica, tra cui gli elevati costi d'investimento e i canoni per i diritti d'acqua. Lo studio presenta prime analisi di massima di modelli di promozione che potrebbero creare simili incentivi all'investimento. In relazione agli strumenti di promozione analizzati, è emerso che nessuno spicca per la sua particolare idoneità, ovvero che, per tutti gli strumenti, oltre all'auspicato effetto di promozione, vi sono contemporaneamente anche considerevoli svantaggi e rischi quali ulteriori distorsioni del mercato, penalizzazioni delle tecnologie non sovvenzionate ed effetti di trascinamento.



1 Einleitung

Der Wasserkraft kommt für die Stromversorgung der Schweiz eine besondere Bedeutung zu. Mehr als die Hälfte der Stromproduktion in der Schweiz stammt aus Wasserkraft, wovon über 90%⁸ aus grossen Wasserkraftwerken mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW bedarfsgerecht bereitgestellt wird. Die Energiestrategie des Bundesrates setzt deshalb einen Schwerpunkt bei der Wasserkraftnutzung. Sie ist heute ein bedeutender Pfeiler für eine sichere, bedarfsgerechte und klimaschonende Stromversorgung der Schweiz. Sie soll in ihrer Bedeutung beibehalten und wo sinnvoll gezielt ausgebaut werden.

Für den Erhalt und einen sinnvollen Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz, sind Projektanten und Investoren aufgrund der hohen und langfristig zu tätigen Investitionen auf geeignete Rahmen- und Investitionsbedingungen angewiesen. Diese sind im Moment aus verschiedenen Gründen nicht gegeben, was dazu führt, dass wichtige Planungsarbeiten sistiert werden und Investitionsentscheide aufgeschoben werden. Mit der vorliegenden Studie sollen die wirtschaftliche Situation dargestellt und mögliche Förderinstrumente evaluiert werden.

Die Studie ist in zwei Teile aufgebaut. Im ersten Teil, den Kapiteln 4 und 5, wird die Wirtschaftlichkeit von Grosswasserkraftprojekten untersucht, während der zweite Teil (Kapitel 6) mögliche Förderinstrumente für die Grosswasserkraft bewertet.

2 Rahmenbedingungen der Grosswasserkraft in der Schweiz

Die Markt- und Rahmenbedingungen für die Wasserkraft haben sich durch Marktumstrukturierungen und energiepolitische Entscheide insbesondere im umliegenden Ausland grundlegend verändert. Nach dem Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise sind die Brennstoffpreise im Jahr 2008 eingebrochen und besonders die Kohlepreise sind derzeit weiterhin sehr tief. Gleichzeitig bewegen sich die CO₂ Preise in Europa mit rund 5 Euro/t auf einem Niveau, wo sie keinen Lenkungseffekt mehr entfalten. Zudem ist die Stromnachfrage in vielen europäischen Ländern ebenfalls durch die Finanz- und Wirtschaftskrise stark zurückgegangen und in einigen europäischen Ländern wie Deutschland konnte auch festgestellt werden, dass trotz inzwischen wieder steigendem Wirtschaftswachstum sich der Stromverbrauch stabilisiert hat und die Stromintensität reduziert wurde (u.a. aufgrund von Effizienzmassnahmen und einem Strukturwandel). Ausserdem wurden insbesondere in Deutschland Wind- und Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren stark ausgebaut. Die Energie aus diesen subventionierten Anlagen drückt bei hohem Windaufkommen, resp. hoher Sonneneinstrahlung auf die Strompreise. Aufgrund der engen Anbindung an den deutschen Markt geraten dadurch auch die Schweizer Preise unter Druck. Ältere Kohlekraftwerke, die günstig produzieren können, verdrängen zusammen mit den subventionierten erneuerbaren Energien andere konventionelle (Gross-) Kraftwerke aus dem Markt und stehen in Konkurrenz zu neuen Grosswasserkraftwerken.

⁸ Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand 1.1.2013.



Als Folge sind die Strompreise an den europäischen Strommärkten, die auch die Spotpreise in der Schweiz setzen, in den letzten fünf Jahren von über 70 €/MWh⁹ auf heute rund 40 €/MWh gesunken. Die Einschätzung der europäischen Marktteilnehmer scheint auch für die Zukunft zurückhaltend; die Terminpreise an den Europäischen Strombörsen zeigen bis 2019 keine signifikante Preiserholung.

Die Diskussionen um die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft sind allerdings nicht neu. Bereits in den 1990er-jahren wurden durch die Deregulierungen der europäischen Strommärkte nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung erwartet.¹⁰ Es wurden bei den als am wahrscheinlichsten erachteten Preisszenarien nichtamortisierbare Investitionen von 700 bis 1800 Millionen Franken erwartet. In den folgenden Jahren haben sich diese Szenarien jedoch nicht bewahrheitet.

3 Ziele der Studie

Die Studie soll fundierte Grundlagen liefern über das nicht realisierte Wasserkraftausbaupotenzial durch verworfene, resp. zurückgestellte Ausbau- und Neubauprojekte im Bereich Grosswasserkraft (>10MW) aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit. Auf Basis dieser Datengrundlagen werden bestehende und einzelne neue Förderinstrumente auf deren Eignung für die Grosswasserkraft geprüft. Es ist nicht das Ziel der vorliegenden Studie, ein konkretes Förderinstrument zur Umsetzung vorzuschlagen. Vielmehr soll als Basis für die weiterführende Diskussion die Stärken und Schwächen der einzelnen Instrumente und deren Eignung für die Grosswasserkraft dargestellt werden.

Die vorliegende Studie konzentriert sich auf Grosswasserkraftwerke, die nicht unter die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) fallen und welche nicht ausschliesslich der Pumpspeicherung dienen. Der Ausbaubedarf und die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz wird in einer Studie von Frontier Economics und swissQuant Group (2013)¹¹ im Auftrag des BFE analysiert. Die Rentabilität bestehender Wasserkraftwerke, die aufgrund der tiefen Grosshandelspreise teilweise ebenfalls zunehmend unter Druck kommen, wurden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Mangelnde Wirtschaftlichkeit ist nur einer der Gründe, welche den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz hemmen. Weitere bekannte Gründe, wie ökologische und gesellschaftliche Bedenken oder Probleme im Zusammenhang mit der Konzessionierung und dem Heimfall werden in dieser Studie nicht vertieft.

⁹ Jahres-Baseload.

¹⁰ Siehe dazu bspw. econcept (1997) „Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich“, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft.

¹¹ Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050, Studie für das Bundesamt für Energie, 2013.



4 Vorgehen und Methodik

Das BFE hat die Daten zu den nicht realisierten Wasserkraftausbauprojekten in Zusammenarbeit mit dem Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) erhoben. Dabei stellten die Kraftwerksgesellschaften Projektinformationen über Wasserkraftwerksprojekte in ihrem Investitionsportfolio auf vertraulicher Basis für die Studie zur Verfügung. Diese Projekte wurden anschliessend anonymisiert und einzeln mittels einer einheitlichen, vom BFE festgelegten Methodik (siehe Kapitel 4.2. bis 4.4.) auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft. Durch die Anwendung einer einheitlichen Bewertungsmethodik konnte sichergestellt werden, dass die Bewertung der Projekte der verschiedenen Projektanten vergleichbar ist.

In der Studie berücksichtigt wurden sowohl Projekte in frühen Projektphasen (in der strategischen Planung oder Vorstudien) als auch Projekte, die sich bereits in der konkreten Projektierung und Bewilligungsphase befinden, für welche jedoch noch kein Bauentscheid gefällt wurde. Nicht Teil der Studie waren hingegen Wasserkraftausbaupotenziale, welche zwar bekannt sind, aber für welche bei den Kraftwerksgesellschaften (noch) keine Projektabklärungen oder erste Wirtschaftlichkeitsrechnungen vorliegen.

Von den durch den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband angefragten Mitgliedern haben acht Energieunternehmen im Rahmen dieser Studie Daten zu ihren Kraftwerksprojekten zur Verfügung gestellt. Diese Energieunternehmen stellen insgesamt rund 80% der Schweizer Wasserkraftproduktion aus Anlagen >10MW sicher. Das BFE und der SWV gehen deshalb davon aus, dass aufgrund des breit abgestützten Teilnehmerkreises ebenfalls rund 80% der vorhandenen Kraftwerksprojekte von Anlagen >10MW in der vorliegenden Studie erfasst sind.

4.1 Datengrundlagen

Insgesamt wurden von den an der Studie teilnehmenden Kraftwerksgesellschaften 36 Projekte eingereicht, wovon 25 in der Studie berücksichtigt wurden. Nicht berücksichtigt wurden reine Pumpspeicherprojekte, KEV berechnete Projekte, reine Erneuerungsprojekte ohne Leistungs- oder Produktionssteigerung, sowie eingereichte Projekte, welche einen Gewässerabschnitt mehrfach genutzt hätten. Bei letztgenannten wurde jeweils nur dasjenige mit der höheren Rentabilität berücksichtigt.

Von den 25 analysierten Projekten betreffen 16 Projekte Laufwasserkraftwerke und 9 Projekte Speicherkraftwerke. 12 der 25 Projekte sind Neubauprojekte, die restlichen 13 Projekte betreffen Ausbauprojekte bestehender Wasserkraftanlagen.

Zahlreiche Projekte (13 von 25) kombinieren verschiedene Ausbauelemente in einem Gesamtprojekt und verfolgen zwei oder mehrere Nutzungszwecke. Die am häufigsten genannten Nutzungskombinationen sind:

- Flexibilität der Kraftwerksanlagen erhöhen indem Leistung, und/oder Speichervolumen gesteigert werden und/oder zusätzliche Pumpen eingebaut werden



- Sanierung der Schwall- und Sunkproblematik durch Schwall-Ausleitungskraftwerke oder Kraftwerke mit zusätzlicher Schwall/Sunk-Dämpfung.

Kombinierte Projekte haben für die Projektanten Vorteile, dass diese Synergien bei der Planung, Bewilligung und der Umsetzung der Projekte nutzen können. Des Weiteren verteilen sich bei Kraftwerksanlagen, die für mehrere Zwecke eingesetzt werden können, die Projektrisiken und Zusatzerlöse können erschlossen werden (Bsp. Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten).

Werden die 25 Projekte nach deren Nutzungszwecken aufgeschlüsselt, so ergibt sich folgendes Bild:

- 19 Projekte, die eine Produktionserhöhung zum Zweck haben
- 8 Projekte, die eine Schwall/Sunk-Sanierung od. –Dämpfung zum Zweck haben
- 5 Projekte, die eine Leistungserhöhung zum Zweck haben
- 3 Projekte, die eine zusätzliche Pumpspeicherung¹² zum Zweck haben
- 2 Projekte, die einen verbesserten Hochwasserschutz zum Zweck haben
- 2 Projekte, die eine saisonale Energieverlagerung (So ⇒ Wi) zum Zweck haben
- 1 Projekt, das eine Konzentration zu Peak-Zeiten zum Zweck hat

Die untersuchten Projekte lassen sich in folgende Projekttypen einordnen, wobei bei kombinierten Projekten jeweils nur der dominierende Projekttyp berücksichtigt wurde:

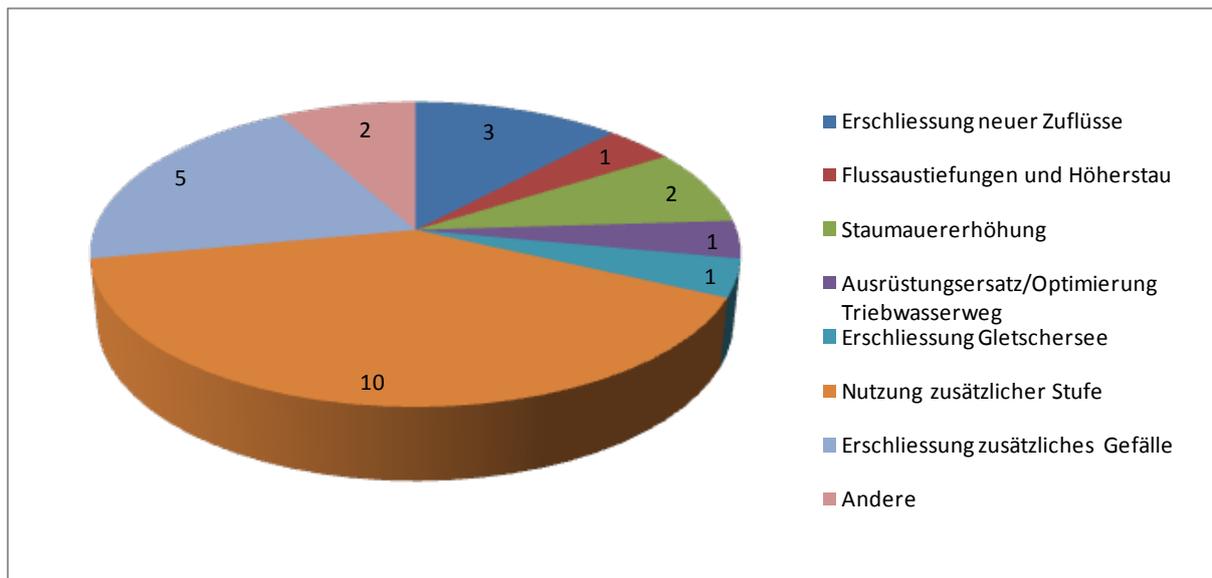


Abbildung 1: Anzahl der analysierten Projekte nach Projekttyp.

¹² Projekte, bei denen durch den zusätzlichen Einbau von Pumpen ein ergänzender Umwälzbetrieb ermöglicht wird. Reine Umwälzwerke wurden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.



4.2 Discounted Cash Flow Modell

Für die Bewertung der Wasserkraftwerke wurde durch das BFE ein Discounted Cash Flow Modell (DCF Modell) bereitgestellt, das sowohl für die Bewertung von Projekten in der strategischen Planung (mit tiefem Detaillierungsgrad) als auch für die Beurteilung von komplexen oder sich bereits in der Detailplanung befindende Projekte eingesetzt werden kann.

Eine Eingabemaske (siehe Anhang 2) erfasst die wichtigsten Projektparameter sowie die wichtigsten Sistungsründe, resp. Hemmnisse als auch eine Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit falls die Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. Alle finanziellen Kennzahlen und die Preisprognosen bis 2050 wurden vom BFE vorgegeben, um eine Vergleichbarkeit der Projekte zu ermöglichen.

Für komplexe Kraftwerksanlagen bestand für die Kraftwerksgesellschaften die Möglichkeit, den Kraftwerkseinsatz solcher Anlagen mit vom BFE bereit gestellten stündlichen Preiskurven separat in ihren eigenen Optimierungsmodellen zu berechnen und anschliessend die resultierenden mittleren Jahrespreise in das DCF Modell des BFE zu übernehmen.

Die Projekte werden im Excel-basierten DCF-Modell unabhängig einer Fremdfinanzierung (Equity Methode), aber im Rahmen eines Projektportfolios eines Energieunternehmens (Anwendung des Unternehmens-WACC) bewertet, wobei die Zahlungsströme über die Bau- und Betriebsdauer, maximal aber bis ins Jahr 2100 berücksichtigt werden. Das Modell liefert daraus als Resultate den Nettobarwert (Net Present Value NPV) und den internen Zinssatz (Internal rate of return IRR) als Bewertungsgrössen für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes.

Des Weiteren berechnete das Modell nach folgenden Komponenten aufgeschlüsselte, über die gesamte Betriebsdauer gemittelte Gestehungskosten:

- Betrieb & Instandhaltungskosten
- Wasserzinsen
- Weitere Kosten
- Abschreibungen
- Fremdkapitalkosten
- Eigenkapitalkosten
- Steuern

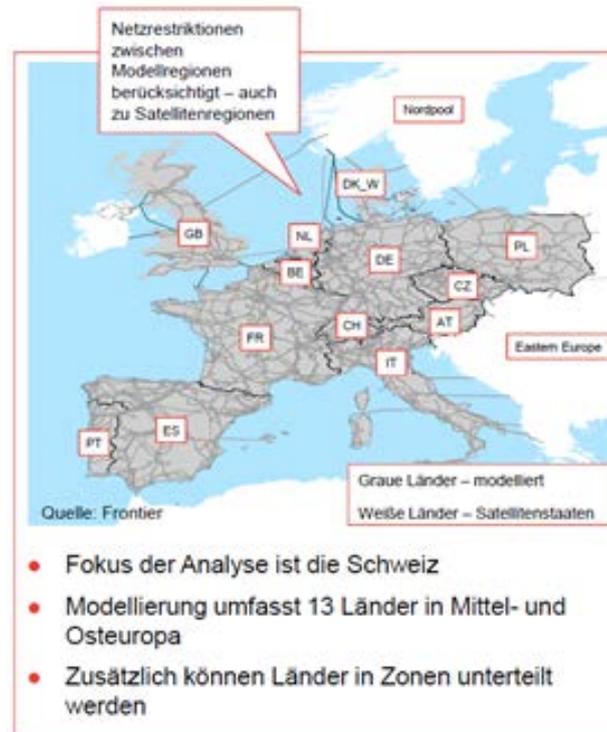
Total Gestehungskosten

4.3 Preisszenarien

Die Preiskurven wurden mit einem europäischen Fundamentalmodell hergeleitet. Die Modellierung dazu stammt aus der Studie „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050“ von Frontier Economics. Die Modellierung



umfasst 13 Länder in Mittel- und Osteuropa, zusätzlich wurden weitere Regionen und Märkte wie Nordpool und Osteuropa als Satellitenregionen¹³ berücksichtigt (siehe Abbildung 2).



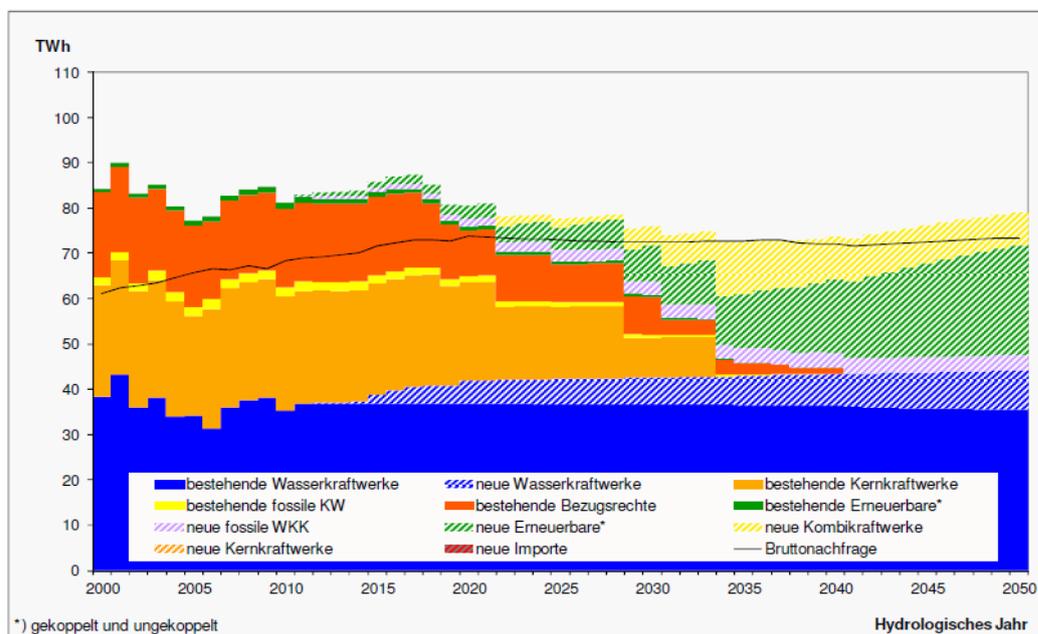
Quelle: Frontier Economics

Abbildung 2: Modellregionen des Strommarktmodells.

Die Fundamentalmodellierung erforderte das Treffen diverser Annahmen zu Brennstoffpreisen, Kraftwerkspark-, Nachfrage- und Netzentwicklung. Diese wurden möglichst konsistent mit der Studie „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ von Prognos gehalten.¹⁴ So wurden die Annahmen zu den Brennstoffpreisen und CO₂-Preisen konsistent mit den Energieperspektiven gewählt. Als Referenzszenario wird das Nachfrageszenario „Politische Massnahmen“ in der Angebotsvariante C&E gewählt. Dieses bildet auch die Grundlage für das vom Bundesrat zu Händen des Parlaments verabschiedeten ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050. Die Annahmen zur Kraftwerksparkentwicklung und Stromnachfrageentwicklung für die Schweiz ist in Abbildung 3 aus den Energieperspektiven von Prognos dargestellt.

¹³ Im Gegensatz zu den Modellregionen werden in den Satellitenregionen die einzelnen Kraftwerke nicht explizit abgebildet, sie werden jedoch mit einer Preiskurve und mit entsprechenden Netzrestriktionen zwischen den Märkten berücksichtigt.

¹⁴ Siehe dazu Prognos (2012), Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050.



Quelle: Prognos 2012

Abbildung 3: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E. Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a.¹⁵

Für die Brennstoffpreis- und CO₂-Preisentwicklung wurden die Annahmen gemäss Abbildung 3 getroffen. Diese entsprechen dem Szenario „Politische Massnahmen“ der Energieperspektiven aus dem Jahr 2012.

Tabelle 1: Annahmen zur Brennstoff- und CO₂-Preis-Entwicklung (Preise real 2010)

	2020	2035	2050
Gas	34 €/MWh	36 €/MWh	35 €/MWh
Kohle	12 €/MWh	12 €/MWh	11 €/MWh
Öl	100 US\$/bbl	114 US\$/bbl	117 US\$/bbl
CO₂	26 €/t	32 €/t	34 €/t

Zur Strompreisprognose wurden die Jahre 2018, 2020, 2035 und 2050 modelliert. Für die Jahre 2014 und 2015 wurden Terminpreise verwendet.¹⁶ Dazwischen wurde linear interpoliert. Die Schweizer Grosshandelspreise werden in Euro gehandelt (Swissix). Da für die Bewertung der Kraftwerksprojekte eine Preiskurve in Schweizer Franken benötigt wurde, wurde die Euro-Preiskurve wie in Abbildung 4 dargestellt in CHF umgerechnet. Für die Jahre 2020, 2035 und 2050 wurden die Wechselkursannahmen €/CHF gemäss Ecoplan¹⁷ und den Energieperspektiven von Prognos (2012) angenommen. Für 2014 wurde ein CHF/€-Kurs von

¹⁵ Zubau neue Wasserkraftwerke in dieser Grafik inklusiv Pumpspeicherung

¹⁶ Da keine Swissix-Future Preise an der Börse gelistet werden, wurde für die ersten Jahre der EEX Phelix Base-Future, gehandelt am 5. Juli 2013, plus einem Aufschlag von 7 €/MWh abgeleitet aus historischen Preisdifferenzen zwischen Deutschland/Österreich und der Schweiz verwendet.

¹⁷ Ecoplan (2012), Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen.



1.23 angenommen und zwischen den Jahren 2014 und 2020, 2020 und 2035 und 2035 und 2050 wurde linear interpoliert.

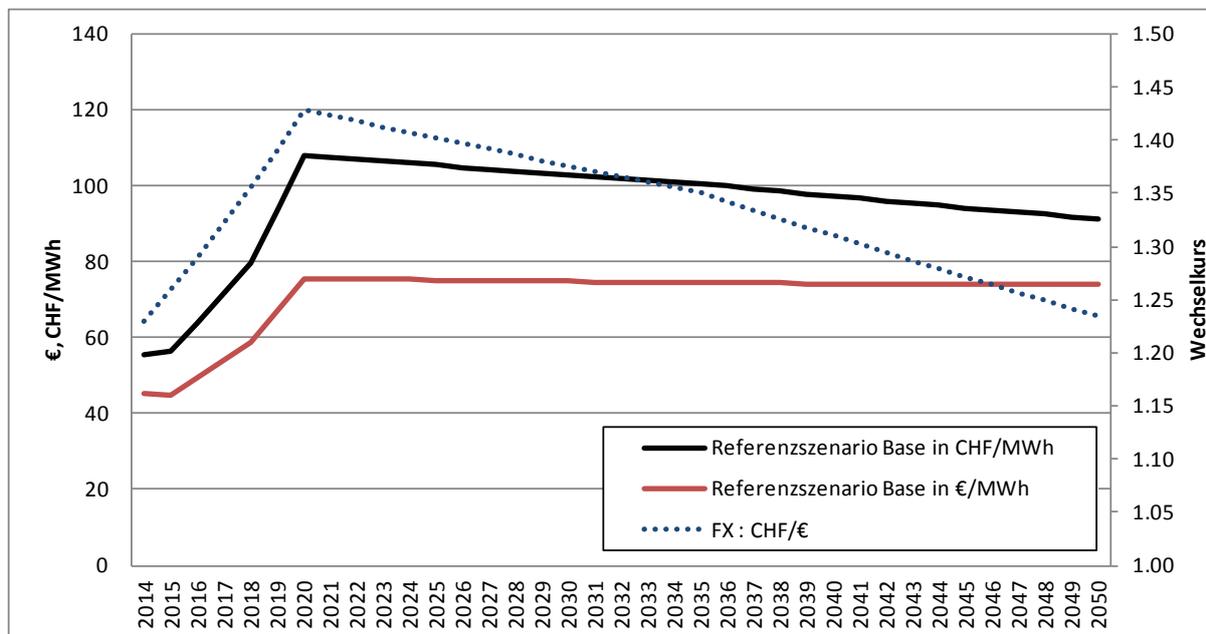


Abbildung 4: Preiskurve im Referenzszenario in Euro und CHF (real 2010).

