

Erweiterte energiewirtschaftliche Bewertung möglicher Maßnahmen zur Minderung von negativen schwall- und sunkbedingten ökologischen Auswirkungen

zu Endbericht

SuREmMa+

Entwicklung einer Methode zur ökologischen und energiewirtschaftlichen
Bewertung von Maßnahmen zur Minderung von negativen schwall- und sunk-
bedingten ökologischen Auswirkungen

Wien, Dezember 2020

Text und Inhalt

Jürgen Neubarth (e3 consult GmbH)

Fachliche Unterstützung (in alphabetischer Reihung)

Gottfried Gökler (illwerke vkw AG), Katrin Janssen (illwerke vkw AG), Ines Leobner (ÖBB-Infrastruktur AG), Thomas Luschnig (KELAG Kärntner Elektrizität AG), Rupert Nocker (Salzburg AG), Markus Pflieger (VERBUND-Hydro-Power GmbH), Robert Reindl (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG), Daniel Wibmer (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG), Christoph Wulz (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG)

Zitiervorschlag

Neubarth J. (2020): Technischer Bericht III – Erweiterte energiewirtschaftliche Bewertung möglicher Maßnahmen zur Minderung von negativen schwall- und sunkbedingten ökologischen Auswirkungen. Ergänzung zu Endbericht: SuREmMa+ Entwicklung einer Methode zur ökologischen und energiewirtschaftlichen Bewertung von Maßnahmen zur Minderung von negativen schwall- und sunkbedingten ökologischen Auswirkungen, Forschungsbericht, Wien, 26 Seiten.

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| 1 Einleitung und Hintergrund | 1 |
| 2 Zusammenfassung SuREmMa-Systematik..... | 2 |
| 2.1 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen..... | 3 |
| 2.2 Systemrelevante und volkswirtschaftliche Auswirkungen | 4 |
| 3 Erweiterung energiewirtschaftliche Bewertungssystematik | 7 |
| 3.1 Bewertungsrelevante Veränderungen im Marktumfeld | 7 |
| 3.2 Beschränkung der Ab- und Anstiegsgeschwindigkeit | 10 |
| 3.3 Temporäre Verringerung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit | 13 |
| 3.4 Erhöhung Basisabfluss an Rückgabestelle | 14 |
| 4 Anwendung erweiterte Bewertungssystematik auf fiktives Fallbeispiel | 20 |
| 5 Literatur | 26 |

1 Einleitung und Hintergrund

Im Rahmen des interdisziplinären Forschungsprojekts *Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen* (SuREmMa) [1] wurde eine Systematik zur ökologischen und energiewirtschaftlichen Bewertung von hydrologischen und morphologischen Maßnahmen zur Minderung der Belastungen von Fließgewässern durch einen Schwall und Sunk verursachenden Betrieb von Speicherkraftwerken entwickelt. Entsprechend der in SuREmMa festgelegten Randbedingungen wurde sowohl die ökologische als auch energiewirtschaftliche Bewertung anhand der Begrenzung der Abstiegsgeschwindigkeit¹ am Rückgabepunkt in den Vorfluter durchgeführt. Zur Anwendung der Bewertungssystematik auf konkrete Fallbeispiele wurde das Forschungsprojekt als SuREmMa+ fortgesetzt. Dabei gibt es aus gewässerökologischer Sicht Anzeichen, dass neben der Abstiegsgeschwindigkeit auch die Anstiegsgeschwindigkeit vor allem für Benthosorganismen einen durch Schwall bzw. Sunk bedingten limitierenden Faktor darstellen kann.

Vor diesem Hintergrund ist eine Erweiterung der in SuREmMa entwickelten energiewirtschaftlichen Bewertungssystematik erforderlich, um weitere Maßnahmen zur Minderung von schwall- und sunkbedingten negativen ökologischen Auswirkungen in Bezug auf mögliche betriebswirtschaftliche sowie systemrelevante und volkswirtschaftliche Effekte bewerten zu können. Neben einer Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit wird in SuREmMa+ als weitere hydrologische Maßnahme die Erhöhung des Basisabflusses am Rückgabepunkt berücksichtigt. Auch werden zusätzliche zu ganzjährig wirkenden Beschränkungen temporäre Schwall- bzw. Sunkdämpfungen innerhalb des sog. Larvenfensters als hydrologische Maßnahme detaillierter betrachtet.