Die Preiskurve zeigt einen starken Anstieg vom heutigen tiefen Niveau bis 2020. Gründe dafür sind die angenommene Erholung der Wirtschaft und Anstieg der industriellen Produktion mit entsprechendem Stromnachfragewachstum in Europa. Dies führt zusammen mit der Abschaltung von alten thermischen Kraftwerken zu einem Abbau der bestehenden Überkapazitäten und einem Rückgang der Reservemargen. Wie die Abbildung 3 gezeigt hat, führt auch der starke Anstieg des CO₂-Preises bis 2020 dazu, dass die Strompreiskurve steigt. Die angenommene Erholung des Euro bis 2020 führt dazu, dass die Preiskurve in CHF zunächst stärker ansteigt, ab 2020 aber gegenüber dem Euro wieder verliert.

Da die Strompreisprognose mit vielen Unsicherheiten verbunden ist, werden in der Untersuchung noch zwei Sensitivitäten gerechnet, damit ein gewisses Spektrum von möglichen Preisentwicklungen abgedeckt werden kann. Es wird dabei ausgehend vom Referenzszenario ein Aufschlag und Abschlag von 20 Prozent von diesem gerechnet (siehe Abbildung 5).

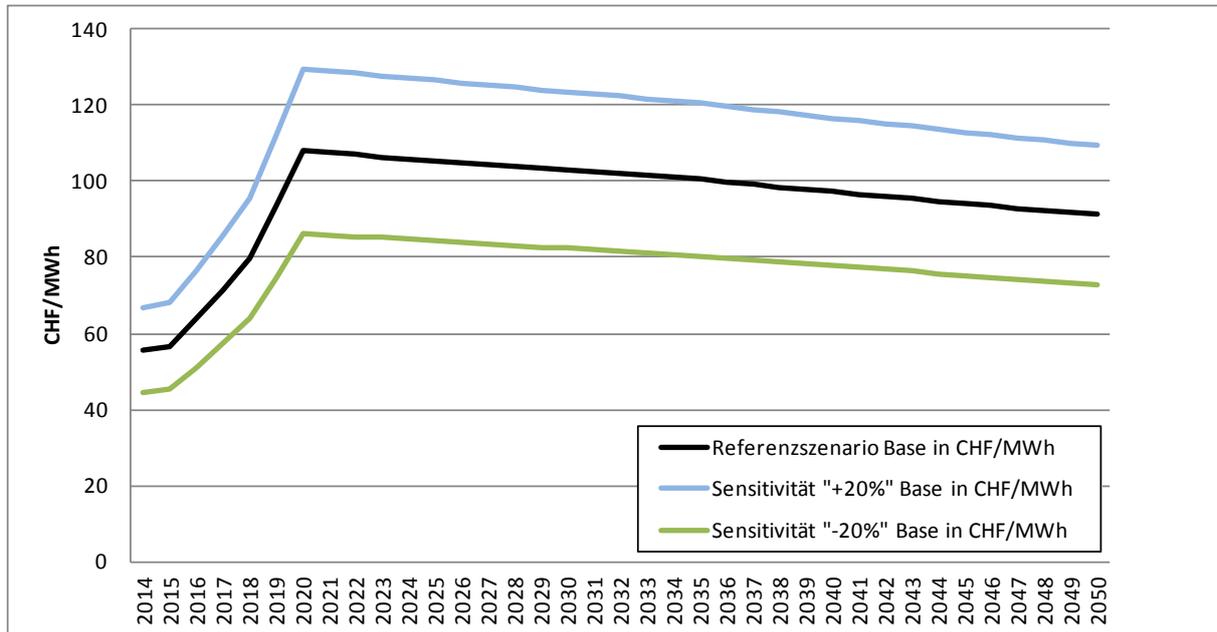


Abbildung 5: Preiskurve im Referenzszenario und Sensitivitäten (real 2010).

Da die Wechselkursannahme einen grossen Einfluss auf die Höhe der Preiskurven hat, wurde auch ein Szenario mit einem anderen Wechselkursverlauf CHF/€ gebildet (Alternativszenario POM C&E mit geglättetem Wechselkurs). Dabei wurde angenommen, dass der Wechselkurs einen geglätteten Verlauf im Vergleich zum Referenzszenario verfolgen wird. Die Preiskurven für Peak und Base mit dem geglätteten Wechselkurs sind in Abbildung 6 dargestellt (mit den oberen Szenarien im Vergleich dazu).

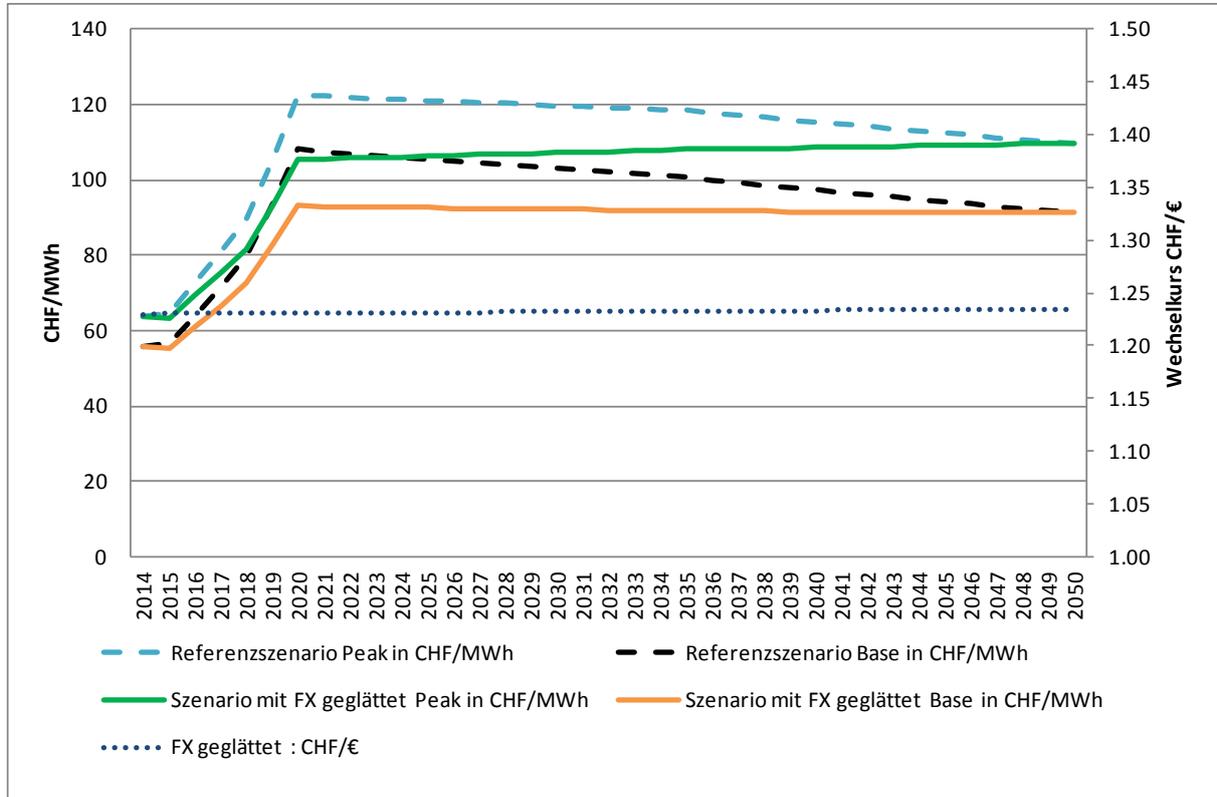
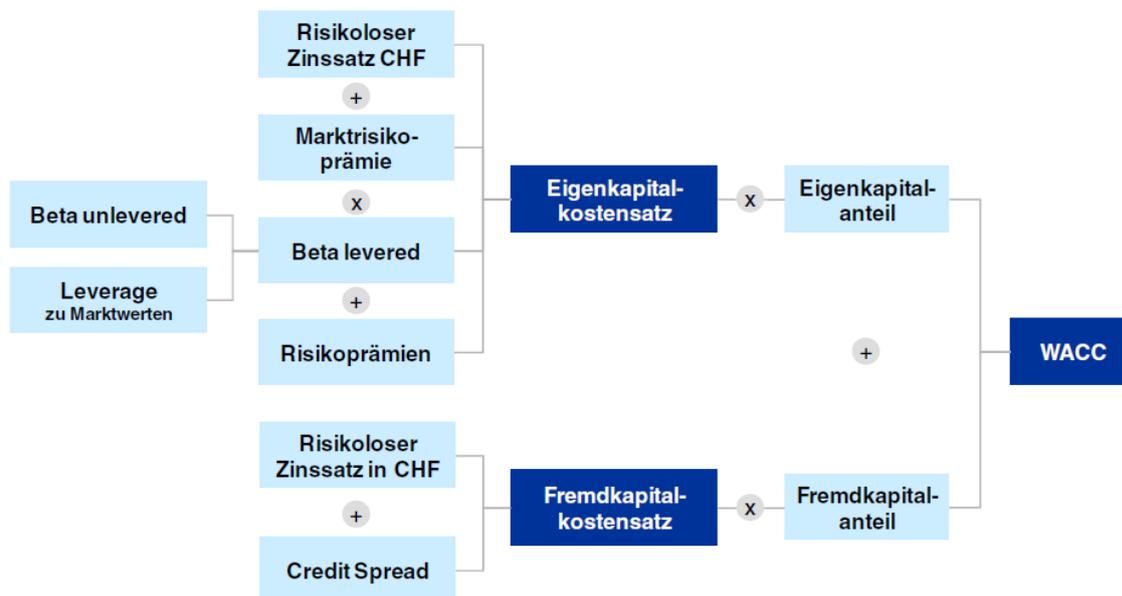


Abbildung 6: Preiskurve für Base und Peak mit dem geglätteten Wechselkurs im Vergleich zum Referenzszenario.

4.4 WACC

Die Herleitung des WACC (Weighted Average Cost of Capital) folgt der Methodik aus einem Gutachten von IFBC im Auftrag des BFE „Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt“ aus dem Jahre 2012. Der WACC stellt dabei den aus den marktwertgewichteten Eigen- und Fremdkapitalkostensätzen resultierenden durchschnittlichen Kapitalkostensatz dar. Er beschreibt die Opportunitätskosten der Kapitalgeber. Der WACC wird verwendet, um im Discounted Cash Flow Modell die jährlichen Cash Flows zu diskontieren und den Nettobarwert einer Investition zu bestimmen (siehe dazu Abschnitt 4.2.). Die Bestimmungsgrößen des WACC sind in Abbildung 7 dargestellt.



Quelle: IFBC 2012

Abbildung 7: Bestimmungsgrößen des WACC.

Für die einzelnen Bestimmungsgrößen wurden entsprechend den Gutachten von IFBC (2012) und Frontier Economics (2012) folgende Annahmen für die Berechnung des Fremdkapitalkostensatzes getroffen:

- Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital beträgt aktuell 2%.
- Der Credit Spread¹⁸ beträgt entsprechend dem Konzept von Frontier Economics mit Bonität von A und BBB aktuell 1.94%.

Es ergibt sich daraus ein Fremdkapitalkostensatz von 3.94%.

Die Berechnung des Eigenkapitalkostensatzes beruht auf folgenden Annahmen:

- Die Marktrisikoprämie¹⁹ beträgt entsprechend IFBC (2012) aktuell 5%.
- Der risikolose Zinssatz für das EK ist entsprechend IFBC (2012) aktuell bei 2.5%.
- Ein Beta unlevered²⁰ von 0.65 wurde angenommen.

Es ergibt sich daraus ein Eigenkapitalkostensatz von 9.59%.

Bei einem angenommenen Fremdkapitalanteil von 60% und Eigenkapitalanteil von 40% ergibt sich daraus einen WACC von nominal 6.2%. Da die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in

¹⁸ Der Credit Spread stellt ein Risikozuschlag für Fremdkapital dar und wird hier inklusive Berücksichtigung von Emissionskosten in Höhe von 50 Basispunkten verwendet.

¹⁹ Die Marktrisikoprämie bezeichnet die über den risikolosen Zinssatz hinausgehende, zusätzliche Rendite, die Anleger für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio erwarten.

²⁰ Das Beta ist ein Risikomass, welches das relative Risiko des Unternehmens gegenüber dem allgemeinen Marktrisiko darstellt. Unter der Annahme eines Steuersatzes von 21% ergibt dies ein levered Beta von 1.42. Der angenommene Wert für das unverschuldete Beta richtet sich nach dem Risikomass der Vergleichsgruppe der konventionellen Stromerzeuger mit einem Wert von 0.66 in der Studie von Frontier Economics (2012). Im Vergleich dazu beträgt das Beta unlevered in der Studie von IFBC (2012) bei Netzbetreibern aktuell 0.40 und in der Studie von Frontier Economics (2012) bei Wind- und Wasserkraftproduzenten in der KEV 0.43, bei Biomasseproduzenten in der KEV 0.53 und bei Geothermieproduzenten in der KEV 0.66.



realen Werten (2010) durchgeführt werden, wurde bei einer langfristigen Inflationserwartung von 1.5% mit einem realen WACC (2010) von 4.63% gerechnet.²¹

Gemäss dem Tätigkeitsbericht der EICom 2012 wendet die EICom zur Berechnung des WACC bei der Stromproduktion dasselbe Verfahren an wie bei der Ermittlung des Netz-WACC, mit entsprechend angepassten Parametern. Für die Jahre 2009 und 2010 resultierte ein WACC von 6.09 Prozent (rund 1.5 Prozentpunkte höher als im Netz). Für das Tarifjahr 2014 ergibt dies bei einem Aufschlag von 1.5% auf den Netz-WACC von 4.7% ebenfalls ein WACC von 6.2% nominal und liegt damit genau im selben Bereich wie oben beschrieben.

Es gilt hier allerdings zu berücksichtigen, dass die Höhe des angemessenen WACC stark abhängig ist von den Risiken eines Investitionsprojekts und somit vom regulatorischen Umfeld. Der oben ermittelte WACC soll demnach im Umfeld eines kompetitiven Produktionsmarktes gesehen werden, wo die Produzenten den Preisrisiken ausgesetzt sind.

Unter der Annahme, dass sich aufgrund eines Fördersystems die Risiken für den Investor reduzieren, ist dies auch in der Risikobetrachtung zu berücksichtigen. Es wird deshalb mit einer Sensitivität gerechnet, welche von einem tieferen Produzentenrisiko ausgeht. Es werden folgende Anpassungen im Vergleich zum Referenzfall vorgenommen:

- Beta unlevered von 0.43 (entsprechend der Studie von Frontier Economics für Kleinwasserkraftwerke in der KEV).
- Anpassung des Credit Spread mit Bonität AA und A anstatt A und BBB im Referenzfall (aktuell 1.25% anstatt 1.94%).

Dadurch ergibt sich ein Fremdkapitalkostensatz von 3.25% und ein Eigenkapitalkostensatz von 7.20%, was bei dem Eigen- und Fremdkapitalanteil wie oben angegeben einen nominalen WACC von 4.83% ergibt. Dies entspricht einem realen WACC (2010) von 3.28% bei einer langfristigen Inflationserwartung von 1.5%.

5 Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Grosswasserkraftprojekten

5.1 Übersicht über die eingegangenen Projekte

Von den 25 berücksichtigten Projekte beinhalten 22 Projekte eine Produktionserhöhung und 19 Projekte eine Leistungserhöhung. 18 Projekte umfassen sowohl eine Produktions- als auch eine Leistungserhöhung während 2 Projekte weder zu einer Produktions- noch Leistungserhöhung führen und somit ausschliesslich eine zusätzliche saisonale Umlagerung ermöglichen.

Insgesamt haben die berücksichtigten Wasserkraftprojekte eine zusätzliche Produktionserwartung in der Höhe von 2'617 GWh. Wird dies auf die ganze Schweiz hochgerechnet, so ergibt sich eine mögliche Zusatzproduktion aus der Grosswasserkraft von insgesamt rund 3'271 GWh. Obwohl die Methodik nicht die gleiche ist, liegt dieser Wert in derselben Grös-

²¹ Die Beziehung zwischen Nominalzins und Realzins lautet: $i = r + \pi + r\pi$, wobei i den Nominalzins, r den Realzins und π die Inflationsrate darstellt.



senordnung wie die in der Studie „Wasserkraftpotenzial der Schweiz“²² im Sommer 2012 ausgewiesenen Potenziale der Grosswasserkraft. Von der Produktionserhöhung fallen 2'155 GWh (82%) auf Neubauprojekte und 462 GWh (18%) auf Ausbauprojekte. Die Leistungserhöhung der untersuchten Wasserkraftprojekte insgesamt beträgt 851 MW wovon 552 MW (65%) auf Neubauprojekte und 300 MW (35%) auf Ausbauprojekte fallen. Deren Investitionssumme insgesamt beträgt 5'942 Millionen CHF, die sich auf 4'508 Millionen CHF (76%) für Neubauprojekte und 1'434 Mio. CHF (24%) für Ausbauprojekte aufteilt.

5.2 Spezifische Investitionskosten

Die durchschnittlichen, gewichteten spezifischen Investitionskosten der 19 Projekte mit Leistungserhöhung betragen 5'995 CHF/kW. Beim grössten Teil der Projekte betragen die spezifischen Investitionskosten 4'000 – 10'000 CHF/kW installierter Leistung (siehe Abbildung 8). Im Vergleich zu früheren Studien zur Rentabilität der Wasserkraft²³ zeigt sich, dass die noch nicht realisierten, im Rahmen dieser Studie untersuchten Projekte der Grosswasserkraft deutlich über den damals ausgewiesenen 1'000 – 2'000 CHF/kW installierter Leistung liegen und somit relativ teurer sind. Die tendenziell teuersten Projekte sind jene, die gleichzeitig eine Schwall-Sunk Sanierung umfassen mit gewichteten, durchschnittlichen gewichteten spezifischen Investitionskosten von 8'644 CHF/kW. Diese hohen Investitionskosten sind darin begründet, dass Wasserkraftwerke zum Zwecke der Schwall-Sunk Sanierung nicht auf eine optimale Ausnutzung der Wasserkraft sondern auf die Ausleitung des Schwallwassers ausgelegt sind und somit eine niedrigere Produktion erzielen. Zusätzlich sind je nach Standort und Auslegung zusätzliche Bauten wie Ausgleichsbecken vorzusehen. Werden die Projekte zum Zwecke der Schwall-Sunk Sanierung ausgenommen, betragen die gewichteten, durchschnittlichen Investitionskosten der untersuchten Projekte 3'466 CHF/kW.

Der Vergleich zu den Investitionskosten von Projekten, die in den letzten Jahren realisiert wurden oder sich aktuell im Bau befinden zeigt²⁴, dass sich diese nicht bedeutend von den noch nicht realisierten Projekten dieser Studie unterscheiden (siehe grüne Datenpunkte in Abbildung 8). Es muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass die Investitionsentscheide für die meisten dieser Projekte einige Jahre zurück liegen und somit noch in einem wesentlich besseren Marktumfeld und unter Annahme einer positiveren Marktentwicklung gefällt wurden.

²² Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050; Bundesamt für Energie, 1.6.2012.

²³ Vgl. u. a. Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale; CEPE ETH Zürich und Mecop Universität della Svizzera Italiana; Dezember 2001.

²⁴ Kraftwerke Ruppoldingen, Rheinfelden, Eglisau, Hagneck und Rüchlig. Angaben aus öffentlichen Quellen dieser Kraftwerksgesellschaften.

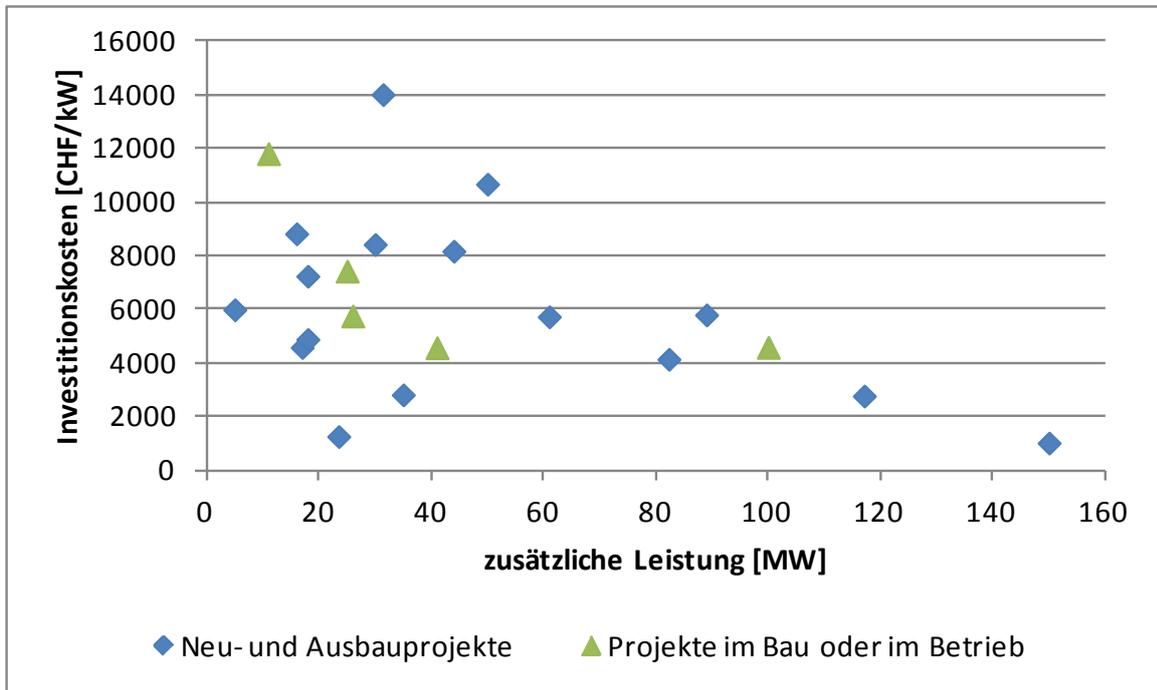


Abbildung 8: Spezifische Investitionskosten der Kraftwerksprojekte, ausgenommen drei Projekte mit sehr hohen spezifischen Investitionskosten, bei denen die Leistungserhöhung nicht im Vordergrund steht.

5.3 Planungsstand und Realisierungshemmnisse der Projekte

Da die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftprojekten zwar ein wichtiger, aber nicht der einzige entscheidende Faktor für die Planung und schliesslich die Realisierung von Wasserkraftwerkprojekten ist, wurden neben den technischen und energiewirtschaftlichen Eckdaten zusätzlich Informationen zum Stand der Projektplanung erhoben. Ebenfalls wurde eine qualitative Einschätzung der Projektanten zu Hemmnissen und zur Realisierungswahrscheinlichkeit (siehe nachfolgende Kapitel) der einzelnen Projekte abgefragt.

Von den 25 berücksichtigten Projekten²⁵ befinden sich 5 Projekte im Stadium der strategischen Planung, für 12 Projekte wurden bereits Vorstudien erstellt und 8 Projekte befinden sich bereits in der Projektierungsphase.

Bezüglich Realisierungshemmnisse konnten die Kraftwerksgesellschaften für jedes der eingegebenen Projekte die drei bedeutendsten Realisierungshemmnisse nennen.

In der nachfolgenden Abbildung 9 werden die genannten Hemmnisse übersichtsartig dargestellt. Gemäss den Projektanten ist die mangelnde Wirtschaftlichkeit mit insgesamt 24 Nennungen das mit Abstand bedeutendste Realisierungshemmnis. Weitere bedeutende Hemmnisse sind ökologisch/gesellschaftliche Bedenken (10 Nennungen) und Restriktionen im Zusammenhang mit der Konzession (Projekt bedingt Neukonzessionierung der Gesamtanlage oder zu kurze verbleibende Konzessionsdauer; 15 Nennungen). Weitere mögliche Hemm-

²⁵ Projektphasen nach SIA Norm 112: Strategische Planung, Vorstudie, Projektierung



nisse wie fehlende personelle und/oder finanzielle Ressourcen, technologisch bedingte hohe Investitionskosten und andere Hemmnisse spielen hingegen eine untergeordnete Rolle. Diese Hemmnisse können nicht unabhängig betrachtet werden da gewisse Abhängigkeiten (bspw. zwischen Wirtschaftlichkeit und ökologischen Bedenken oder Konzessionsfragen) bestehen können.

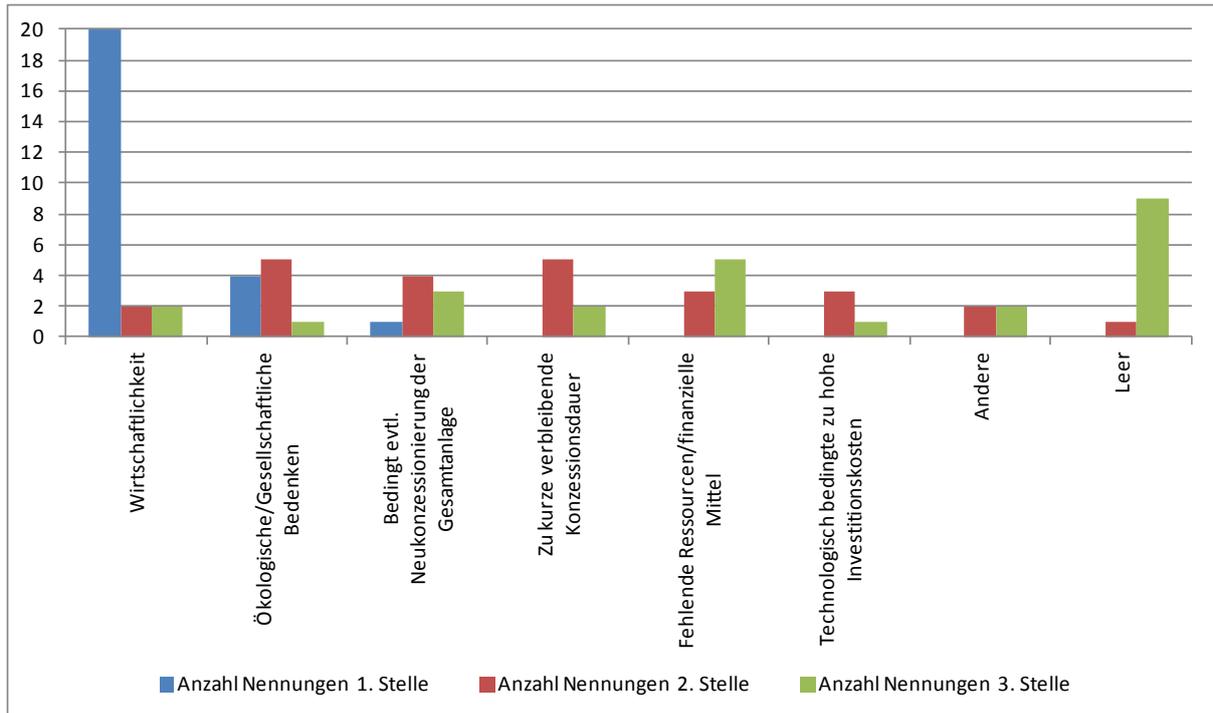


Abbildung 9: Hemmnisse nach Anzahl Nennungen.

Im Weiteren wurden die Projektanten gefragt, wie sie die Realisierungswahrscheinlichkeit einschätzen würden, wenn die Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. Möglich waren Antworten der Ausprägungen „tief“, „mittel“ und „hoch“. Während insgesamt die Realisierungswahrscheinlichkeit bei gegebener Wirtschaftlichkeit relativ gut beurteilt wird, zeigt sich auch, dass Speicherkraftwerke relativ gesehen als einfacher umsetzbar angesehen werden (siehe Abbildung 10). Demgegenüber konnte kein Zusammenhang zwischen dem Stand der Projektplanung und der Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit festgestellt werden. Aufgrund der kleinen Grundgesamtheit ist die Aussagekraft diesbezüglich jedoch beschränkt.

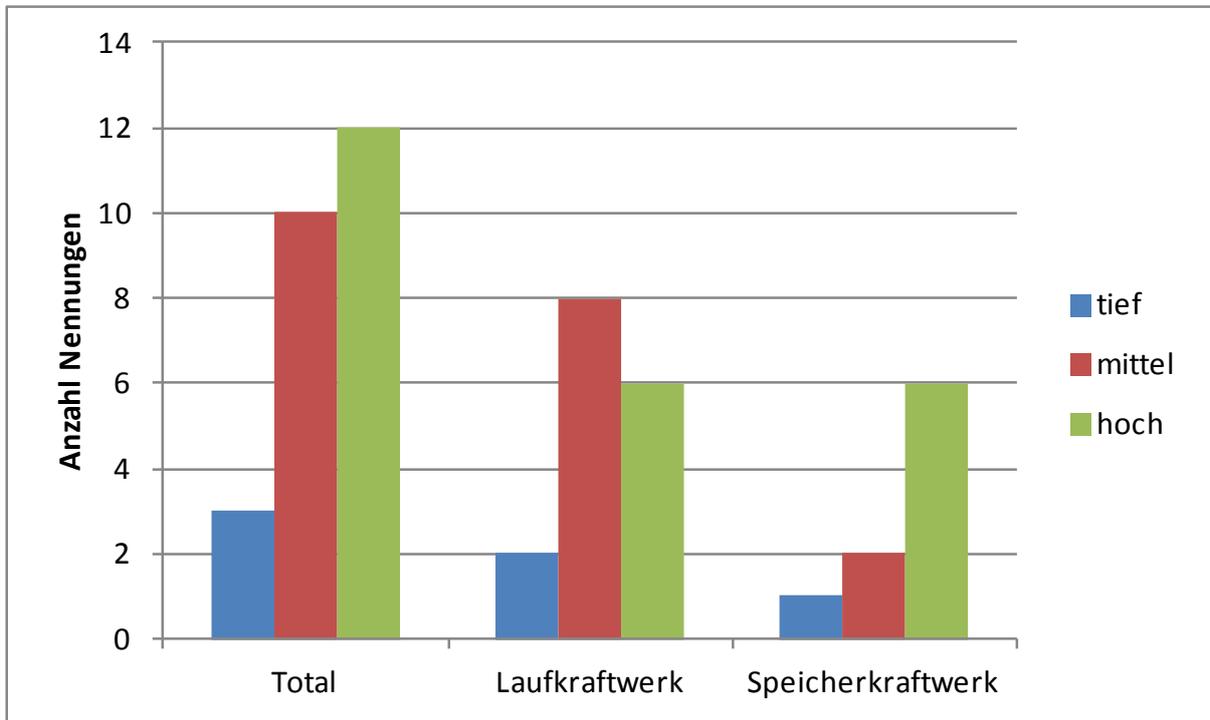


Abbildung 10: Einschätzung der Projektanten zur Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte bei gegebener Wirtschaftlichkeit.

5.4 Rentabilität der Projekte im Referenzszenario (POM C&E)

5.4.1 Gesteungskosten

In der folgenden Abbildung 11 werden die ermittelten Gesteungskosten der Projekte dargestellt, die mit einer Produktionserhöhung verbunden sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei einigen Projekten nicht die Produktionserhöhung, sondern andere Nutzen wie eine Leistungserhöhung oder eine zusätzliche Schwall-Sunk Sanierung im Vordergrund stehen. Für diese Projekte sind die ermittelten Gesteungskosten von bis zu 30 Rp./kWh nicht aussagekräftig.

Bei den meisten Projekten, bei denen die Erhöhung der Produktion im Vordergrund steht, liegen die durchschnittlichen, nach zusätzlicher Produktion gewichteten Gesteungskosten im Bereich zwischen 10 und 15 Rp./kWh. Die durchschnittlichen, gewichteten Gesteungskosten aller Projekte betragen 14.06 Rp./kWh. Diese Wasserkraftwerke würden somit zu deutlich höheren Kosten produzieren als die zurzeit beobachteten Preise auf den Strommärkten von rund 5 Rp./kWh. Da im Referenzszenario des BFE mittelfristig ein Preisanstieg erwartet wird mit Preisen ab 2020 zwischen 9 und 11 Rp./kWh, reduziert sich auf mittlere bis lange Sicht die Differenz zwischen Gesteungskosten und Marktpreisen und ein Teil der Projekte könnten positive Erträge erwirtschaften. Diese mittel- bis langfristigen Erträge werden unter den gegebenen Annahmen jedoch nicht ausreichen um die Wirtschaftlichkeit sicher zu stellen. Die Projekte weisen trotzdem einen negativen NPV aus.



Rp./kWh, Eigenkapitalkosten 3.3 Rp./kWh) mit 9.9 Rp./kWh oder 70% der gesamten Kosten einen bedeutenden Teil ausmachen. Weitere wichtige Kostenkomponente stellen mit durchschnittlich 1.4 Rp./kWh die an die Kanton und Gemeinden zu leistenden Wasserzinsen und die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung mit 2.0 Rp./kWh dar. Demgegenüber fallen die Steuern (0.4 Rp./kWh) weniger ins Gewicht, wobei die tiefen Steuerkosten hauptsächlich auf die im Rahmen des Referenzpreisszenarios prognostizierte schlechte Ertragslage in den kommenden Jahren zurückzuführen sind.

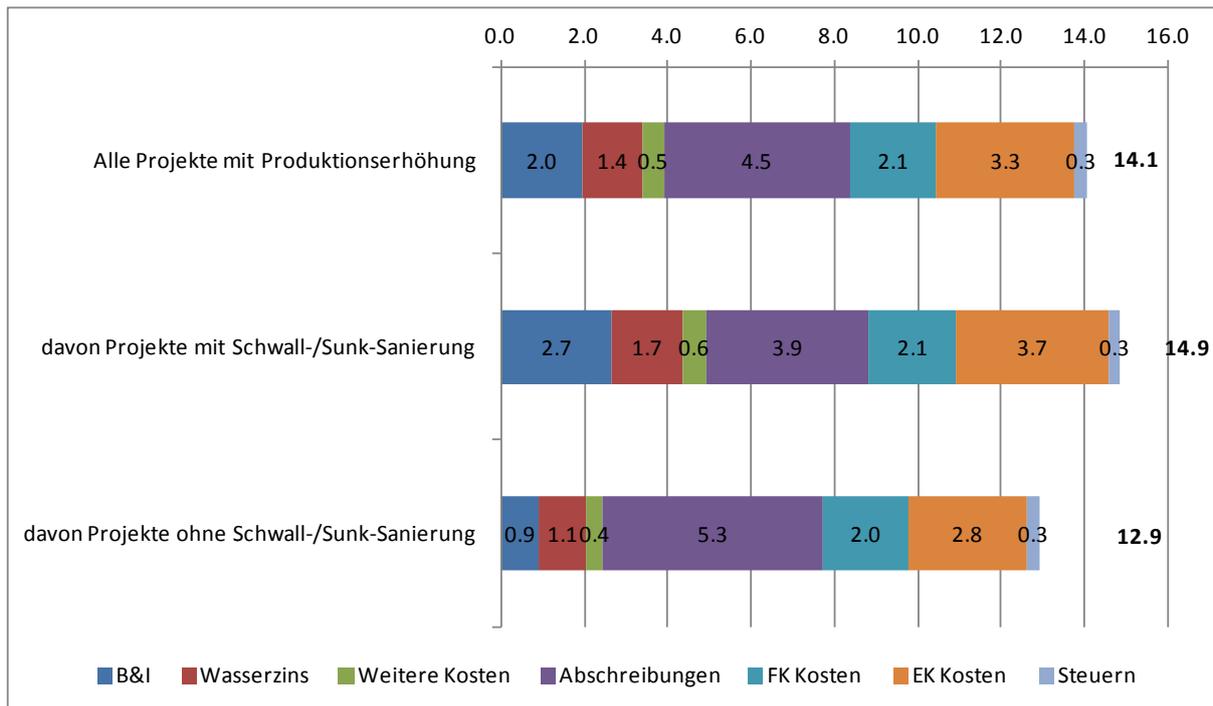


Abbildung 12: Durchschnittliche, gewichtete Gestehungskosten aller Projekte mit zusätzlicher Produktion nach Kostenart.

5.4.3 Nettobarwerte

Über eine Abzinsung der mit den Projekten verbundenen Zahlungsflüsse auf den heutigen Zeitpunkt wurden die Nettobarwerte (Net Present Value, NPV) der Projekte berechnet. Ein Nettobarwert grösser als null bedeutet, dass ein Projekt generell wirtschaftlich ist, ein solcher unter null weist auf eine fehlende Wirtschaftlichkeit hin. In der Abbildung 12 sind die errechneten Nettobarwerte der Projekte mit Produktionserhöhung aufgeführt. Projekte, welche eine Schwall-Sunk-Sanierung beinhalten, werden in roter Farbe dargestellt.

Wie man in Abbildung 13 sieht ist nur gerade ein Projekt knapp wirtschaftlich (mit einem Nettobarwert von 6.6 Mio. CHF). Alle anderen Projekte weisen negative Nettobarwerte auf und sind somit unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich, wobei für die meisten Projekte Nettobarwerte in der Grössenordnung von null bis minus 100 Mio. CHF errechnet wurden. Diejenigen Projekte mit Schwall-/Sunk Sanierung weisen deutlich negativere Nettobarwerte auf.

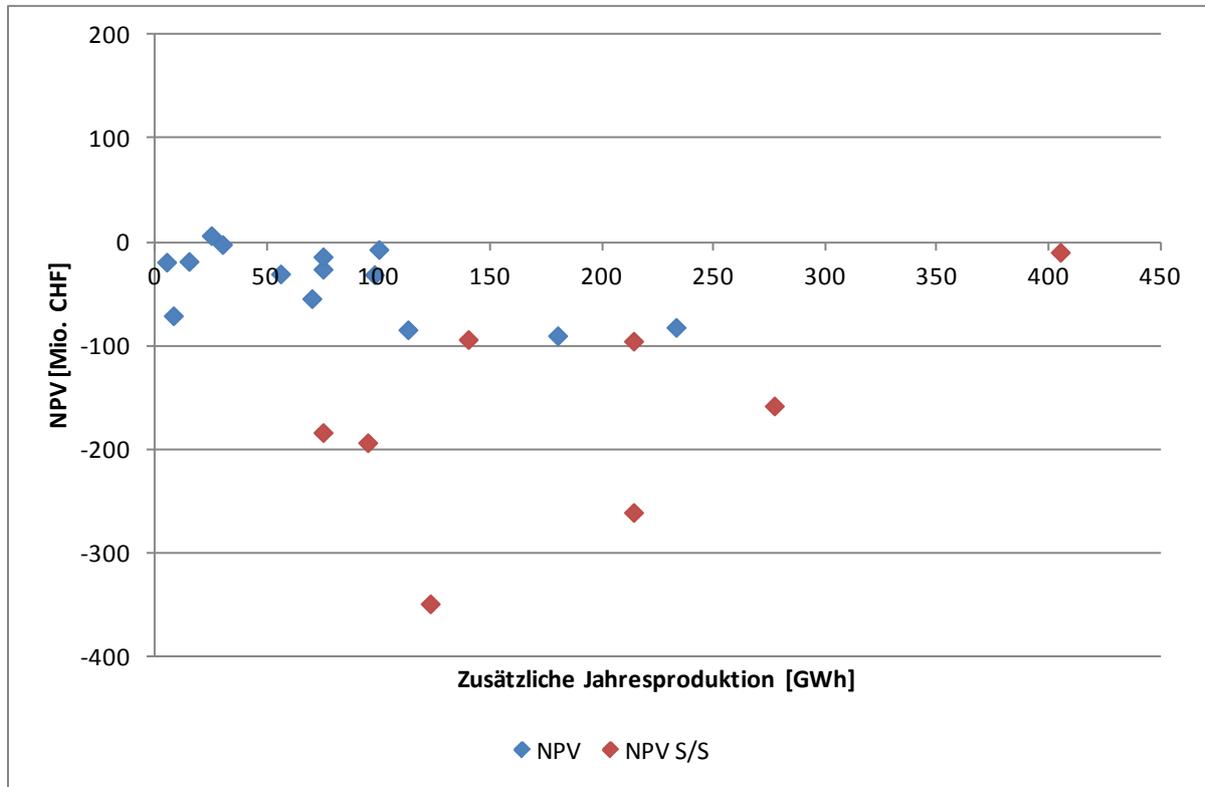


Abbildung 13: Nettobarwerte aller Projekte mit Produktionserhöhung.

In der nachstehenden Abbildung 14 sind die Nettobarwerte der Projekte mit Leistungserhöhung aufgeführt. Hier zeigt sich im Vergleich zur obenstehenden Grafik ein ähnliches Bild. Nur gerade ein Projekt weist einen knapp positiven Nettobarwert auf. Für einen Grossteil der Projekte resultiert wiederum ein Nettobarwert in der Grössenordnung von null und minus 100 Mio. CHF wobei auch hier diejenigen Projekte mit einer Schwall-/Sunk-Sanierung deutlich negativer abschneiden.

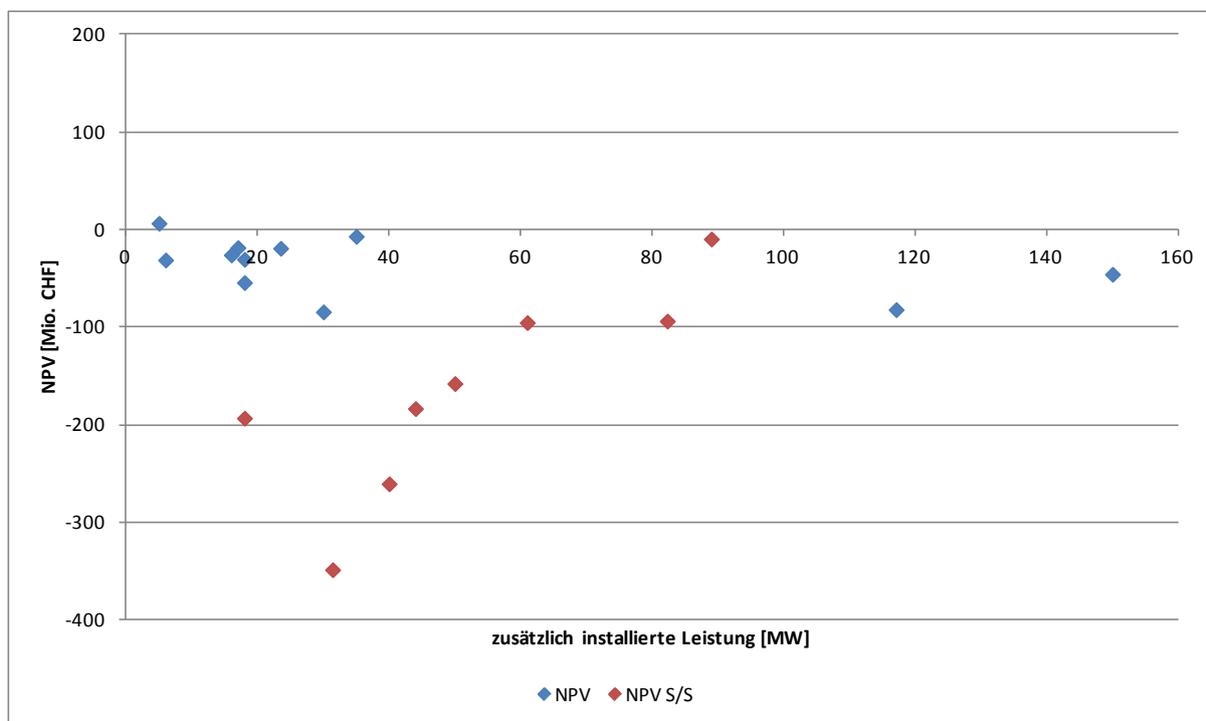


Abbildung 14: Nettobarwerte aller Projekte mit Leistungserhöhung.

5.4.4 Internal Rate of Return

Um die Wirtschaftlichkeit der Projekte umfassend abschätzen zu können, wurde für jedes Projekt zusätzlich zum Nettobarwert der Internal Rate of Return (Interner Zinssatz, IRR) errechnet. Der IRR eines Projekts stellt denjenigen Diskontfaktor dar, bei dem die abgezinsten zukünftigen Erträge genau den gesamten abgezinsten Kosten entsprechen, respektive bei welchem der Nettobarwert gerade null betragen würde. Ist der interne Zinssatz grösser als der verwendete Kalkulationsszinssatz ist ein Projekt wirtschaftlich, im umgekehrten Fall nicht wirtschaftlich. Der interne Zinssatz ist insbesondere auch darum interessant, weil er im Vergleich zum Nettobarwert unabhängig gegenüber der Grösse eines Projektes ist.

In der Abbildung 15 sind die IRR-Werte für alle Projekte mit Produktionserhöhung aufgeführt. Als Vergleichsgrösse wird der bei der Berechnung verwendete kalkulatorische Zinssatz (WACC) von realen 4.63% dargestellt²⁸. Liegt der IRR eines Projekts über dem WACC, ist es unter den getroffenen Annahmen als wirtschaftlich zu betrachten, im umgekehrten Fall als nicht wirtschaftlich. Wie aus der Abbildung ersichtlich, weist nur gerade ein Projekt einen IRR auf, welcher den WACC übersteigt. Alle anderen Projekte weisen einen tieferen IRR oder sogar einen negativen IRR auf und sind unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich. Ein negativer IRR bedeutet, dass ein Projekt sogar unter Vernachlässigung von Kapitalkosten unwirtschaftlich ist.

²⁸ Herleitung siehe Kapitel 4.4.

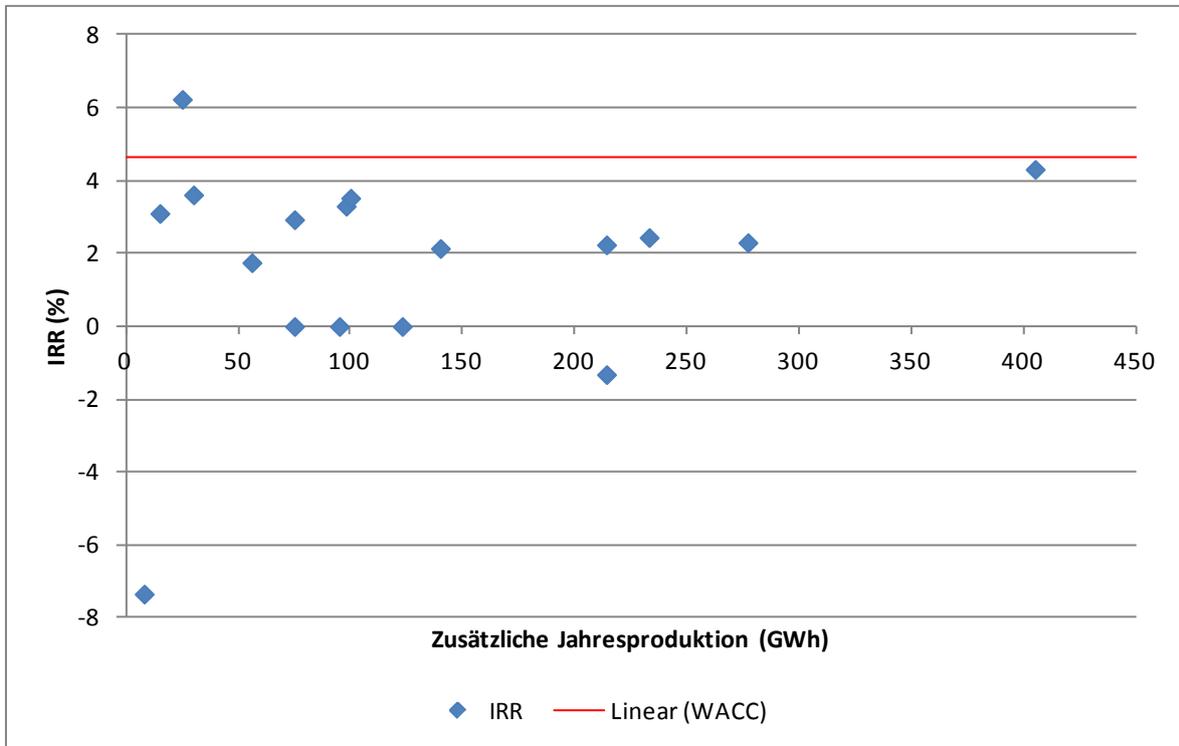


Abbildung 15: Interner Zinssatz aller Projekte mit Produktionserhöhung.

Bei den IRR-Werten der Projekte mit Leistungserhöhung zeichnet sich das gleiche Bild. Nur ein Projekt weist einen höheren IRR als den WACC auf und ist somit wirtschaftlich. Alle anderen Projekte haben tiefere oder wiederum sogar negative IRR-Werte (siehe Abbildung 16).

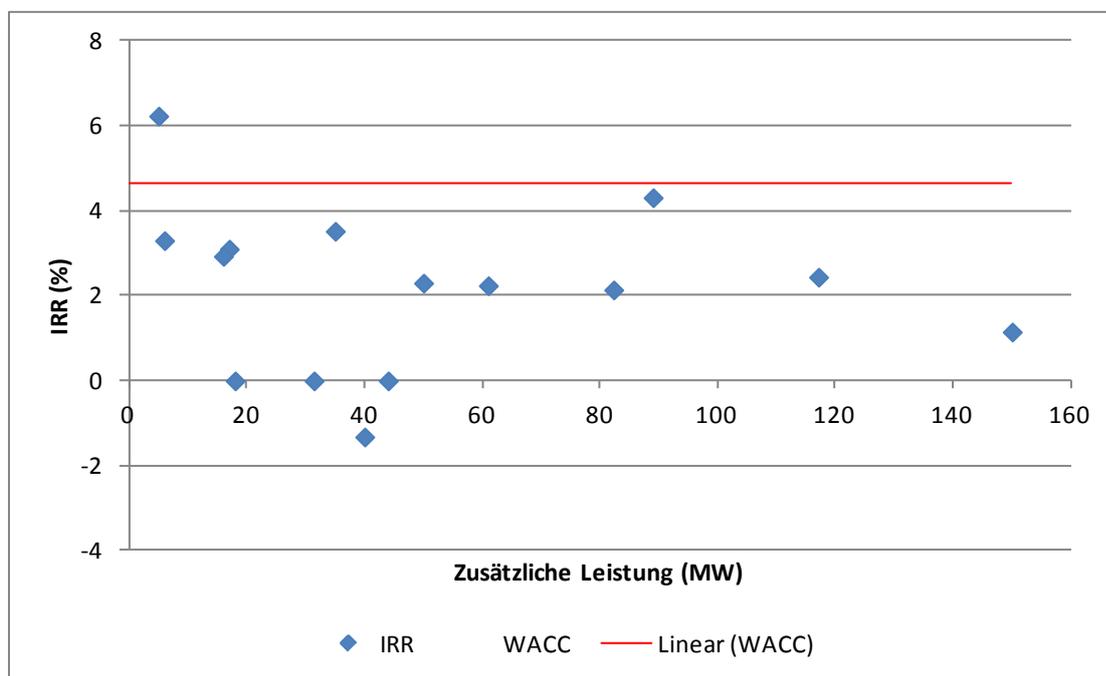


Abbildung 16: Interner Zinssatz aller Projekte mit Leistungserhöhung.

5.4.5 Zusatzkosten des Wasserkraftausbaus

Sortiert man die Gestehungskosten der einzelnen Projekte in aufsteigender Reihenfolge und summiert deren zusätzliche Produktion entsprechend auf, erhält man eine Zusatzkostenkurve des Wasserkraftausbaus, der durch die untersuchten Projekte realisiert werden könnte. Diese wird in der Abbildung 17 dargestellt. Eine Zusatzkostenkurve ist insofern interessant, als sie aufzeigt zu welchem Preis ein gewisser politisch erwünschter Ausbau der Wasserkraft erzielt werden könnte. Mit den aktuellen Strompreisen in der Größenordnung von 5 Rp./kWh rechnet sich längerfristig kein einziges der untersuchten Neu- und Ausbauprojekte. Ginge man bei durchschnittlichen Gestehungskosten von rund 12 Rp./kWh von konstanten Stromabsatzerlösen von 11 Rp./kWh über die gesamte Betriebsdauer aus, wären beispielsweise Projekte mit einer Produktionserwartung von insgesamt rund 1'500 GWh/Jahr wirtschaftlich

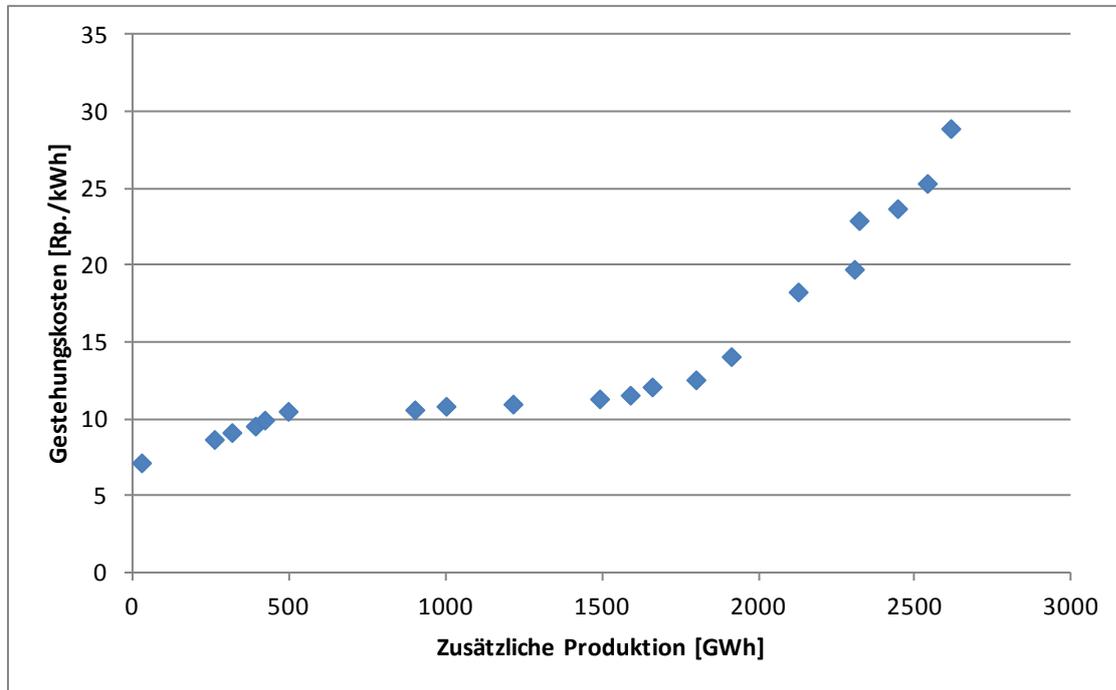


Abbildung 17: Zusatzkosten des Wasserkraftausbaus, ausgenommen zwei Projekte mit sehr hohen Gestehungskosten, bei denen die Produktionserhöhung nicht im Vordergrund steht.

5.5 Rentabilität der Projekte im Alternativszenario (POM C&E mit geglättetem Wechselkurs)

Die Produktion der Wasserkraftwerke wird heute durch die Kraftwerksgesellschaften nicht mehr nur im Schweizer Markt verkauft sondern immer häufiger über europäische Strombörsen abgesetzt. Die Preise für Handelsgeschäfte sind in Euro denominated, wodurch die Erträge der Kraftwerksgesellschaften in Euro anfallen. Die Kosten entstehen den Gesellschaften jedoch hauptsächlich an den jeweiligen Kraftwerksstandorten in der Schweiz und fallen somit in Schweizer Franken an. Aufgrund dieser Unterschiede in der Denominierung der Kosten und Erträge spielt der Wechselkurs €/CHF eine wichtige Rolle. Im Referenzszenario wurde analog zu den Energieperspektiven²⁹ eine relativ rasche Erholung des Eurokurses bis 2020 auf 1.42 CHF/€ mit einer anschliessenden Absenkung auf 1.25 CHF/€ angenommen. Seit der Publikation der Energieperspektiven 2050 hat sich der Eurokurs nun noch nicht normalisiert. Ob er dies in Zukunft tun wird ist ungewiss. Um diese Unsicherheit erfassen zu können, wurde in einem Alternativszenario ein konstanter Eurokurs von 1.23 CHF/€ angenommen.

Der im Alternativszenario fehlende Anstieg des Eurokurses in der mittleren Frist (bis 2020) führt wie zu erwarten war zu geringeren Erträgen in Schweizer Franken und die Projekte werden somit tendenziell unwirtschaftlicher. Je nach Projekt fällt dieser Effekt unterschiedlich aus. So reduziert sich beispielsweise der Nettobarwert des einzigen rentablen Projekts von 6.6 auf 4.5 Mio. CHF ist aber nach wie vor positiv. Sowohl bei NPV als auch IRR bleiben die übrigen Projekte unwirtschaftlich. Die durchschnittlichen Gestehungskosten reduzieren sich,

²⁹ Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Prognos AG im Auftrag des BFE, 12.09.2012



dies allerdings nur minim über reduzierte Steuerkosten infolge tieferer Erträge. Die detaillierten Abbildungen finden sich der Übersichtlichkeit halber in Anhang 1.

5.6 Sensitivitäten der Preise und WACC

Darstellungen von zukünftigen Entwicklungen sind naturgemäss mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Um diese Unsicherheiten erfassen zu können werden üblicherweise neben Szenarien Sensitivitäten berechnet. In einer Sensitivitätsrechnung werden jeweils einzelne Parameter verändert und danach die Auswirkungen dieser Veränderungen betrachtet. In der vorliegenden Analyse betreffen die grössten Unsicherheiten die Strompreisentwicklung und die Kapitalkosten. Dementsprechend werden nachfolgend die Auswirkungen einer Preiserhöhung, respektive einer Preissenkung über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20% gegenüber dem Referenzszenario, sowie die Auswirkungen von reduzierten Kapitalkosten betrachtet.

5.6.1 Sensitivität der Preise + 20%

Eine Erhöhung der Strompreise über den gesamten Betrachtungszeitraum um 20% gegenüber dem Referenzszenario führt zu bedeutend höheren, resp. weniger negativen Nettobarwerten. So erhöht sich der Nettobarwert des einzigen im Referenzszenario wirtschaftlichen Projekts von 6.6 auf 12.1 Mio. CHF. Gesamthaft sind unter diesen optimistischeren Annahmen 5 Projekte wirtschaftlich. Die restlichen Projekte haben deutlich höhere, wenn auch immer noch negative NPV. Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten erhöhen sich aufgrund der Steuern von 14.1 auf 14.3 Rp./kWh. Die Abbildungen mit den detaillierten Resultaten finden sich in Anhang 1.

5.6.2 Sensitivität der Preise - 20%

Eine Absenkung der Strompreise über den gesamten Betrachtungszeitraum um 20% gegenüber dem Referenzszenario führt zu bedeutend tieferen, resp. negativeren Nettobarwerten und IRR. Der NPV des im Referenzszenario wirtschaftlichen Projekts ist mit 1 Mio. CHF nur noch knapp im positiven Bereich. Alle anderen Projekte sind nach wie vor unwirtschaftlich. Auch mit dieser Sensitivität reduzieren sich die Gestehungskosten minim aufgrund der tieferen Steuerkosten.

5.6.3 Sensitivität WACC tief (WACC real 3,28% anstatt 4,63%)

Eine Reduktion des kalkulatorischen Zinssatzes WACC lässt sich einerseits über durch ein verändertes Zinsumfeld reduzierte Eigen- und/oder Fremdkapitalkosten begründen. Andererseits würde eine längerfristige Förderung des Bundes die Risiken der entsprechenden Projekte reduzieren, was über verminderte Risikoprämien ebenfalls zu einem tieferen WACC führen würde. Der reale WACC von 3,28% entspricht dem heute bei der Berechnung der Stromnetzkosten verwendeten Kalkulationszinssatz und entspricht einem Umfeld mit sehr tiefen Risiken.



Das Bild bei dieser Sensitivität sieht uneinheitlich aus. Je nach Kostenstruktur steigt bei einigen Projekten der Nettobarwert, bei anderen sinkt er. Unter Annahme des tieferen WACC weisen 3 einen positiven Nettobarwert aus. Auch sind nun mehrere Projekte nahe bei einem NPV von null. Die Zusatzkostenkurve verschiebt sich aufgrund fallender Gestehungskosten deutlich nach unten. Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten sinken von 14.1 auf 12.5 Rp./kWh was auf die tieferen Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten zurückzuführen ist. Die Abbildungen mit den detaillierten Ergebnissen finden sich in Anhang A.

5.7 Fazit aus der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit

Die im Rahmen dieser Studie untersuchten Wasserkraftwerkprojekte haben eine erwartete Produktion von 2'617 GWh, welche auf die ganze Schweiz hochgerechnet ein Potenzial von Wasserkraftprojekten mit einer Zusatzproduktion von insgesamt rund 3'271 GWh ergeben. Dies entspricht - trotz abweichender Methodik - ungefähr dem im Rahmen der Studie „Wasserkraftpotenzial der Schweiz“³⁰ ermittelten Ausbaupotenzial für die Grosswasserkraft. Da die vorliegende Studie nur Potenziale erfasst, für deren Erschliessung bereits Vorstudien oder Projektplanungsarbeiten im Gange sind, konnten gewisse zusätzlich vorhandene Potenziale wie Vergrösserungen von Triebwasserleitungen, neue Seen aufgrund von Gletscherschwund oder Effizienzsteigerungen durch Ausrüstungsersatz am Ende der Lebensdauer in dieser Studie nicht erfasst und untersucht werden.

Die Bewertung dieser Wasserkraftprojekte ergibt folgende Resultate:

- Die Gestehungskosten der bewerteten Projekte liegen mit durchschnittlich knapp 13 Rp./kWh³¹ (+/- 3 Rp./kWh) deutlich über den heutigen durchschnittlichen Gestehungskosten von grossen Wasserkraftwerken von 5-6 Rp./kWh in der Schweiz (Gesamtbestand aus Alt- und Neuanlagen). Sie liegen ebenfalls deutlich über den Grosshandelsmarktpreisen der letzten 3 Jahre (5-7 Rp./kWh). Mittelfristig geht das BFE im Referenzszenario von einer Erholung der Strommarktpreise auf 9 - 11 Rp./kWh ab 2020 aus, wodurch sich die Differenz reduzieren würde.
- Alle Projekte bis auf eines weisen im Referenzszenario einen negativen NPV auf, d.h. sie sind im vom BFE erwarteten zukünftigen Preisszenario nicht wirtschaftlich.
- Die IRR sind stark gestreut und liegen bei durchschnittlich rund 3 Prozentpunkten (+/- 1 Prozentpunkt). Die IRR liegen damit deutlich unter dem vom BFE angenommenen $WACC_{real}$ von 4.63%. ($WACC_{nom}$ 6.2%). Eine angemessene Verzinsung des Kapitals der Investoren ist damit in diesem BFE Referenzszenario nicht gegeben.
- Diese Resultate erweisen sich als relativ robust. Im Alternativszenario einer moderateren Erholung des Wechselkurses CHF/€ verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit weiter. Nach wie vor ist nur ein Projekt wirtschaftlich.
- Unter der Annahme 20% höherer Preise gegenüber dem Referenzszenario sind 5 Projekte wirtschaftlich. Die restlichen Projekte bleiben unwirtschaftlich.

³⁰ „Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050“; Bundesamt für Energie, 1.6.2012.

³¹ Projekte mit Schwall-Sunk Sanierung aufgrund der teils sehr hohen Investitionskosten ausgenommen



- Unter der Annahme 20% tieferer Preise gegenüber dem Referenzszenario entfernen sich die Projekte weiter weg von der Wirtschaftlichkeit. Ein Projekt ist nach wie vor wirtschaftlich.
- Eine Reduktion des WACC auf die Höhe des Risiko armen Netz-WACCs senkt die Kapitalkosten und dadurch die Gestehungskosten relativ deutlich auf 11.5 Rp./kWh³². Dies führt dazu dass einige Projekte wirtschaftlich werden. Ein grosser Teil der Projekte bleibt unwirtschaftlich.

Diese Resultate zeigen, dass im heutigen Marktumfeld und trotz Erwartung einer mittelfristigen Preiserholung im BFE Referenzszenario Investitionen in Wasserkraftwerkprojekte zum heutigen Zeitpunkt als nicht attraktiv einzustufen sind. Für potentielle Investoren der Wasserwirtschaft bedeuten die grossen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung des europäischen Marktumfeldes und der Strompreise ein ungünstiges Investitionsumfeld. Unter diesen Voraussetzungen ist deshalb davon auszugehen, dass Planungsarbeiten für Wasserkraftprojekte zurückgestellt und von Investitionen und Bauentscheiden tendenziell abgesehen wird.

Die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftprojekten ist immer auch abhängig von der gewählten Projektvariante, der Dauer des Konzessions- und Bewilligungsverfahrens und dem geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Eine Abwägung dieser wichtigen Faktoren konnte im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen werden.

Zum heutigen Zeitpunkt betrachten die im Rahmen dieser Studie befragten Unternehmen der Wasserwirtschaft die mangelnde Wirtschaftlichkeit klar als wichtigsten Grund für die Sistierung von Wasserkraftprojekten. Weitere Hemmnisse wie ökologische oder gesellschaftliche Bedenken sowie Restriktionen im Zusammenhang mit der Konzession (kurze verbleibende Konzessionsdauer, allfällige Neukonzessionierung der Gesamtanlage bei Erweiterungen) werden ebenfalls als wichtig eingestuft.

6 Mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft in der Schweiz

6.1 Ausgangslage

6.1.1 Geltendes Stromversorgungsgesetz

Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) sieht einen Handlungsspielraum vor für den Fall, dass „die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mittel- oder langfristig erheblich gefährdet“ sei. Gemäss Art. 9 Abs. 1 Bst. b StromVG kann der Bundesrat unter Einbezug der Kantone und der Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen zur Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten. Gemäss Art. 9 Abs. 2 StromVG kann der Bundesrat wettbewerbliche Ausschreibungen für

³² Projekte mit Schwall-Sunk Sanierung ausgenommen.



die Beschaffung von Elektrizität durchführen. Er legt in der Ausschreibung die Kriterien fest in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

6.1.2 Ergebnisse der Vernehmlassung der Energiestrategie 2050

Im Rahmen der Vernehmlassung der Energiestrategie 2050³³ sind folgende Vorschläge zur Förderung der Grosswasserkraft eingegangen:

- Entfernung/Erhöhung der KEV Obergrenze von 10 MW (4 Stn.)
- Finanzielle Förderung von Optimierungs- und Effizienzmassnahmen (Begründung: mehr MWh pro Förderfranken) (5 Stn.)
- Zusätzlich werden wirtschaftliche Anreize für Speicherleistungen und/oder Pumpspeicherkraftwerke gefordert (Bereitstellung von Regelleistung) (4 Stn.)

6.1.3 Förderbereich und Fördertatbestände

Eine mögliche Förderung der Grosswasserkraft soll dazu beitragen, Investitionsanreize für Anlagen zu schaffen, welche ohne die Förderung nicht realisiert würden. Der so möglicherweise erzielte Ausbau soll dabei helfen, die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Die hier untersuchten Instrumente einer möglichen Förderung sollen jedoch nicht für allfällige nichtamortisierbaren Kosten der bestehenden Anlagen aufkommen, sondern den Bau von Neuanlagen, Erneuerungen oder Erweiterungen beanreizen.

Was soll vom Fördersystem erfasst sein? Heute werden mit der KEV bereits Kleinwasserkraftwerke <10 MW gefördert. Gemäss dem Entwurf zur Energiestrategie 2050 (Art. 28 Abs. 1 Energiegesetz [E-EnG]) können die Betreiber von Wasserkraftanlagen bei erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen. Nach E-EnG³⁴ bestimmt sich dieser Beitrag im Einzelfall anhand von Bemessungskriterien und Ansätzen, die der Bundesrat festlegt. Bei erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen unterhalb einer bestimmten Schwelle kann der Bundesrat nach dem Referenzanlageprinzip Ansätze festlegen.

Zur Diskussion steht, ob ein Fördersystem für folgende Technologien ausgedehnt wird:

- Laufwasserkraftwerke > 10 MW
- Speicherkraftwerke > 10 MW
- Pumpspeicherkraftwerke: Diese werden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. In der Studie „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der ES 2050“ im Auftrag des BFE wird im Detail darauf eingegangen in der Form von Sensitivitäts- und Szenarienanalysen für verschiedene Marktentwicklungen.

Des Weiteren stellt sich die Frage, für welche Arten von Projekten das Fördersystem allenfalls ausgeweitet werden sollte:

- Neuanlagen
- Erneuerungen:
 - o Sanierungen

³³ BFE, September 2013: Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050

³⁴ Art. 29 Abs. 2, Art. 30 Abs. 2, Art. 31 Abs. 2 (E-EnG)



- Optimierungen und Effizienzmassnahmen
- Bei Konzessionsvergabe/ während laufender Konzession
- Nur Produktionserhöhungen oder auch Leistungserhöhungen
- Erweiterungen:
 - Bei Konzessionsvergabe/ während laufender Konzession

6.1.4 Rahmenbedingungen

Das Fördersystem ist auch vor dem Hintergrund der Tarifregulierung in der Grundversorgung zu sehen. Nach Art. 4 StromVV gilt seit dem 1. März 2013 nicht mehr das Minimum von Marktpreisen oder Gestehungskosten, sondern es gelten nur noch die Gestehungskosten. Ein Produzent mit höheren Gestehungskosten aus effizienter Produktion kann demzufolge seinen Strom auf die Endkonsumenten in der Grundversorgung überwälzen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass mit dem zweiten Marktöffnungsschritt diese Möglichkeit reduziert wird und die Kraftwerke vermehrt gegen Marktpreise eingesetzt werden müssen.

Daneben bestehen weitere indirekte Regelungen und Massnahmen, welche die Attraktivität von Grosswasserkraftwerken beeinflussen. Dazu gehören bspw. die Kostentragung des Netzanschlusses und die Netztarifierung nach dem Ausspeiseprinzip (d.h. Produzenten bezahlen keine Netzentgelte). Aufgrund der internationalen Vermarktung des Stroms aus Wasserkraft und der Einspeisung auf hohen Netzebenen hat auch die verfügbare Grenzkapazität und das Auktionsverfahren eine grosse Bedeutung auf die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen. Diese indirekten Regelungen und Massnahmen werden hier nicht weiter untersucht, Annahmen darüber sind aber teilweise in den Szenariendefinitionen enthalten.³⁵

6.2 Übersicht über mögliche Instrumente

6.2.1 Bestehende oder im Rahmen der Energiestrategie 2050 geplante Instrumente

Der Bundesrat hat am 4. September 2013 die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 verabschiedet. Sofern das Parlament der Vorlage zustimmt, werden für Strom aus kleinen neuen erneuerbaren Energien verschiedene Förderinstrumente zur Verfügung stehen. Diese Instrumente werden hier beschrieben und aus ökonomischer Sicht geprüft, ob sie auch auf die Grosswasserkraft ausgedehnt werden könnten. Eine vertiefte juristische Prüfung der Realisierbarkeit ist noch nicht enthalten.

Für diverse Instrumente existieren verschiedene Ausführungsvarianten, welche teilweise noch geschaffen werden müssten. Diese werden ebenfalls dargestellt, da diese unterschiedliche Auswirkungen auf die Beurteilung des Instruments aufweisen können.

- Ausweitung der KEV für Grosswasserkraft
 - Vergütungssätze nach Referenzanlagen (E-EnG Art. 22)
 - Vergütungssätze per Auktion (E-EnG Art. 25)

³⁵ Es wird bei der Modellierung der Preiskurven gemäss Abschnitt 4.3 angenommen, dass die Grenzkapazitäten zu den Nachbarländern bis 2050 um 6 GW steigen.



- Direktvermarktung mit gleitender Prämie für Anreize zur steuerbaren Produktion (E-EnG Art. 21)
- Investitionsbeiträge (E-EnG Art. 28) oder Kapazitätzahlungen
 - Einzelfallbetrachtung
 - In CHF/kW
 - In Prozent des Investitionsvolumens
 - Vergütung von nichtamortisierbaren Investitionen
 - Referenzanlagen
 - Differenziert nach Typ, bspw. in Abhängigkeit von Speicher/ Lauf, Fallhöhe, erwarteter Jahresproduktion etc.
 - In CHF/kW
 - In Prozent des Investitionsvolumens
 - Vergütung von nichtamortisierbaren Investitionen
 - Auktion
 - Auktion mit ausgeschriebener Menge (Energie oder Leistung)
- Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion (E-EnG Art. 34 Abs. b)
- Vergütungs- und Abnahmepflicht (EnG Art. 7 bzw. E-EnG Art. 17 Abs. 2)

6.2.1.1 Ausweitung der KEV für Grosswasserkraft

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Förderinstrument gemäss dem heutigen eidgenössischen EnG, welches die Differenz zwischen Produktion und Marktpreis deckt und den Produzentinnen und Produzenten von erneuerbarem Strom einen Preis garantiert, der ihren Produktionskosten entspricht.

Die Vergütungstarife für Elektrizität aus erneuerbaren Energien werden anhand der Gesteigungskosten von Referenzanlagen im Inbetriebnahmejahr pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt. Die Vergütungsdauer für die Kleinwasserkraft (bis 10 MW) beträgt 25 Jahre, sofern die Betreiber das Wasserkraftwerk vor dem 31.12.2013 in Betrieb nehmen kann oder bis zu diesem Datum ein positiver Bescheid vorliegt. Für Projekte, welche nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden oder nach diesem Datum den positiven Bescheid erhalten, beträgt die Vergütungsdauer noch 20 Jahre. Vergütet wird nur die effektiv eingespeiste Strommenge.

Gemäss dem Entwurf zur ES 2050 erfährt die KEV einige wichtige Änderungen; sie heisst neu Einspeisevergütungssystem. Nur noch Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind (Neuanlagen), können am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Erhebliche Erneuerungen oder Erweiterungen bestehender Anlagen berechtigen nicht mehr zur Teilnahme. Diese sollen neu Investitionsbeiträge erhalten.

Für Wasserkraft-Anlagen soll weiterhin eine Obergrenze von 10 MW gelten, neu aber auch eine Untergrenze von 300 kW (E-EnG Art. 19). Diese ist jedoch nicht absolut. Die wichtigsten Ausnahmen sind – da kaum mit negativen ökologischen Auswirkungen einhergehend – die bereits im Gesetz genannten, nämlich Wasserkraftwerke, die mit Trinkwasserversorgungs-



und Abwasseranlagen verbunden sind. Bei Anlagen an bereits genutzten Gewässerstrecken ist an Dotierkraftwerke und an Kraftwerke in Unterwasserkanälen zu denken. Noch weitere Ausnahmen sind möglich – sofern es dadurch keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer gibt – für Anlagen, die der Bundesrat in der Verordnung bezeichnet und bei denen die Stromproduktion einen Nebennutzen in einem geschlossenen System darstellt (Wässerwasserkraftwerke, Kraftwerke im Zusammenhang mit Beschneigungsanlagen, Nutzung von Tunnelwasser zur Stromproduktion).

Neu sollen die Vergütungssätze, die bisher aufgrund der Gestehungskosten von Referenzanlagen berechnet und in der Energieverordnung festgelegt wurden, alternativ auch über Auktionen bestimmt werden können.

Des Weiteren ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 ein Umbau der bisherigen KEV zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung vorgesehen. Ziel des Umbaus ist eine bessere Marktintegration von Anlagen. Im Fokus stehen vor allem steuerbare Anlagen. Sie sollen künftig keine fixe Einspeisevergütung mehr erhalten, da sie keine Anreize bietet, zeitlich dann einzuspeisen, wenn der Strom auch benötigt wird. Grundsätzlich sollen künftig die Anlagebetreiber selber für den Absatz des Stroms verantwortlich sein. Dazu müssen sie mit den Abnehmern des Stroms Verträge aushandeln (z. B. um durch intelligente Steuerung die Ausgleichsenergie zu reduzieren). Für den ökologischen Mehrwert erhalten sie eine Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds, die sich in etwa aus der Differenz zwischen der klassischen KEV-Vergütung und einem Referenzmarktpreis berechnet. Mit dem ausgehandelten Marktpreis und der Einspeiseprämie sind die Anlagebetreiber finanziell nicht schlechter gestellt als in der klassischen KEV. Erzielen sie – dank geschickten Modellen – am Markt mehr als den Referenzmarktpreis, so können sie diesen Mehrerlös behalten. Genau darin besteht der Anreiz dieses Modells. Für kleine und schlecht steuerbare Anlagen hingegen ändert sich nichts; für die betreffenden Betreiber wird die Direktvermarktung nicht zum Standard. Sie können weiterhin einen Referenzmarktpreis erhalten. Dieser entspricht zusammen mit der Einspeiseprämie in der Höhe dem bisherigen (festen) Vergütungssatz.

6.2.1.2 Investitionsbeiträge und Kapazitätzahlungen

Nur noch Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 erstmals in Betrieb genommen worden sind, können gemäss dem Entwurf zur Energiestrategie 2050 am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Für Anlagen, die erheblich erweitert oder erneuert werden, sollen nur noch einen Investitionsbeitrag erhalten. Die Berechnung der Vergütung soll auf einer Einzelfallbetrachtung erfolgen. Unterhalb einer bestimmten Schwelle soll auch ein Referenzanlagenssystem möglich sein.

Bei Kapazitätzahlungen erhalten die Kraftwerksbetreiber zusätzliche Erlöse für jedes MW installierter Leistung, um Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten der Kraftwerke liefern zu können und somit die Rentabilität von Kraftwerken zu erhöhen. Durch Kapazitätzahlungen wird angestrebt, das Investitionsgleichgewicht auf ein Niveau anzuheben, bei dem das Risiko einer unzureichenden Versorgungssicherheit dem sozialen Optimum entspricht³⁶.

³⁶ Schwarze, S., 2013 : Kapazitätsmarkt für Strom in Deutschland – Analyse verschiedener Modelle und Bewertung einer möglichen Einführung in Deutschland, Diplomica Verlag, Hamburg.



Unter anderem wegen der Grösse und Verschiedenartigkeit der Anlagen ist für die Festlegung der Investitionsbeiträge eine Einzelfallbetrachtung angezeigt. Der Spielraum des zuständigen BFE wird jedoch begrenzt sein, denn der Bundesrat wird über Bemessungskriterien und – da eine gewisse Kategorisierung gleichwohl möglich ist – über Beitragsansätze Vorgaben machen.

Die Finanzierung der Investitionsbeiträge bei kleinen neuen erneuerbaren Anlagen geschieht über den Netzzuschlag. Ob dies auch für die Grosswasserkraft ausgeweitet werden kann, oder ob dies über das allgemeine Staatsbudget erfolgen soll, gilt es zu prüfen.

Zur Diskussion steht auch, ob Investitionsbeiträge und Kapazitätzahlungen anstelle der Finanzierung über den Netzzuschlagsfonds oder das allgemeine Staatsbudget auch anderweitig angelastet werden könnten, bspw. bei Kraftwerken, die unregelmässig oder in erheblicher Abweichung von der Last einspeisen und somit externe Netzeffekte verursachen. Zudem können Kapazitätzahlungen im Rahmen von europäischen Kapazitätsmechanismen ausgestaltet sein. Mehrere Länder in Europa diskutieren und planen derzeit eine Einführung von Kapazitätsmechanismen, um den Bau von neuen Kraftwerkskapazitäten zu beanreizen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die diskutierten Modelle für Kapazitätsmechanismen umfassen administrativ festgelegte Kapazitätzahlungen oder strategische Reserven, Kapazitätsbörsen oder –auktionen sowie Kapazitätsoptionen, wo die Höhe des Kapazitätsmechanismus marktorientiert ermittelt wird. Eine gesamteuropäisch koordinierte Entwicklung ist derzeit aber noch nicht absehbar.

6.2.1.3 Auktion

Auktionen sind ein Instrument, um die Höhe eines Förderbetrages zu bestimmen. Sie können bei verschiedenen Fördersystemen eingesetzt werden, bspw. bei der Bestimmung des Vergütungssatzes bei der KEV, der Höhe der Prämie in der Direktvermarktung oder bei der Höhe des Investitionsbeitrages oder der Kapazitätzahlung.

Gemäss dem Entwurf zur ES2050 kann es im Rahmen des Einspeisevergütungssystems auch Auktionen geben. Das Auktionsregime ist Bestandteil des Einspeisevergütungssystems. Zentraler Unterschied zum System in seiner herkömmlichen Form ist, dass der Vergütungssatz über eine Auktion bestimmt wird. Es gelten dann also nicht die in der Verordnung enthaltenen Vergütungssätze, die anhand von Referenzkosten ermittelt werden. Auktionen eignen sich vor allem für Technologien, die etabliert sind und deren Kosten von den Investoren relativ genau geschätzt werden können. Das Ziel ist es, durch diese Massnahme die Einspeisevergütung für neue erneuerbare Energien zu optimieren.

Hauptkriterium ist der «Preis», d. h. der gebotene Vergütungssatz. Subsidiär, zum Beispiel wenn es zu viele Gebote mit dem besten Vergütungssatz gibt oder wenn die Realisierung eines Projekts noch nicht weit gediehen ist oder unwahrscheinlich ist, kommen auch andere Kriterien zum Zuge (Qualität des Projektes, Realisierungsstand und Produktionsbeginn, Produktionsmenge).



Es sind die folgenden Preisfestsetzungsmechanismen denkbar:

Zur Preisfestsetzung kann der Bundesrat ein sogenanntes Gebotspreisverfahren einführen, bei dem der jeweilige Anbieter oder die jeweilige Anbieterin genau den Vergütungssatz erhält, den er oder sie geboten hatte (Pay-as-bid). Weiter möglich ist, dass für alle in einer Auktionsrunde Berücksichtigten der Preis zum Zuge kommt (Uniform pricing), der mit dem «letzten» Angebot, das im Ausschreibekontingent noch Platz hat, geboten wurde (Cut-off Price). Alle innerhalb der Auktionsrunde erhalten also unabhängig vom eigenen Gebot den gleichen Vergütungssatz. Von den Berücksichtigten erhält so niemand einen tieferen als den gebotenen Satz; wer höher geboten hat, geht leer aus und erhält also keinen Zuschlag.

6.2.1.4 Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion

Die wettbewerblichen Ausschreibungen sind ein bestehendes Förderinstrument (EnG Art. 7a, Abs. 3), mit dem Programme und Projekte zur Senkung des Stromverbrauchs unterstützt werden. Es werden Effizienzmassnahmen gefördert, die nicht wirtschaftlich sind oder denen andere Hemmnisse entgegenstehen. Die wettbewerblichen Ausschreibungen richteten sich bisher v.a. an Industrie- und Dienstleistungsunternehmen sowie an Haushalte. Die Umsetzung erfolgt über ein Auktionsverfahren, um möglichst hohe Stromeinsparungen pro eingesetzte Fördermittel zu erzielen. Die Mittel für die wettbewerblichen Ausschreibungen stammen aus dem Netzzuschlag also aus dem gleichen Fonds wie die KEV-Gelder.

Im ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 werden die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgebaut. Zusätzlich soll die Möglichkeit geschaffen werden, in ausgewählten Fällen künftig auch Effizienzmassnahmen in der bisher explizit ausgeschlossenen Elektrizitätsproduktion und -verteilung (Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion- und -verteilung) zu unterstützen (E-EnG Art. 34). Diese Vorhaben fanden in der Vernehmlassung mehrheitlich Unterstützung.

Einerseits geht es um Massnahmen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei «elektrischen Anlagen». Damit sind Anlagen ab Generator gemeint – verstanden als Fachbegriff und in Abgrenzung zu hydraulischen Anlagen (Botschaft zum E-EnG, S. 121). Diese Begriffsdefinition schliesst die Förderung von Massnahmen am hydraulischen Teil, z.B. Stollenaufweitungen, aus.

6.2.1.5 Vergütungs- und Abnahmegarantie

Netzbetreiber sind heute gemäss Art. 7 EnG verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die fossile und erneuerbare Energie, ausgenommen Elektrizität aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütung richtet sich nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie.

Artikel 17 E-EnG der ES 2050 sieht für bestimmte Arten netzgebundener Energie ebenfalls eine Abnahme- und Vergütungspflicht durch den Netzbetreiber vor. Diese Bestimmung ist eine Art Auffangnetz für Betreiber, die in keinem der anderen EnG-Fördersysteme sind. Bezweckt wird in erster Linie, einen minimalen Ausgleich zwischen der regelmässig schwächeren Position von Produzenten mit verhältnismässig geringer Produktion gegenüber den



Energieversorgungsunternehmen herbeizuführen. Damit sollen vor allem die Rahmenbedingungen für die Produktion aus erneuerbaren Energien verbessert werden. Die fraglichen Produzenten sollen für die Energie, die sie veräussern möchten, in jedem Fall einen Abnehmer haben, der ihnen einen angemessenen Preis bezahlt.

Gemäss E-EnG Art. 17, Absatz 2 ist die Abnahme- und Vergütungspflicht auf Anlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder mit einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh beschränkt.

6.2.2 Instrumente, die weder heute bestehen noch im Rahmen der Botschaft der ES2050 enthalten sind

Weitere Fördersysteme, für welche heute keine gesetzliche Grundlage besteht und auch im Rahmen der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket zur ES2050 nicht enthalten sind:

6.2.2.1 Bundesdarlehen

Der Bund könnte den Unternehmen Darlehen zur Verfügung stellen, welche von den Investoren zu Konditionen verzinst werden müssen, die tiefer liegen als die Marktkonditionen. Dadurch reduzieren sich die Kapitalkosten der Unternehmen. Diese Art der Förderung ist besonders für kapitalintensive Anlagen (wie es die Wasserkraft in der Regel ist) attraktiv.

6.2.2.2 Quotenmodell

In einem Quotenmodell wird eine Menge an erneuerbaren Energie am Strommarkt festgelegt. Diese Menge muss in einem bestimmten Zeitpunkt von einer zu verpflichtenden Gruppe produziert, abgenommen oder verkauft werden. Diese Verpflichtung kann bspw. bei den Produzenten, Netzbetreibern oder bei den Verbrauchern angeordnet werden.

Gemäss Art. 7b Abs. 4 EnG kann der Bundesrat ab 2016 ein grünes Zertifikatesystem einführen, falls die Ausbauziele bis dann nicht erfüllt werden. Gemäss aktuellem Entwurf des revidierten EnG (Energienstrategie 2050) ist dieses System jedoch nicht mehr darin vorgesehen.

6.2.3 Weitere Regelungen, welche die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft beeinflussen

6.2.3.1 Wasserzinsregelung

Wie die Abbildung 12 gezeigt hat, stellen Wasserzinse einen relevanten Kostenanteil dar. Für die Berechnung des Wasserzinses ist die mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers massgeblich, die aus den nutzbaren Gefällen und den vorhandenen Wassermengen errechnet wird. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage wird bei dieser Berechnung nicht berücksichtigt. In Studien von Filippini et al. (2004)³⁷ und econcept (2008)³⁸ wurden verschiedene

³⁷ Filippini M., Silvia Banfi, Cornelia Luchsinger und Adrian Müller (2004), Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Verlag.



Ansätze präsentiert, wie die wirtschaftliche Situation eines Wasserkraftproduzenten bei der Berechnung des Wasserzinses stärker berücksichtigt werden kann. Anstelle der heutigen fixen Abgabe pro kW Bruttoleistung könnte bspw. eine Steuer (bspw. eine Ressourcenrentensteuer³⁹) in Abhängigkeit der Wertigkeit der Ressource Wasserkraft die wirtschaftliche Situation von Wasserkraftproduzenten berücksichtigen.

6.2.3.2 Heimfallregelung

Gemäss Wasserrechtsgesetz (WRG, SR 721.80) gehen die Kraftwerke nach Ablauf der Konzession an das verleihende Gemeinwesen über. Dabei gehen die nassen Teile der Anlage unentgeltlich, die trockenen Teile gegen eine „billige“ Entschädigung an die öffentliche Hand. Eine stärkere Berücksichtigung des Restwertes der Anlage und somit eine bessere Investitionssicherheit von Investitionen gegen Ende der Konzessionsdauer könnte die Investitionstätigkeit der Unternehmen stärken.

Diese beiden Bestimmungen fallen in die Kompetenz der Kantone, welche das Verfügungsrecht über die Ressource Wasserkraft inne haben. Sie werden aus diesem Grund hier nicht weiter vertieft.

6.3 Beurteilungskriterien

Die oben genannten Fördersysteme werden gemäss den folgenden Kriterien evaluiert:

- Kosteneffizienz
- Effektivität bzgl. der Zielerreichung (Ausbauziele gemäss ES2050)
- Vermeidung von Mitnahmeeffekten
- Geringer administrativer Aufwand
- Investitionssicherheit
- Anreiz zu steuerbarer Produktion
- Politische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit dem heutigem System

6.3.1 Kosteneffizienz

Unter Kosteneffizienz versteht man den Vergleich der erreichbaren Wirkung durch Massnahmen mit den zu erwartenden Kosten für diese Massnahmen. Ein kosteneffizientes Fördersystem soll den Produzenten und Entwicklern erneuerbarer Energien Anreize geben, die Produktionskosten über die Zeit zu reduzieren und den Übergang zum Markt sicherstellen. Zudem soll ein Fördersystem möglichst keine unerwünschten Marktverzerrungen verursachen (wie bspw. das Missing-Money-Problem durch den Merit-Order-Effekt).

³⁸ Econcept (2008), Ökonomische Überlegungen: Grundlagen Wasserzinspolitik. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

³⁹ Bei einer Ressourcenrentensteuer richtet sich der Wasserzins nach dem Ertrag eines Wasserkraftproduzenten, welcher er abzüglich der Aufwendungen aus der Nutzung der Ressource Wasserkraft erzielt.



6.3.2 Effektivität bezüglich der Zielerreichung

Effektivität ist ein Mass für die Zielerreichung, sie beschreibt das Verhältnis von erreichtem Ziel zu definiertem Ziel. Dies ist im Unterschied zur Effizienz (als Mass für Wirtschaftlichkeit) unabhängig vom Aufwand; einzig das Ausmass und die Qualität, in dem beabsichtigte Wirkungen des Ziels erreicht werden, stellen die Kriterien für das Vorhandensein von Effektivität dar.

Eine hohe Effektivität des Fördersystems ist wichtig, um den angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien zu erzielen und die Ausbauziele möglichst genau zu erfüllen. Die Zielerreichung kann dabei durch eine Mengensteuerung (bspw. durch Quotenverpflichtung oder Auktionierung) oder eine Preissteuerung (bspw. durch Einspeisevergütung oder Prämienzahlungen zusätzlich zum Marktpreis) erfolgen.

6.3.3 Vermeidung von Mitnahmeeffekten

Ein Fördersystem soll dazu beitragen, dass Anlagen aus erneuerbaren Energien in Betrieb genommen werden, welche ohne diesen Förderbetrag nicht gebaut worden wären. Andererseits wäre eine Förderung für die Schaffung von Investitionsanreizen überflüssig und es bestünden Mitnahmeeffekte seitens der Produzenten.

Bei den meisten Projekten von Grosswasserkraftwerken handelt es sich um Erweiterungs- und Erneuerungsprojekte. Das Fördersystem muss in diesem Fall sicherstellen, dass dadurch nur die Mehrproduktion durch die Erweiterung/ Erneuerung entgolten wird und nicht die Produktion der bestehenden Anlage. Dies kann bspw. sichergestellt werden, indem nur entweder die Mehrproduktion über dem langjährigen Durchschnitt oder die Erneuerungs- oder Ausbauinvestitionen finanziell gefördert werden.

6.3.4 Administrativer Aufwand

Ein Fördersystem sollte optimalerweise für alle involvierten Akteure (Produzenten, Investoren, Behörden, Konsumenten etc.) einen möglichst geringen administrativen Aufwand verursachen. Relevante Treiber hierfür sind bspw. die Anzahl involvierter Akteure, die Komplexität des Fördersystems und die Häufigkeit von Vergütungen.

6.3.5 Investitionssicherheit

Das Kriterium der Investitionssicherheit sagt etwas darüber aus, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Investor sein investiertes Kapital zurück erhält, resp. eine angemessene Verzinsung erreichen kann. Beispielsweise gibt eine fixe Einspeisevergütung über eine lange Zeitdauer eine sehr hohe Investitionssicherheit, da keine Marktrisiken durch Preisschwankungen entstehen. Andere Förderinstrumente wie Investitionshilfen oder Bundesdarlehen helfen, die Kapitalkosten zu reduzieren und eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erzielen, belassen aber die Preisrisiken aufgrund der eigenen Vermarktung des Stroms beim Produzenten.



6.3.6 Anreiz zu steuerbarer Produktion

Gerade für die Grosswasserkraft ist es wichtig, dass Anreize für eine bedarfsorientierte Produktion besteht aufgrund deren hohen Einspeisemengen. Dies ist auch wichtig für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und für die Integration der neuen erneuerbaren Energien. Ist ein Produzent den Grosshandelspreisen ausgesetzt, hat er einen finanziellen Anreiz, seine Produktion zeitlich zu optimieren, und dann zu produzieren, wenn diese am höchsten sind.

6.3.7 Politische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit dem heutigen System

Grundsätzlich gilt, dass die politische Umsetzbarkeit einfacher ist, wenn das Instrument auf einem bisher existierenden System aufbaut. Von Bedeutung ist hier bspw. auch, auf welcher Erlassstufe eine Regelung nötig ist (Gesetz oder andere Stufe). Zudem gilt es zu berücksichtigen, ob die Regelungen die Konformität mit der EU gewährleisten im Hinblick auf ein bilaterales Stromabkommen.

6.4 Bewertung der einzelnen Förderinstrumente

In der nachstehenden Tabelle werden die untersuchten Förderinstrumente bezüglich der definierten Beurteilungskriterien bewertet. Die Argumente, welcher zu den Bewertungen geführt haben, sind in den folgenden Kapiteln dargestellt.

	KEV			Investitionsbeitrag/ Kapazitätsszahlung			Wettbewerbliche Ausschreibungen ¹⁾	Vergütungs- und Abnahmegarantie	Quoten	Bundesdarlehen
	Referenzan- lage	Auktion	Direkter- marktung mit gleitender Prämie	Einzelfallbe- trachtung	Referenzan- lage	Auktion				
Kosteneffizienz	-	o	o	o	o	+	+	o	+	o
Effektivität	+	o	+	+	+	o	-	-	+/-	+
Vermeidung von Mitnahmeeffekten	o	+	o	o	-	o	+	+/-	+	-/+
Geringer administrati- ver Aufwand	o	-	o	o	+	o	o	+	o/-	o
Investitionssicherheit	+	+	+	o	o	o	-	-	-	o
Anreiz zu steuerbarer Produktion	-	-	+	+	+	+	+	-/+	+	+
Politische Umsetz- barkeit und Kompati- bilität mit heutigem System	o	o	o	o	o	o	+	o	-	o

Bewertung: + hoch, o mittel, - gering

¹⁾ Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion

Tabelle 2: Bewertungsmatrix der untersuchten Fördersysteme.



6.4.1 Allgemeine Bemerkungen

Generell sollte darauf geachtet werden, dass möglichst keine parallelen Fördersysteme bestehen. Falls solche bestehen, sollte sichergestellt sein, dass sie klar einer Technologie zugeordnet sind, ansonsten die Produzenten zwischen den Fördersystemen springen und Mitnahmeeffekte realisieren könnten und die Umlage- und Vollzugskosten steigen würden.

6.4.2 Ausweitung der KEV auf Grosswasserkraft

Im Vergleich zu anderen Fördersystemen leidet ein herkömmliches Einspeisevergütungssystem unter den Anforderungen an die Kosteneffizienz: In einem herkömmlichen Einspeisevergütungssystem ist die Kostendegression nicht dynamisch, sondern abhängig von der Anpassungsgeschwindigkeit der Einspeisetarife und davon, ob die Degression nur für neue Anlagen im System gilt oder auch für Anlagen, welche bereits im System drin sind. Für Anlagen, welche über gute Produktionsbedingungen verfügen und die mit dem erhaltenen Vergütungssatz rentabel betrieben werden können, besteht kaum ein Anreiz für weitere Kostensenkungen, wenn der Vergütungssatz über die Zeit fixiert ist.

Wie hoch der erreichte Zubau an erneuerbaren Energien sein wird, ist mit diesem Fördersystem unklar. In einem Einspeisevergütungssystem wird ein Einspeisetarif gesetzt (in Rp./kWh), die Fördermenge ergibt sich aufgrund der Reaktion der Investoren auf den Vergütungssatz. Die Wirkung hängt von der Höhe des Vergütungssatzes, des unterstellten Kapitalzinssatzes und der Kostenentwicklung ab.

Ob unter der heutigen KEV Mitnahmeeffekte vermieden werden können, hängt insbesondere von der Definition der Referenzanlagen ab. Gerade die Wasserkraft stellt eine Technologie dar, welche durch eine hohe Heterogenität der Produktionskosten geprägt ist. Je differenzierter daher die Referenzanlagen und Vergütungssätze bestimmt werden, desto eher können Mitnahmeeffekte vermieden werden (allerdings auch auf Kosten des administrativen Aufwandes). Allerdings kann das inkrementelle Risiko von Ineffizienzen und die Transaktionskosten für den Regulierer durch die zusätzliche Komplexität mit jeder weiteren Tariffdifferenzierung ansteigen.

Die Einspeisevergütung ist mit der KEV bezüglich des administrativen Aufwandes bereits erprobt und die Abwicklung soll mit der ES 2050 weiter vereinfacht werden.

Die heutige KEV bietet für den Investor eine hohe Investitionssicherheit, da die Erlöse pro kWh fix sind und von den Marktpreisschwankungen völlig entkoppelt sind. Das Marktpreisrisiko wird dadurch eliminiert. Dies ist unabhängig davon, wie der Vergütungssatz definiert wird, ob mittels Gestehungskosten einer Referenzanlage oder mittels Auktion. Findet die Auktion einmalig statt und der Vergütungssatz wird über längere Zeit fixiert, ist die Investitionssicherheit ebenfalls hoch. Findet die Festsetzung der Vergütungstarife hingegen in regelmäßigen Auktionen statt, die für die Vergütung in Zukunft relevant sind, sinkt die Investitionssicherheit und ist ähnlich wie im Quotensystem.

Bei einer fixen Einspeisevergütung bestehen jedoch keine Anreize, die Produktion zeitlich zu optimieren und auf Marktsignale zu reagieren. Die heutige KEV ist daher nicht geeignet, eine



bedarfsorientierte Einspeisung der erneuerbaren Energien zu erreichen. Verbessert werden soll das System durch das Direktvermarktungsmodell, wonach die Produzenten den Graustrom selber vermarkten müssen und dadurch mit Marktpreissignalen konfrontiert sind. Im Direktvermarktungsmodell hat der Produzent eine gewisse Minimalvergütung pro kWh, allerdings bestehen in diesem Modell Anreize, die Produktion zeitlich zu optimieren und Ausgleichsenergiekosten zu minimieren.

Bezüglich der Effizienz wurden Argumente eingebracht, dass eine allfällige Ausdehnung der KEV auf die Grosswasserkraft die Strommarktöffnung grundsätzlich in Frage stellen würde, da das Spektrum jener Kraftwerke, welche sich tatsächlich über Marktmechanismen finanzieren müssen, weiter eingeschränkt würde (siehe Avenir Suisse 2013⁴⁰). Durch die Ausdehnung der subventionierten Energie würden die Marktverzerrungen zunehmen, indem sich der Merit-Order-Effekt⁴¹ verstärken würde und die subventionierte Energie die nicht-subventionierte weiter verdrängen würde.

Andererseits gibt es auch positive Argumente für eine Aufnahme grösserer Wasserkraftwerke in die KEV. Der Einbezug der grösseren Wasserkraft würde die Kosten und die KEV-Umlage senken, wenn damit teurere Technologien verdrängt würden, da diese EE-Technologie vergleichsweise kostengünstig ist. In diesem Fall gilt, dass kostengünstige Technologien auch die Umlage senken, sofern ihr Kostenvorteil nicht durch Produzentenrenten überkompensiert werden würde. Eine Senkung der Umlage könnte somit die politische Umsetzbarkeit erhöhen.

Eine Ausweitung der KEV auf die Grosswasserkraft erfordert eine Gesetzesänderung.

Fazit: Unter Vorbehalt der rechtlichen Aspekte ist eine Ausweitung der KEV auf die Grosswasserkraft ein effektives Instrument, um die Grosswasserkraftprojekte aus betriebswirtschaftlichen Kriterien umzusetzen. Allerdings sollte eine Förderung zeitlich begrenzt sein und mittels Direktvermarktung Anreize für eine bedarfsorientierte Erzeugung gesetzt werden. Eine Ausweitung der KEV kann jedoch Marktverzerrungen generieren und nichtsubventionierte Kraftwerke durch einen weiteren Merit-Order-Effekt benachteiligen.

6.4.3 Investitionsbeiträge und Kapazitätzahlungen

Die Vergabe von Investitionshilfen oder Kapazitätzahlungen an die Investoren in Wasserkraftanlagen führt dazu, dass die Kapitalkosten gesenkt werden können. Dies erhöht die Investitionsbereitschaft und ein Wasserkraftausbau kann gesteigert werden. Die Vergünstigung der Kapitalkosten kann jedoch zu volkswirtschaftlichen Verzerrungen führen, indem die Risiken nicht von den Investoren direkt abgegolten werden, sondern der Bund einen Teil des Risikos übernimmt. Dies kann dazu führen, dass über das effiziente Niveau hinaus investiert wird.

⁴⁰ Avenir Suisse (2013), Falsche Subventionen für die Wasserkraft, 04.06.2013.

⁴¹ Merit-Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die Grenzkosten der Stromproduktion bestimmt. Der Merit-Order-Effekt beschreibt die Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren Grenzkosten.



Bei Investitionsbeiträgen spielt es bzgl. der Effizienz des Instrumentes eine Rolle, ob die Höhe pauschal für alle Investitionen identisch gesetzt wird, oder ob diese nach Investitionsprojekt differenziert ist. Eine Differenzierung bspw. nach relevanten Kostentreibern und Kraftwerktyp oder eine Festsetzung durch Auktionen reduziert die Möglichkeit von Mitnahmeeffekten, erhöht aber gleichzeitig den administrativen Aufwand.

Der administrative Aufwand von Investitionsbeiträgen und Kapazitätzahlungen dürfte generell geringer sein als bei der KEV, da die Abwicklung in der Regel einmalig ist. Investitionsbeiträge durch Einzelfallprüfung ist jedoch aufwändiger als die Bestimmung nach Referenzanlagen.

Investitionsbeiträge steigern für die begünstigten Projekte die Investitionssicherheit gegenüber dem Status Quo, jedoch nicht im selben Ausmasse wie die KEV: Die Produzenten können damit zwar einen Teil ihrer Kapitalkosten decken, sind aber im Gegensatz zur KEV weiterhin den Marktrisiken und den entsprechenden Preisschwankungen ausgesetzt. Mit Investitionsbeiträgen sind die Produzenten selber für die Vermarktung des Stroms verantwortlich. Sie haben dadurch Anreize, auf Preissignale zu reagieren und Fahrplanabweichungen und Ausgleichsenergiekosten zu minimieren.

Die Marktverzerrungen wären bei Investitionsbeiträgen geringer als bei einer Ausweitung der KEV, da die Anlagen nicht eine fixe Vergütung pro kWh erhalten, sondern gegen Marktpreise eingesetzt werden und das Fördermodell bzgl. des Kraftwerkseinsatzes kompatibler ist mit einem Marktsystem als beispielsweise die KEV. Trotzdem können Marktverzerrungen entstehen, indem die durch Investitionsbeiträgen oder Kapazitätzahlungen geförderten Anlagen zu tieferen Preisen an den Grosshandelsmärkten anbieten können als in einem reinen Energy-only-Markt ohne Investitionsbeiträge und Kapazitätsmechanismen. Das Ausmass der Marktverzerrung ist dabei abhängig vom geförderten Volumen.

Investitionsbeiträge für die Wasserkraft sind ein neues Instrument, diese sind jedoch mit dem in der ES 2050 vorgesehenen System für kleine Anlagen möglich, eine Ausweitung auf Anlagen über 10 MW benötigt eine Gesetzesanpassung.

Fazit: Investitionsbeiträge und Kapazitätsmechanismen sind ein effektives Instrument, um den Ausbau der Grosswasserkraft zu beanreizen. Allerdings können diese auch zu Marktverzerrungen führen, indem die subventionierten Produzenten die Grosshandelspreise negativ beeinflussen können. Da verschiedene europäische Länder derzeit eine Einführung von Kapazitätsmechanismen planen, ist eine internationale Abstimmung wichtig.

6.4.4 Auktion

Auktionen können sowohl zur Festsetzung von Vergütungstarifen als auch zur Ermittlung der Höhe von Investitionsbeiträgen oder Kapazitätzahlungen eingesetzt werden. Wie in Abschnitt 6.2.1.3 beschrieben, sollen neu gemäss E-EnG die Vergütungssätze für Strom aus neuen erneuerbaren Energien, die bisher aufgrund der Gestehungskosten von Referenzanlagen berechnet und in der Energieverordnung festgelegt wurden, alternativ auch über Auktionen bestimmt werden können. Anstelle eines Vergütungssatzes kann auch ein Investitionsbeitrag per Auktion bestimmt werden. Auktionen eignen sich vor allem für Technologien,



die etabliert sind und deren Kosten von den Investoren relativ genau geschätzt werden können. Zudem müssen genug Projekte vorhanden sein, damit ein Wettbewerb unter den Geboten entsteht.

In einem Auktionsmodell werden Mengenziele erneuerbarer Energien definiert, woraus per Marktmechanismen ein Vergütungssatz bzw. ein Investitionsbeitrag resultiert. Ist der Markt genug liquide, stellt dies ein geeignetes Modell dar, ein gewisses Mengenziel effektiv und effizient zu erreichen. In einem Auktionsmodell haben die Produzenten einen Anreiz, zumindest bei der Erstellung der Anlage, ihre Kosten zu minimieren.

In der Praxis haben sich jedoch dabei einige Schwierigkeiten ergeben bspw. wenn die Liquidität im Markt eingeschränkt war oder kein geeigneter Bestrafungsmechanismus bei Nichtrealisierung des Projektes trotz Zuschlag vorhanden war.

Bei einem hinreichend grossen Angebot an Wasserkraftprojekten und funktionierendem Wettbewerb dürften bei einer Festlegung des Vergütungssatzes oder bei einem Investitionsbeitrag mittels Auktionen Mitnahmeeffekte reduziert werden (insbesondere nach dem pay-as-bid-Verfahren). Allerdings ist die Anzahl Grosswasserkraft-Projekte limitiert, was auch den Wettbewerb bei den Geboten einschränken könnte. Mit einem Einbezug der Grosswasserkraft zusammen mit den Kleinwasserkraftwerken könnte jedoch die Anzahl Angebote erhöht werden und dadurch ein intensiverer Wettbewerb um die ausgeschriebenen Kontingente entstehen.

Die Implementierung eines Auktionsmodells wäre sowohl bei der Festlegung von Vergütungstarifen als auch bei Investitionsbeiträgen mit einem anfänglichen administrativen Aufwand verbunden. Hier müssten neue Prozesse und Verfahren eingeführt werden, mit welchen sich die Akteure auseinandersetzen müssen.

Auktionen wären ein neues Instrument, diese sind jedoch mit dem in der ES 2050 vorgesehenen System möglich, allerdings müsste eine Ausweitung auf Anlagen über 10 MW umgesetzt werden, was eine Gesetzesänderung notwendig macht.

Fazit: Auktionen stellen ein Instrument dar, mit welchem die Höhe der Förderung in einem wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden kann und die asymmetrische Information zwischen Förderer und Gefördertem reduziert werden kann. Die Voraussetzungen, dass sich durch Auktionen eine effiziente und effektive Förderung ergeben, sind allerdings vielfältig. Es sind insbesondere eine ausreichende Marktliquidität, eine Konkurrenzsituation zwischen den Bietenden und ein Anreizmechanismus nötig, um die ausgewählten Projekte zu realisieren.

6.4.5 Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion

Die Einführung von wettbewerblichen Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion benötigt eine Gesetzesänderung, diese ist mit der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vorgesehen.



Die Effektivität von wettbewerblichen Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion wird jedoch als eher limitiert eingestuft, da mit diesem Instrument einerseits nur Effizienzmassnahmen möglich sind, d.h. Neuanlagen sowie Erweiterungen ausgeschlossen sind.

Zudem sind die möglichen Effizienzsteigerungen bei den Anlagen auf Grund der Entwicklungsphase der Technologie (Wasserkraft ist eine ausgereifte Technologie) eher gering. Mit diesem Instrument könnte somit nur ein ganz kleiner Teil der oben betrachteten Projekte unterstützt werden.

Fazit: Dieses Instrument liefert keine bedeutenden Investitionsanreize für die untersuchten Grosswasserkraftprojekte, das technologische Potenzial ist beschränkt.

6.4.6 Vergütungs- und Abnahmegarantie

Mit dem heutigen Art. 7 EnG besteht diese Art der Förderung u.a. bereits für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 10 MW. Bei einem Miteinbezug der Grosswasserkraft würde es sich dabei um eine Ausweitung des heutigen Systems handeln, was vom administrativen Aufwand her verhältnismässig einfach realisierbar wäre.

Wie in Abschnitt 6.2.1.5 beschrieben, ist gemäss E-EnG Art. 17 Abs. 2 die Abnahme- und Vergütungspflicht auf Anlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder mit einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh beschränkt. Zu Letzteren gehören Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW, deren Betreiber aber aufgrund eines hohen Eigenverbrauchs am Anlagestandort nur einen relativ geringen Anteil überschüssiger Energie veräussern. Bei den momentanen Marktverhältnissen entspricht dies im Maximalfall einer Stromproduktion im Wert von ca. Fr. 250 000. Ab dieser Grösse sind Produzenten nicht mehr auf den Schutz einer Abnahmegarantie und auf Mindestpreise angewiesen.

Aufgrund der grösseren Leistungsfähigkeit haben diese Produzenten am Markt genügend gute Möglichkeiten, einen Abnehmer zu finden. Der administrative Aufwand und die Transaktionskosten für die Suche nach einem Käufer und für die Abwicklung des Verkaufs sind hier vernachlässigbar, während dies für kleine Anbieter bei ungünstigen Marktverhältnissen unter Umständen nur lohnt, wenn sie zusätzlich von einer Einspeiseprämie profitieren.

Mit der Vergütungs- und Abnahmegarantie sind Mitnahmeeffekte beschränkt, da sich die Vergütung gemäss E-EnG Art. 17 Abs. 3 nach dem Marktpreis für die entsprechende Energieform richtet.

Die Effektivität einer Vergütungs- und Abnahmegarantie hängt von der Höhe der Vergütungsgarantie ab. Da diese jedoch nahe beim Marktpreis ist, ist mit keiner hohen Effektivität zu rechnen. Die erwartete Wirkung ist daher im Vergleich mit anderen Systemen beschränkt. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die oben untersuchten Anlagen genug gross sind und von Projektentwicklern geplant werden, die den Strom selber vermarkten können.



Fazit: Dieses Instrument liefert keinen Mehrwert für die Grosswasserkraftwerke, da diese den Strom selber vermarkten können. Es ist daher für die Förderung der Grosswasserkraft nicht geeignet.

6.4.7 Bundesdarlehen

Die Vergabe von Bundesdarlehen an die Investoren in Wasserkraftanlagen führt dazu, dass die Kapitalkosten gesenkt werden können. Im Extremfall könnten durch die Bereitstellung des gesamten Investitionskapitals ohne Verzinsung jedoch mit Amortisation die Gestehungskosten um rund 4.5 Rp./kWh (vgl. Kap. 5.4.1) gesenkt werden. Dies erhöht die Investitionsbereitschaft und ein Wasserkraftausbau kann gesteigert werden. Dieses Förderinstrument stellt daher ein effektives Mittel dar, den Bau von Grosswasserkraftanlagen wirtschaftlich attraktiver zu gestalten.

Die Vergünstigung der Kapitalzinsen kann jedoch zu volkswirtschaftlichen Verzerrungen führen, indem die Risiken nicht von den Investoren direkt abgegolten werden, sondern der Bund ein Teil des Risikos übernimmt. Dies kann dazu führen, dass über das effiziente Niveau hinaus investiert wird.

Bei der Vergabe von Bundesdarlehen spielt es eine Rolle, ob der Zinssatz bzw. die Höhe des Investitionsbeitrages pauschal für alle Investitionen identisch gesetzt wird, oder ob diese nach Investitionsprojekt differenziert sind. Eine Differenzierung reduziert die Möglichkeit von Mitnahmeeffekten, erhöht aber gleichzeitig den administrativen Aufwand, wie oben erwähnt. Findet keine Differenzierung des Zinssatzes von Bundesdarlehen nach Kraftwerksprojekten statt, dürfte sich der administrative Aufwand im Vergleich mit den anderen Fördermechanismen gering halten.

Bundesdarlehen steigern die Investitionssicherheit gegenüber dem Status Quo, jedoch nicht im selben Ausmass wie die KEV: Die Produzenten können damit zwar einen Teil ihrer Kapitalkosten reduzieren, sind aber im Gegensatz zur KEV weiterhin den Marktrisiken und den entsprechenden Preisschwankungen ausgesetzt. Die Produzenten sind selber für die Vermarktung des Stroms verantwortlich. Sie haben dadurch Anreize, auf Preissignale zu reagieren und Fahrplanabweichungen und Ausgleichsenergiekosten zu minimieren.

Die Marktverzerrungen dürften bei Bundesdarlehen insgesamt tiefer ausfallen als bei einer Förderung mit der herkömmlichen KEV, da die Anlagen nicht eine fixe Vergütung pro kWh erhalten, sondern gegen Marktpreise eingesetzt werden und das Fördermodell bzgl. des Kraftwerkseinsatzes kompatibler ist mit einem Marktsystem als beispielsweise die KEV. Allerdings entstehen auch bei diesem Instrument Marktverzerrungen: Geförderte Anlagen können an den Strommärkten zu tieferen Preisen anbieten als ihre nicht-geförderten Konkurrenten, da sie geringere Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten erwirtschaften müssen. Es ist daher bei einer Förderung eines substantiellen Marktanteiles⁴² mit einem weiteren Druck auf die Spotmarktpreise zu rechnen, ähnlich wie bei den Investitionshilfen und Kapazitätsmechanismen.

⁴² Bei einer geförderten Menge von 2.6 TWh gemäss Abschnitt 5.1 entspricht dies rund 4 Prozent der Gesamtproduktion in der Schweiz.



Bundesdarlehen wären ein neues Instrument und sind auch in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 nicht enthalten. Eine Einführung benötigt eine Gesetzesänderung.

Die Finanzierung der Bundesdarlehen kann entweder aus dem allgemeinen Staatsbudget erfolgen oder kann über den Netzzuschlagsfonds finanziert werden. Um Mitnahmeeffekte und Marktverzerrungen zu vermeiden, sollten die Bundesdarlehen abgebaut werden, wenn ein Unternehmen Gewinne schreibt. Dies könnte mit einer Einführung einer Amortisationspflicht erreicht werden.

Fazit: Bundesdarlehen sind ein effektives Instrument, um Investitionsanreize für Grosswasserkraftprojekte zu ermöglichen, da die Anlagen kapitalintensiv sind. Allerdings ist dadurch auch mit Marktverzerrungen zu rechnen aufgrund der Benachteiligung der nicht-subventionierten Produzenten.

6.4.8 Quotenmodell

Im Quotensystem werden Mengenziele erneuerbarer Energien definiert, woraus per Marktmechanismen ein Zertifikatspreis resultiert. Ist der Markt genug liquide, stellt dieses Instrument ein geeignetes Modell dar, ein gewisses Mengenziel effektiv und effizient zu erreichen. In der Praxis haben sich jedoch dabei einige Schwierigkeiten ergeben (bspw. aufgrund von Liquiditätsproblemen und Bestrafungsmechanismus bei Nichterfüllung der Quote).

In einem Quotensystem sind die Produzenten ständig im Wettbewerb mit anderen Anbietern (und je nach Ausgestaltung auch mit unterschiedlichen Technologien), was zu Anreizen führt, Kostensenkungspotenziale auszunutzen (gute Kosteneffizienz).

In einem technologieutralen Quotensystem können die günstigsten Technologien im Gegensatz zu den teureren Technologien Produzentenrenten und Mitnahmeeffekte realisieren. Dies könnte durch technologiespezifische Sätze vermieden werden, allerdings auf Kosten der Effizienz, da die Anreize für Investitionen in die jeweils günstigste Technologie reduziert würden.

Die Implementierung eines Quotensystems wäre vom administrativen Aufwand relativ aufwendig. Hier müssen neue Prozesse und Verfahren eingeführt werden, mit welchen sich die Marktakteure auseinandersetzen müssen. Nach Implementierung des Systems ist der administrative Aufwand stark von der konkreten Ausgestaltung abhängig, insbesondere bei wem die Quotenverpflichtung liegt und wie viele Akteure involviert sind (bspw. Verbraucher, Netzbetreiber, Produzenten etc.).

Ein Quotensystem für die Grosswasserkraft kann die Investitionssicherheit gegenüber dem Status Quo steigern aufgrund der zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeit der Zertifikate, jedoch nicht im selben Ausmass wie die KEV: Die Produzenten können durch die zusätzlichen Einnahmen zwar einen Teil ihrer Kapitalkosten decken, sind aber im Gegensatz zur KEV weiterhin den Marktrisiken und den entsprechenden Preisschwankungen ausgesetzt.



Mit dem Quotenmodell sind die Produzenten selber für die Vermarktung des Stroms verantwortlich. Sie haben dadurch Anreize, auf Preissignale zu reagieren und Fahrplanabweichungen und Ausgleichsenergiekosten zu minimieren.

Die Umsetzung eines Quotensystems dürfte kurzfristig wohl schwierig sein. Zwar bestehen heute mit Art. 7b Abs. 4 EnG die gesetzlichen Grundlagen zur Einführung eines solchen Systems (falls die Ausbauziele für erneuerbare Energien nach dem geltenden EnG nicht erreicht werden können), allerdings ist dieses System in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES 2050 nicht vorgesehen und aufgrund der Praxiserfahrung findet in Europa eher eine Abkehr von diesem System statt. Eine Einführung eines Quotensystems nur für die Grosswasserkraft würde das Errichten paralleler Fördersysteme bewirken und es bestünde die Gefahr von mangelnder Liquidität von Zertifikaten aus nur relativ wenigen Projekten und einer geringen Anzahl Anbieter.

Fazit: Ein Quotenmodell kann die Wirtschaftlichkeit der Projekte steigern, jedoch dürfte der Markt nur für die Grosswasserkraft nicht ausreichend liquide sein und von wenigen Projekten beeinflusst werden. Der Bundesrat hat mit dem ersten Massnahmenpaket zur ES 2050 entschieden, keine Umstellung des gesamten Fördersystems für erneuerbare Energien auf ein Quotenmodell vorzunehmen, sondern an einer Einspeisevergütung festzuhalten.

6.5 Rechtlicher Rahmen

6.5.1 Finanzierung bzw. Abgabbeerhebungskompetenz des Bundes

Im Falle einer finanziellen Förderung ist der Gesetzgeber *ausgabeseitig*, also bei der Wahl des Instruments und dessen Ausgestaltung, ziemlich frei. *Finanzierungsseitig* ist der Spielraum kleiner, da für die Erhebung von Abgaben eine explizite Grundlage in der Bundesverfassung nötig ist, was im Energiebereich nicht gegeben ist (vgl. u.a. Art. 89 BV). Ohne explizite BV-Grundlage werden nebst Kausalabgaben und (reinen) Lenkungsabgaben auch bestimmte Abgabetypen zugelassen, die einen engen Zurechnungszusammenhang zwischen dem Kreis der Abgabepflichtigen und dem Abgabeverwendungszweck aufweisen. Die KEV bzw. ihre Finanzierung über den Netzzuschlag wurde als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck konzipiert (Ausgleich der Sonderlasten einzelner Netzbetreiber). Ausgehend von diesem Konzept hat der Gesetzgeber weitere Massnahmen über den Netzzuschlag finanziert (u.a. wettbewerbliche Ausschreibungen, Geothermie-Risikoabsicherungen). Die Instrumente gemäss Energiestrategie 2050, inkl. der Investitionsbeiträge für die Erweiterung/Erneuerung von Wasserkraft-Anlagen (zwischen 300 kW und 10 MW), bleiben innerhalb dieses Rahmens. Für ein neues Förderinstrument für Grosswasserkraft-Anlagen müsste – wenn die Details feststehen – die Rechtmässigkeit genauer geprüft werden. Rechtlich möglich ist sodann eine Finanzierung über den allgemeinen Bundeshaushalt; so wären die Gelder aber allenfalls zu wenig zuverlässig gesichert.

6.5.2 Beihilfe-Vorgaben der EU

Wenn die Schweiz mit der EU ein Stromabkommen abschliesst, wird sie im Strombereich voraussichtlich die EU-Regeln zu den staatlichen Beihilfen beachten müssen. Deshalb sind



diese Regeln für eine allfällige Grosswasserkraft-Förderung mit in Betracht zu ziehen. In der EU sind wettbewerbsverzerrende staatliche Beihilfen (Subventionen, Abgabebefreiungen, andere Vorteile zu marktunüblichen Bedingungen etc.) grundsätzlich untersagt. Ausnahmen sind aber möglich und häufig, zulässig sind namentlich umweltpolitisch motivierte Beihilfen; auch der Ausbau erneuerbarer Energien ist als Fördermotiv zugelassen. Die EU ist aktuell daran, ihre Beihilfe-Kriterien im Energie- und Umweltbereich zu überarbeiten. Dabei sind aktuell die folgenden Linien erkennbar: Einspeisevergütungen, die über lange Zeiträume fixe Tarife garantieren, sollen aufgegeben werden, zumal für bereits etablierte Technologien. Positiver sieht die EU hingegen Einspeise-*Prämien* oder das Nutzarmachen von Marktkräften wie z.B. über Auktionen. Die EU bevorzugt sodann Investitionsbeiträge, offenbar jedenfalls dann, wenn andernfalls (bei einer Unterstützung des laufenden Betriebs) übermässig Strom produziert wird, obschon gar keine Nachfrage vorhanden ist. Anerkannt ist durch die EU zudem die Bedeutung von Reservekapazitäten (back-up capacities) zum Ausgleich von Schwankungen, wie sie z.B. PV- oder Wind-Strom verursachen. Unterstützungen in diesem Bereich sind grundsätzlich möglich, auch wenn es letztlich auf die konkrete Ausgestaltung ankommen wird.

6.6 Kosten einer Förderung

Die jährliche Produktionserwartung der oben untersuchten Projekte beträgt rund 2.6 TWh. In Abbildung 18 sind die kumulierten nichtamortisierbaren Investitionen für alle untersuchten Projekte mit Produktionserhöhung für alle Szenarien (vgl. Kap. 5.5) und Sensitivitäten (vgl. Kap. 5.6) dargestellt. Dies sind die Beträge, die nötig wären, damit die Projekte einen NPV von Null erzielen würden. Die Projekte sind dabei nach abnehmender Wirtschaftlichkeit geordnet, d.h. die Projekte mit dem höchsten IRR stehen ganz links, diejenigen mit dem tiefsten IRR rechts. Die nichtamortisierbaren Investitionen der 22 Projekte mit Produktionserhöhung gemäss Abschnitt 5.1 betragen im Referenzszenario rund 1.8 Milliarden CHF. Im Szenario +20% sind es 1.4 Mrd. CHF, im Szenario -20% 2.5 Mrd. CHF, im Szenario mit dem tieferen WACC 1.7 Mrd. CHF und im Szenario mit dem geglätteten Wechselkurs 2.1 Mrd. CHF. Allerdings sind unter diesen Projekten auch acht Projekte mit Schwall und Sunk Sanierung und mögliche finanzielle Entschädigungen für diese Massnahmen wurden hier nicht berücksichtigt. Es zeigt sich in der Abbildung 18, dass die Kurven in allen Szenarien mit zusätzlicher Produktion deutlich steiler werden.

Eine Erhöhung des Marktpreises um 20% weist bis zu einer zusätzlichen Produktion von rund 2'000 GWh eine vergleichbare Wirkung auf wie eine Senkung des WACC real von 4.63% auf 3.28%. Bei einer weiteren Steigerung der Produktion verliert ein tieferer WACC zunehmend seine Wirkung. Auf der anderen Seite wirkt sich eine Senkung des Marktpreises um 20% deutlich stärker aus als eine Glättung des Wechselkurses.

Die Reihenfolge der einzelnen Projekte in den Szenarien/Sensitivitäten kann sich von derjenigen des Referenzszenarios unterscheiden, da die veränderten Parameter nicht in allen Projekte dieselbe Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit zeigen.

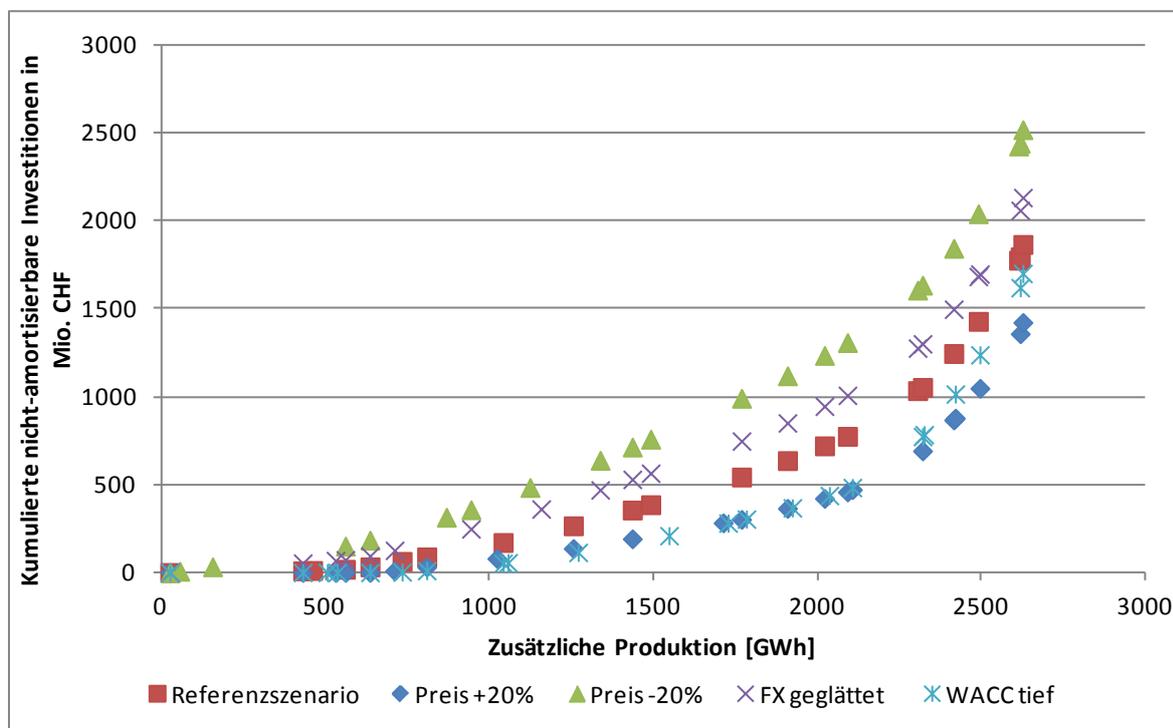


Abbildung 18: Kumulierte nichtamortisierbare Investitionen für Projekte mit Produktionserhöhung.

Bei einer Förderung über 15 Jahre, einer Inbetriebnahme der Anlagen ab dem Jahr 2014 und einem angenommenen realen WACC von 4.63% wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, würde die notwendige Prämie auf den Marktpreis gemäss Referenzszenario rund 6.7 Rp./kWh für die Zubaumenge betragen, um die nichtamortisierbaren Investitionen zu decken und alle Projekte mit Produktionserhöhung bis zur Wirtschaftlichkeit (d.h. einem NPV=0) zu fördern (+2.6 TWh). Abbildung 19 stellt die benötigte Prämie für alle untersuchten Szenarien und Sensitivitäten für verschiedene Zubaumengen dar⁴³. Im Maximum beträgt diese Prämie während 15 Jahren rund 9 Rp./ kWh, im Minimum rund 5 Rp./ kWh, um die nichtamortisierbaren Investitionen aller Projekte abzudecken.

⁴³ Lesebeispiel: Um im Referenzszenario eine zusätzliche jährliche Produktion von 1'250 GWh kostendeckend realisieren zu können, wäre ein Zuschlag auf dem Marktpreis von 2 Rp./kWh für die entsprechende Zubaumenge notwendig.

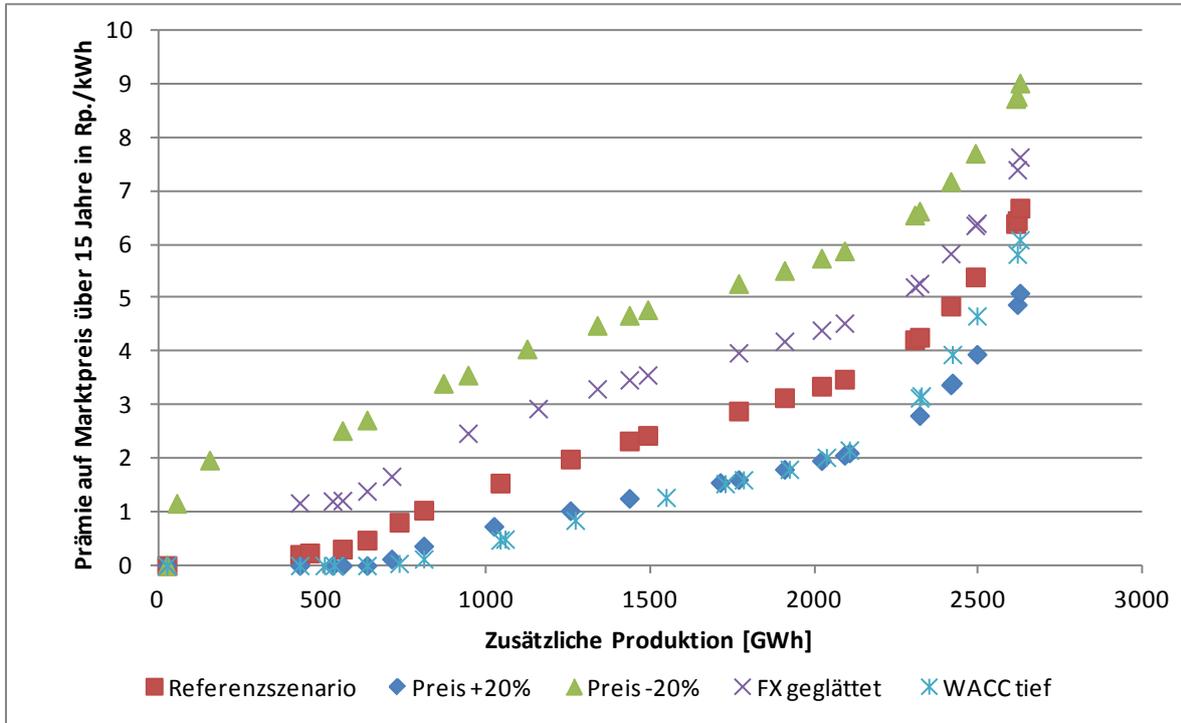


Abbildung 19: Zuschlag auf den Marktpreis über 15 Jahre für Projekte mit Produktionserhöhung, damit ein NPV = 0 erreicht wird.

Wie bereits in Abschnitt 5.1 beschrieben, beträgt die Leistungserhöhung der untersuchten Projekte 851 MW. Es handelt sich dabei um 19 Projekte, wovon 18 auch eine Produktionserhöhung mit sich bringen würden und deshalb bereits in der vorherigen Abbildung 18 enthalten sind. Die Abbildung 20 zeigt die kumulierten nichtamortisierbaren Investitionen der 19 Projekte mit Leistungserhöhung, d.h. die Zusatzerträge, die nötig wären, damit diese Projekte unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich wären. Im Referenzszenario sind dies rund 1.7 Mrd. CHF, im Szenario +20% rund 1.3 Mrd. CHF und im Szenario -20% rund 2.3 Mrd. CHF. Es zeigt sich auch hier, dass die Kurven mit zunehmender Leistung deutlich steiler werden, d.h. die Grenzkosten nehmen mit jedem zusätzlich installierten MW zu.

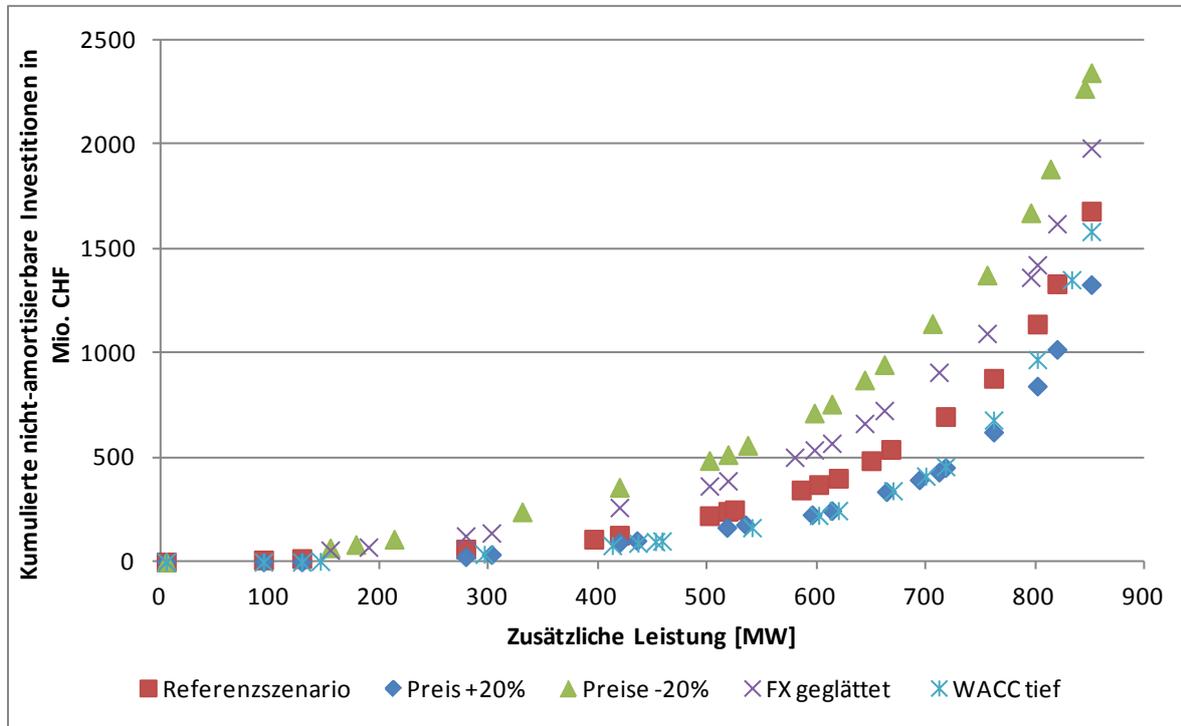


Abbildung 20: Kumulierte nichtamortisierbare Investitionen für Projekte mit Leistungserhöhung.

In Abbildung 21 sind die spezifischen Investitionskosten dargestellt, welche sich gemäss den Modellannahmen in den einzelnen Szenarien und Sensitivitäten nicht amortisieren lassen. Im Referenzszenario wären einmalige Kapazitätzahlungen von rund 2000 CHF/kW nötig, damit auch das unwirtschaftlichste der untersuchten Projekte noch wirtschaftlich würde. Im Minimum beträgt dieser Wert rund 1600 CHF/kW im Szenario +20% und im Maximum rund 2800 CHF/kW im Szenario -20%. Es zeigt sich allerdings, dass in allen Szenarien und Sensitivitäten mit einer einmaligen Kapazitätzahlung von unter 1000 CHF/kW ein Grossteil der Projekte einen positiven NPV erzielen könnte.

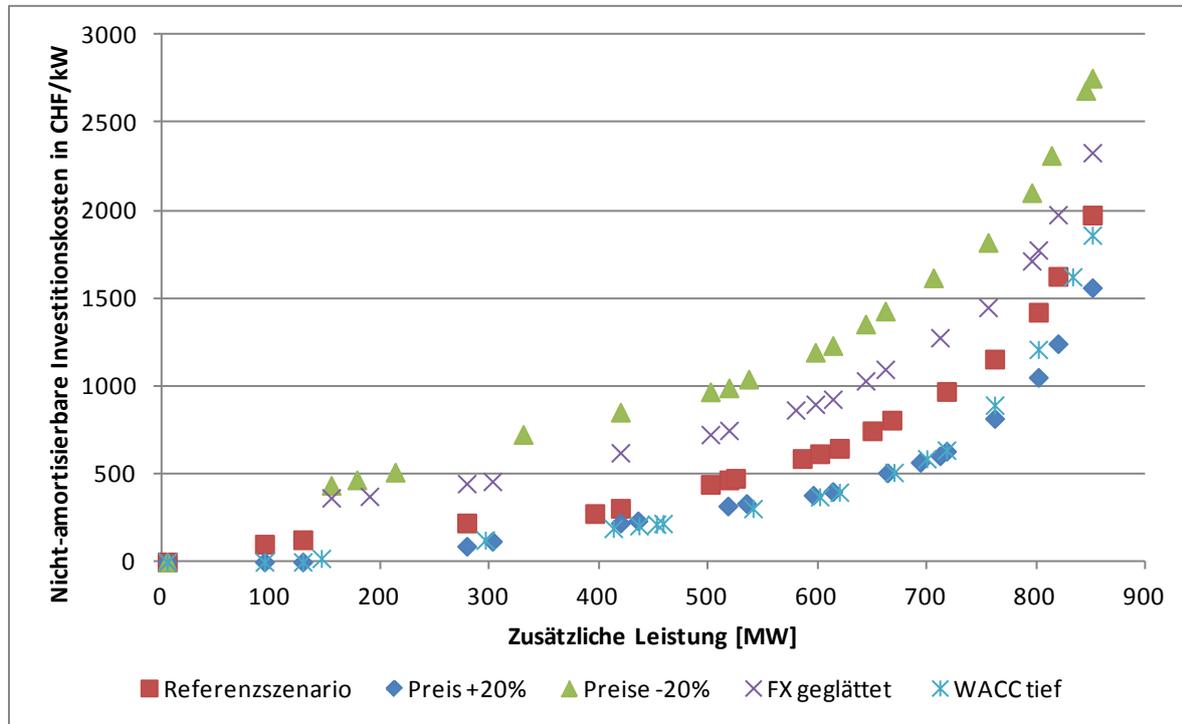


Abbildung 21: Nichtamortisierbare Investitionskosten für Projekte mit Leistungserhöhung.

6.7 Weitere zu berücksichtigende Aspekte

Derzeit läuft in Europa eine intensive Diskussion über das zukünftige Marktdesign für den Strommarkt. Hier geht es um die Frage nach der Weiterentwicklung des Strommarktes bei vermehrter erneuerbarer Einspeisung, bspw. wie die Energy-only-Märkte weitergeführt werden und ob (und falls ja in welcher Form) Kapazitätsmechanismen benötigt werden. Die Frage nach der Förderung von Grosskraftwerken ist damit eng verbunden und muss koordiniert werden. Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz steht dabei derzeit nicht im Vordergrund.

Insgesamt geht es auch darum, die Wettbewerbsbedingungen der Wasserkraft zu fördern. Da die Grosswasserkraft teilweise eine flexible Produktionstechnologie darstellt, stellt sich die Frage, wie dem Wert der Flexibilität ausreichend Rechnung getragen werden kann, insbesondere vor dem Hintergrund, dass zukünftig deutlich mehr volatile Einspeisung durch neue erneuerbare Energien zu erwarten ist.

Es stellen sich insbesondere die Fragen, wie:

- die Intraday- und Regenergiemärkte weiter zu entwickeln sind,
- die Einführung von neuen Handelsprodukten dem Wert der Flexibilität bepreist werden kann und Produzenten effizient und effektiv ihre Flexibilität im Markt anbieten können, und
- die internationale Integration der Märkte verbessert werden kann (insbesondere der Intraday- und Regenergiemärkte).

Eine Verbesserung dieser Aspekte würde die Wettbewerbsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit der flexiblen Wasserkraft verbessern und einen möglichen Förderbedarf reduzieren. Es gilt zudem zu berücksichtigen, dass diese Aspekte in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen gemäss



Abschnitt 5 nicht beurteilt werden konnten.⁴⁴ Ein Fördersystem sollte daher auch auf ändernde Marktbedingungen Rücksicht nehmen und könnte bspw. bei einer positiven Wirtschaftlichkeitsentwicklung auch Rückzahlungsmechanismen der Förderbeiträge enthalten.

Die Förderung der Grosswasserkraft steht zudem in Konkurrenz mit dem Bau anderer Grosskraftwerke, bspw. von Gas- und Dampfturbinen oder dem Stromimport (bedingt allenfalls einen Netzausbau). Durch die Förderung der Grosswasserkraft können volkswirtschaftliche Verzerrungen entstehen, indem Technologien einseitig gefördert werden und dadurch andere (auch bestehende) benachteiligt werden. Eine Förderung sollte daher möglichst technologieneutral sein und Anreize schaffen, dass zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zukünftig ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen.

7 Schlussfolgerungen

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden in Zusammenarbeit mit dem Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband bei acht Schweizer Energieunternehmen, die zusammen rund 80% der Schweizer Wasserkraftproduktion aus Anlagen >10 MW sicherstellen, Daten zu geplanten⁴⁵, aber noch nicht realisierten Ausbau- und Neubauprojekten der Grosswasserkraft (>10 MW) erhoben und deren Wirtschaftlichkeit bewertet. Die untersuchten 25 Projekte weisen insgesamt eine erwartete Zusatzproduktion von 2.6 TWh und eine erwartete Zusatzleistung von 851 MW auf. Die gesamte Investitionssumme würde sich auf rund 6 Mrd. CHF belaufen.

Die Wasserkraftprojekte wurden durch das BFE mit auf den Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050⁴⁶ basierenden Preisszenarien bewertet. Diese gehen von einer mittelfristigen Erholung der Grosshandelsmarktpreise ab 2020 auf 9 - 11 Rp./kWh aus. Diese der Bewertung zu Grunde liegenden, sehr langfristigen Annahmen sind naturgemäss mit grosser Unsicherheit behaftet und hängen massgeblich von der zukünftigen Entwicklung der europäischen Strommärkte und deren Rahmenbedingungen, der Stromnachfrage, sowie von den Öl-, Gas-, Kohle- und CO₂-Preisen ab.

Die Bewertung der untersuchten Wasserkraftprojekte zeigt, dass 95% dieser Projekte unter diesen Annahmen zum heutigen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich sind und damit eine angemessene Verzinsung des Kapitals potentieller Investoren nicht gegeben ist. Die durchschnittlichen gewichteten Gestehungskosten der bewerteten Projekte liegen bei 14.1 Rp./kWh⁴⁷ und damit deutlich über den heutigen Grosshandelsmarktpreisen in der Schweiz (5 Rp./kWh).

⁴⁴ In der Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurde eine Vermarktung am Spotmarkt bewertet. Mögliche Upsides bei einer Vermarktung an den Intraday- oder Regelenenergiemärkten wurden nicht betrachtet.

⁴⁵ Berücksichtigt wurden Projekte in den Projektphasen strategische Planung, Vorstudie und Projektierung

⁴⁶ „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050“, Prognos (2012).

⁴⁷ Für Wasserkraftprojekte ohne zusätzliche Schwall-Sunk Sanierung oder –Dämpfung betragen die durchschnittlichen gewichteten Gestehungskosten bei 12.9 Rp./kWh



Unter den aktuellen Markt- und Rahmenbedingungen ist deshalb davon auszugehen, dass mit Investitionen in Wasserkraftwerke zugewartet wird und das vorhandene Wasserkraftausbaupotenzial ohne zusätzliche Investitionsanreize zurzeit nicht weiter erschlossen wird. Insbesondere besteht das Risiko, dass laufende Projektplanungen sistiert werden und sich damit, aufgrund der langen Planungs- und Bewilligungsverfahren, auch im Falle einer mittelfristigen Preiserholung die Realisierung von Wasserkraftprojekten stark verzögert.

Prioritär ist deshalb darauf hinzuwirken, dass die in Europa zu beobachtenden Marktverzerrungen korrigiert werden können. Da nicht nur in der Schweiz, sondern auch im benachbarten Ausland die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft durch die aktuelle Marktsituation stark beeinträchtigt ist, ist ein koordiniertes Vorgehen angezeigt. Nicht auszuschliessen ist zudem, dass sich der Preis für CO₂-Zertifikate in der EU erhöht, was der Wasserkraft wie anderen Erneuerbaren Energien dienen würde.

Sollen Investitionen in die Grosswasserkraft im aktuellen Marktumfeld trotzdem zeitnah ausgelöst werden, so stellt sich aufgrund der Studienergebnisse die Frage von Unterstützungsmassnahmen für die Grosswasserkraft. Diese müssten bei den relevanten Kostenkomponenten der Wasserkraft ansetzen, dazu zählen die hohen Investitionskosten und die Wasserzinsen. Die Studie liefert erste Grobanalysen von Fördermodellen, die solche Investitionsanreize schaffen könnten. Bei den untersuchten Förderinstrumenten zeigt sich, dass sich keines durch eine besondere Eignung für die Grosswasserkraft auszeichnet, resp. bei allen Instrumenten neben dem gewünschten Fördereffekt gleichzeitig auch bedeutende Nachteile und Risiken wie zusätzliche Marktverzerrungen, Benachteiligungen nicht subventionierter Technologien und Mitnahmeeffekte in Kauf genommen werden müssten. In jedem Fall bedarf eine allfällige Ausgestaltung eines Förderinstrumentes vertiefte Abklärungen.



Quellen

Avenir Suisse (2013), Falsche Subventionen für die Wasserkraft, 04.06.2013.

BFE (September 2013). Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050

BFE, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand 1.1.2013

BFE (2012), Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.

Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Januar 1991; SR 814.20.

Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007; SR 734.7.

CEPE ETH Zürich und Mecop Università della Svizzera Italiana (2001), im Auftrag des BFE und BWG sowie der Interessengruppe Wasserkraft. Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale.

Econcept (1997), im Auftrag des Bundesamts für Energiewirtschaft, „Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich“

Econcept (2008), im Auftrag des BFE, Ökonomische Überlegungen: Grundlagen Wasserzinspolitik.

Ecoplan (2012), im Auftrag des BFE, Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen.

Energiegesetz (EnG), Stand am 1. Juli 2012

Entwurf Energiegesetz (E-EnG), 4. September 2013

Filippini M., Silvia Banfi, Cornelia Luchsinger und Adrian Müller (2004), Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung, vdf Verlag.

Frontier Economics und swissQuant Group (2013), im Auftrag des BFE. Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050.

Prognos (2012), im Auftrag des BFE. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050.

Schwarze (2013): Kapazitätsmarkt für Strom in Deutschland – Analyse verschiedener Modelle und Bewertung einer möglichen Einführung in Deutschland, Diplomica Verlag, Hamburg.



Glossar

Technologie

Laufwasserkraft

Laufkraftwerke sind Wasserkraftwerke an Flüssen und Bächen, welche das zufließende Wasser unmittelbar, dh. ohne Speicherung nutzen. Die Stromproduktion hängt vom Wasserdargebot, dem Ausbaugrad und dem genutzten Gefälle ab. Laufkraftwerke sind geeignet, kontinuierlichen Grundstrom zu produzieren.

Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke können die natürlichen Zuflüsse in hoch gelegenen Stauseen zurückhalten und speichern. Bei Bedarf wird das Wasser in tiefer gelegenen Zentralen turbinert und so Strom produziert. Speicherkraftwerke sind geeignet, um Lastspitzen im Strombedarf abzudecken, Nachfrageschwankungen auszugleichen und Regelenergie zu produzieren.

Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind Speicherkraftwerke, die mit Pumpen ausgerüstet sind, um das Wasser aus einem tiefer gelegenen Becken in einen höher gelegenen Stausee pumpen können. Das Wasser kann dadurch mehrmals genutzt werden: bei hohem Strombedarf wird das Wasser turbinert und Strom produziert, bei Stromüberschuss und tiefen Preisen wird das Wasser wieder in das obere Becken gepumpt. Diese Kraftwerke können kurzfristig eingesetzt werden, um Nachfragespitzen zu decken und um das Netz zu stabilisieren.

Umwälzwerke sind Pumpspeicherkraftwerke, welche ausschliesslich auf das abwechselnde Pumpen und Turbinieren eines bestimmten Wasservolumens („umwälzen“) ausgelegt sind.

Schwall/Sunk-Problematik

Der Betrieb von Wasserkraftwerken kann die Pegelstände von Flüssen und Bächen plötzlich ansteigen lassen (Schwall) oder senken (Sunk). Dies kann Fauna und Flora sowie deren Lebensräume nachteilig beeinflussen. Wesentliche Beeinträchtigungen durch Schwall und Sunk sind gemäss geltendem Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Art. 39a) mit geeigneten Massnahmen zu verhindern oder zu beseitigen.

Bewertung

Discounted Cashflow Modell (DCF-Methode)

Mit der DCF-Methode können langfristige Investitionen bewertet werden, indem alle zukünftigen Geldflüsse auf einen bestimmten Zeitpunkt abdiskontiert und summiert werden. Daraus ergeben sich die beiden Kennzahlen Nettobarwert und Interner Zinssatz.

Interner Zinssatz oder Internal Rate of Return (IRR)

Der IRR ist ein Erwartungswert für die jährliche Rendite einer Investition über dessen gesamte Laufzeit. Im vorliegenden Bericht stellt es die Rendite für das im Grosswasserkraftwerk gebundenen Kapitals dar. Um eine Investition zu beurteilen, kann der IRR mit dem zu erwar-



teten Marktzins zuzüglich einer Risikoprämie verglichen werden. Ist der interne Zinssatz grösser, lohnt sich die Investition, ist er kleiner, rechnet sie sich nicht.

Nettobarwert oder Kapitalwert oder Net Present Value (NPV)

Der Nettobarwert des Kapitals entspricht den Kosten einer Investition zuzüglich der zum Gegenwartswert mit einem bestimmten Zinssatz abdiskontierten künftigen Ein- und Ausgaben, die aus der Investition entstehen.

Referenzszenario „POM C&E“

Das Referenzszenario orientiert sich am Nachfrageszenario „Politische Massnahmen des Bundesrates“ (POM) und der Stromangebotsvariante „fossil-zentral & erneuerbare Energien“, wie in den Energieperspektiven 2050 von Prognos beschrieben. Die vorhandenen politischen Instrumente werden verstärkt und ergänzt, aber keine völlig neuen lanciert. Die Stromversorgung soll ab 2022 durch einzelne Gaskraftwerke ergänzt werden, fossile Wärmekraft-Koppelungs-Anlagen (WKK) sollen autonom zugebaut werden. Zudem geht das Szenario von einem ambitionierten Zubau der erneuerbaren Energien aus.

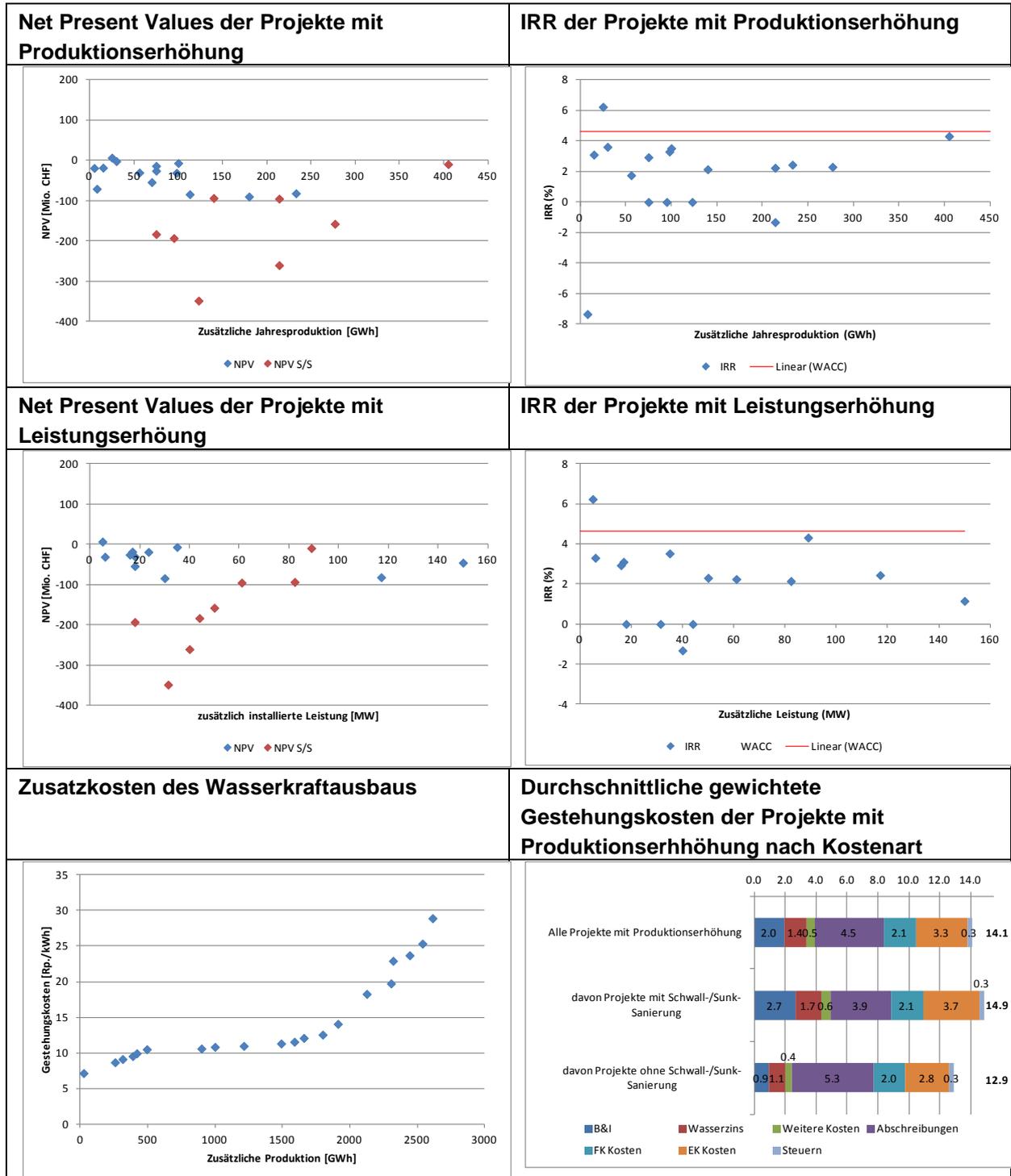
Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Der WACC entspricht den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten einer Anlage. Diese werden in Prozent ausgedrückt und geben an, wie hoch eine vom Unternehmen zu erwirtschaftende Mindestrendite einer Investition sein muss, damit diese attraktiver ist als eine alternative Anlage am Kapitalmarkt. Der WACC beschreibt deshalb auch die Opportunitätskosten der Kapitalgeber.



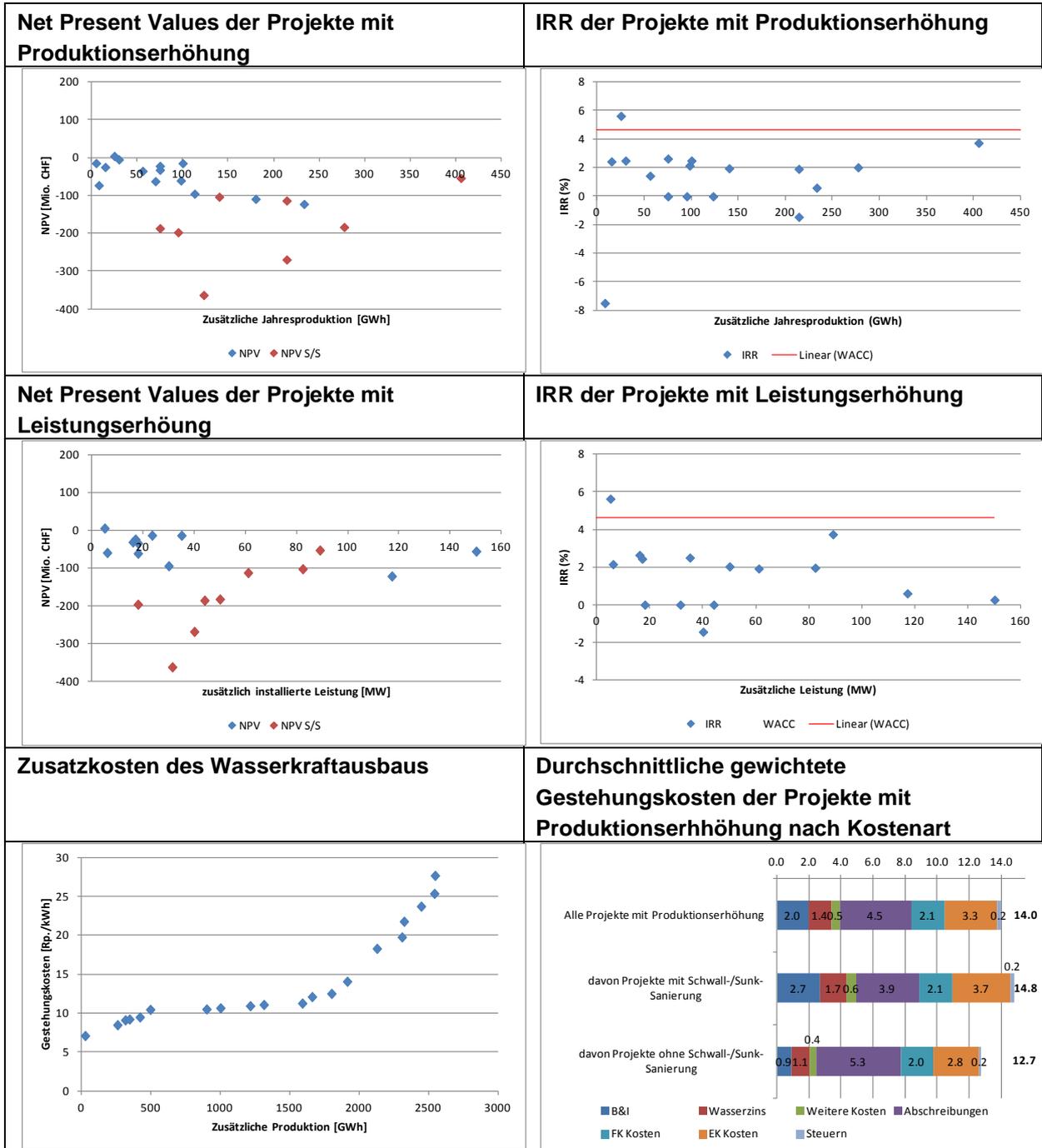
Anhang A: Grafiken zur Rentabilität für alle Szenarien und Sensitivitäten

Referenzszenario



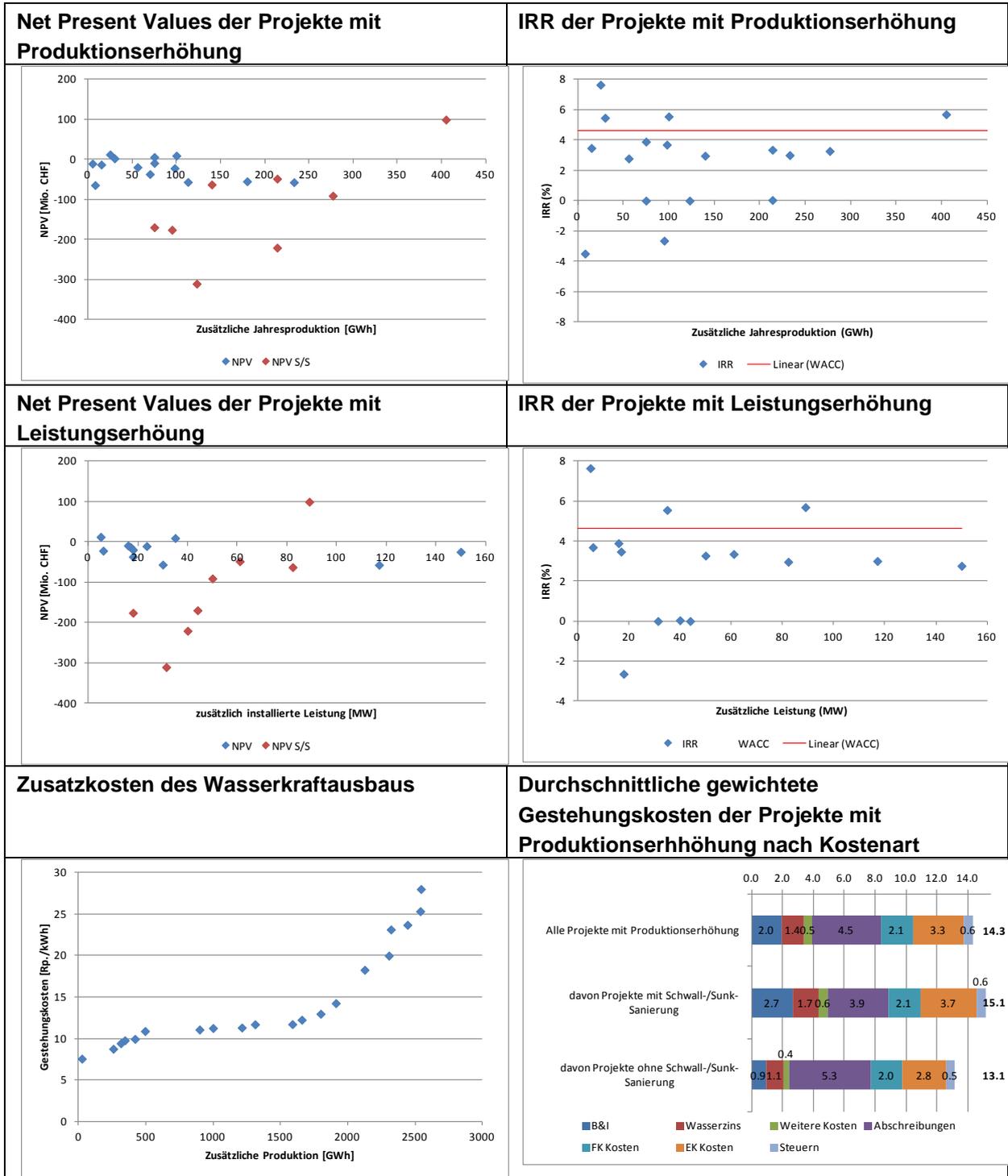


Szenario: Alternativ, geglätteter Wechselkurs



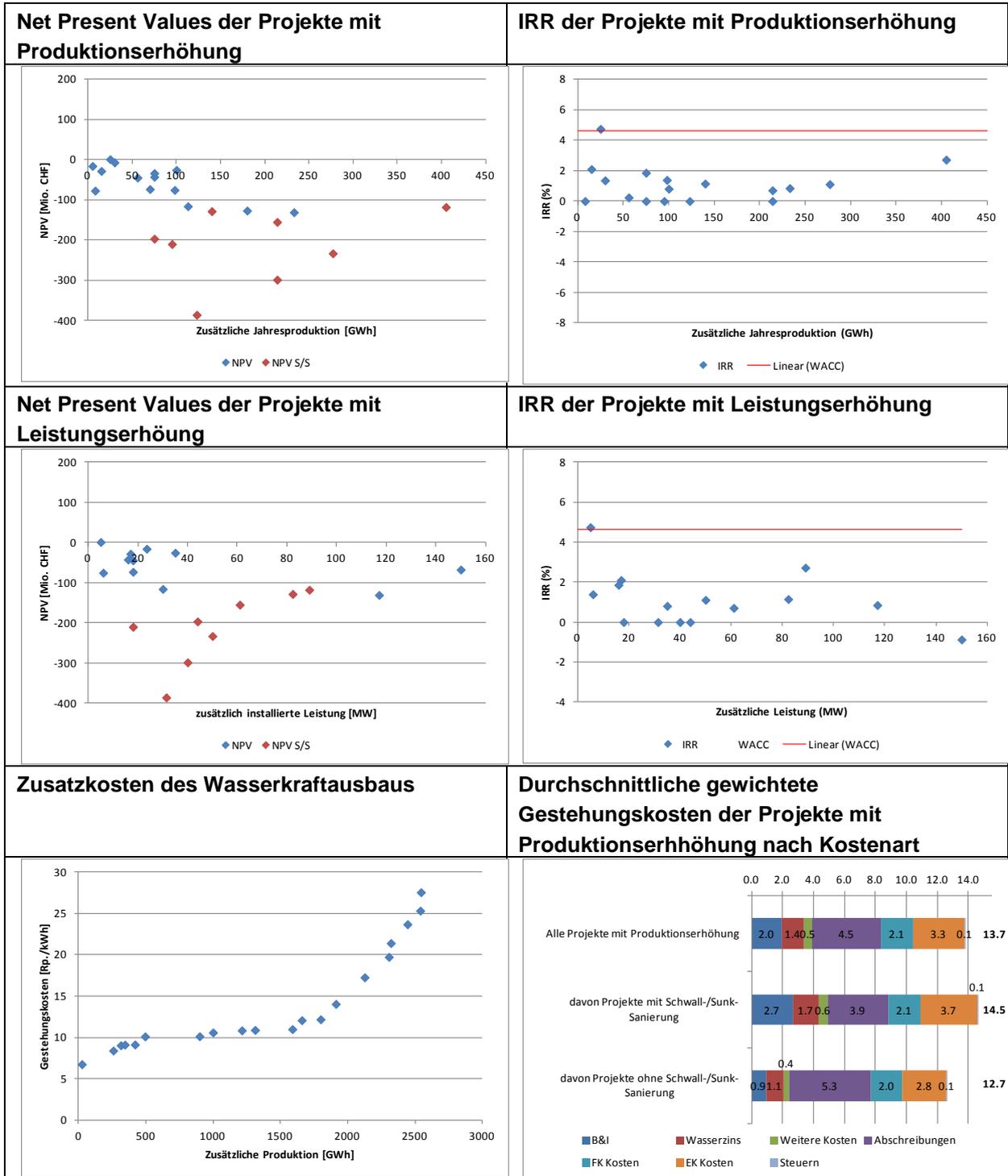


Szenario: Referenz, Sensitivität: Preise +20%



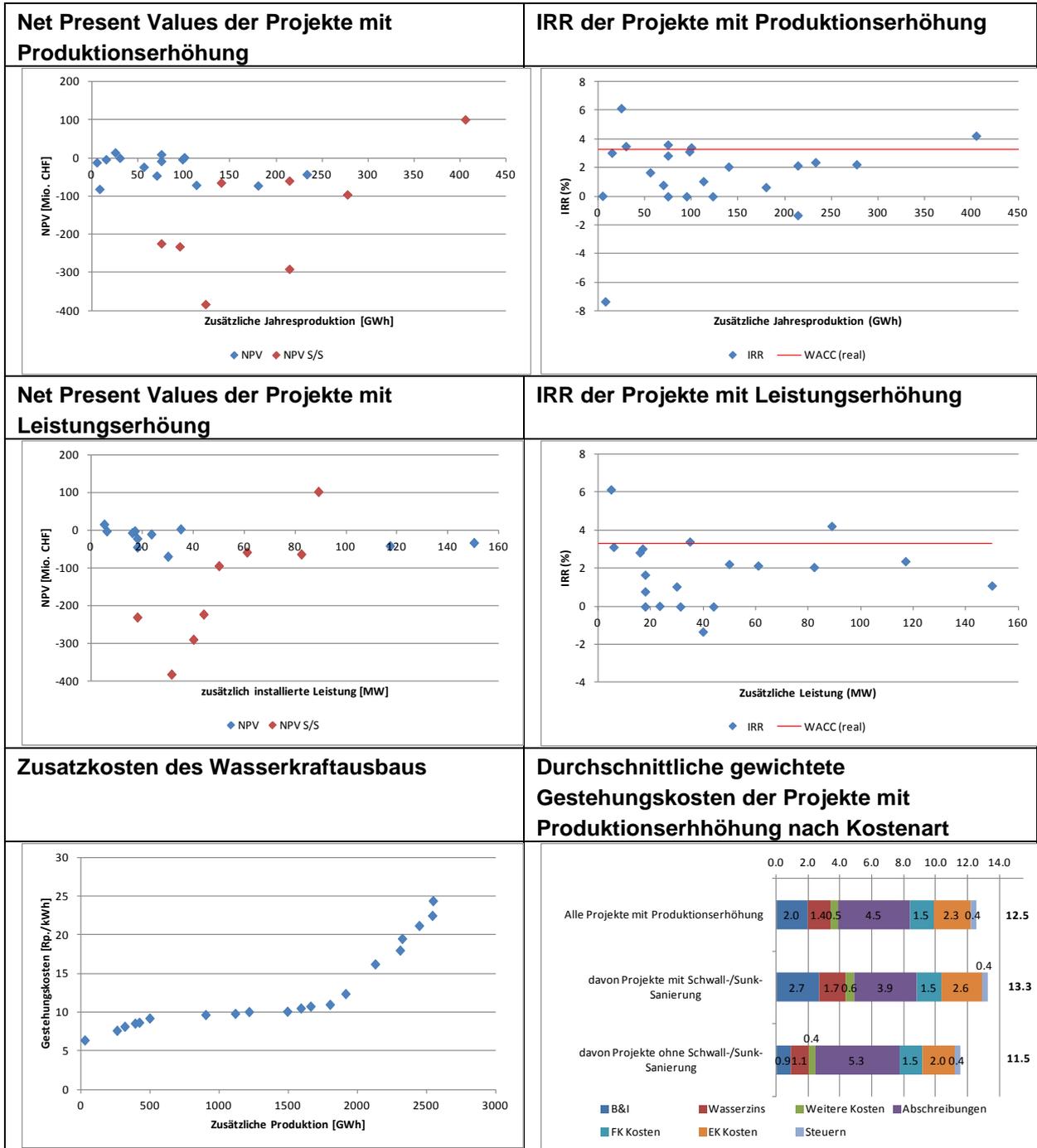


Szenario: Referenz, Sensitivität: Preise -20%





Szenario: Referenz, Sensitivität: WACC tief





Anhang B: Eingabemaske des Discounted Cash Flow Modells

Projekt XY		
Eckdaten (relevante Felder bitte ausfüllen)		
<i>Bestehende Anlage</i>		
Installierte Leistung	Nur falls bestehende Anlage vorhanden ausfüllen	MW
Produktion	Nur falls bestehende Anlage vorhanden ausfüllen	GWh/a
<i>Ausbauprojekt / Neubauprojekt</i>		
Projektnamen (wird anonymisiert!)	Bitte angeben.	
Projektbeschrieb (wird anonymisiert!)	Bitte ausfüllen.	
Ausbau oder Neubau	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
Anlagentyp	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
Projekttyp	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
Hauptzweck	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
Investition	1	Mio. CHF
Ersatzinvestitionen	1	Mio. CHF
(Zusätzliche) Leistung	1	MW
Baubeginn	2000	Jahr
Inbetriebnahme	2000	Jahr
Betriebsdauer	1	Anz. Jahre
Verbleibende Konzessionsdauer ab Inbetriebnahme	1	Anz. Jahre
(Zusätzliche) Produktion	1	GWh/a
(Zusätzliche) B&I-Kosten	1	Mio. CHF/a
(Zusätzliche) Wasserzinsen	1	Mio. CHF/a
Weitere Kosten	1	Mio. CHF/a
Weitere Erlöse	1	Mio. CHF/a
Betriebsweise Zusatzproduktion	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
<i>Projektstand</i>		
Projektphase nach SIA Norm 112	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	
Sistierungsgründe oder Hemnisse:	1)	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->
	2)	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->
	3)	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->
Einschätzung Realisierungswahrscheinlichkeit wenn die Wirtschaftlichkeit gegeben wäre (z.B. durch Förderung).	Zutreffende Angabe aus der Liste wählen -->	

Abbildung B-1: Eingabemaske des Discounted Cash Flow Modell