Im vorliegenden Technischen Bericht III *Erweiterte energiewirtschaftliche Bewertung möglicher Maßnahmen zur Minderung von negativen schwall- und sunkbedingten ökologischen Auswirkungen* des Forschungsprojekts SuREmMa+ wird daher die in SuREmMa entwickelte energiewirtschaftliche Bewertungssystematik um die zusätzlichen Anforderungen erweitert und auf ein fiktives Fallbeispiel angewendet.

Hierzu erfolgt in Kapitel 2 eine kurze Zusammenfassung der Systematik der energiewirtschaftlichen Bewertung aus SuREmMa. In Kapitel 3 ist die eigentliche Erweiterung der energiewirtschaftlichen Bewertungssystematik beschrieben. Diese wird abschließend in Kapitel 4 auf ein fiktives Fallbeispiel angewendet.

¹ Maximaler anthropogener Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten am Rückgabepunkt in den Vorfluter im Verhältnis zum maximalen Kraftwerksdurchfluss.

2 Zusammenfassung SuREmMa-Systematik

Die Umsetzung der im SuREmMa-Projekt berücksichtigten direkten hydrologischen und indirekten morphologischen Maßnahmen zur Minderung der negativen ökologischen Auswirkungen durch Schwall und Sunk können einerseits mit einer finanziellen Belastung für den Kraftwerksbetreiber durch zusätzliche Investitions-, Betriebskosten und/oder Erlöseinbußen verbunden sein. Andererseits können aber auch Auswirkungen auf das übergeordnete österreichische und europäische Stromversorgungssystem entstehen, wenn bspw. durch eine betriebliche Einschränkung eines Speicherkraftwerks weniger flexible Leistung zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen erbracht werden kann und diese langfristig durch eine alternative Flexibilitätsoption ersetzt werden muss.

Die energiewirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen für Speicherkraftwerke zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen umfasst daher sowohl betriebswirtschaftliche Auswirkungen auf den jeweils betroffenen Kraftwerksbetreiber als auch die systemrelevanten und volkswirtschaftlich relevanten Auswirkungen. Tabelle 1 zeigt eine zusammenfassende Übersicht der bewertungsrelevanten Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen für Speicherkraftwerke. Eine ausführliche Beschreibung findet sich dabei im Technischen Bericht D des SuREmMa-Forschungsprojekts *Energiewirtschaftliche Bewertung von schwalldämpfenden Maßnahmen für repräsentative Fallbeispiele* [2].

Tabelle 1: Übersicht der betriebswirtschaftlichen sowie systemrelevanten und volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen

| Kriterium | Hydrologische (direkt) Maßnahmen | | | Morphologische (indirekt) Maßnahmen | |
|--------------------------------------|--|----------------------------------|--|--|--|
| | Schwalldämpfungsbecken | Schwallausleitungskraftwerk | Betriebliche Einschränkungen | | |
| Betriebswirtschaftliche Auswirkungen | Kosten | Investitions- und Betriebskosten | Investitions- und Betriebskosten | Investitions- und Betriebskosten Frequenz-umformer bei 16,7 Hz Baukraftwerken | Investitions- und ggf. laufende Kosten |
| | Erlöse oder Erlösminderung | keine ¹ | Erlöse aus Verkauf der erzeugten Strommengen | Erlösminderung durch verminderte Einsatzflexibilität | keine |
| Systemrelevante Auswirkungen | CO ₂ -Emissionen | keine ¹ | Reduzierung CO ₂ -Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark | Erhöhung CO ₂ -Emissionen durch Wirkungsgradverluste im konventionellen Kraftwerkspark; zusätzlicher Effekt aus verminderter Systemintegration fluktuierender Wind- und PV-Stromerzeugung | keine |
| | Versorgungssicherheit | keine ¹ | Bereitstellung zusätzlicher gesicherter Leistung und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien | Verringerung flexibler Leistung und Erzeugungsmengen | keine |
| | Kosten / Einsparungen im Versorgungssystem | keine ¹ | Vermeidung alternativer Investitionen in Erneuerbare zur Erreichung politischer Zielvorgaben | Langfristig erhöhter Zubaubedarf an flexiblen Erzeugung- und / oder Speicherkapazitäten | keine |

¹bei Vernachlässigung möglicher Mindererzeugung durch Verringerung der Fallhöhe

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Die energiewirtschaftliche Bewertung der Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen erfolgt anhand der folgenden projektübergreifend definierten hydrologischen Wirkungsszenarien, die – in weiterentwickelter Form – auch im Rahmen des Folgeprojekts SuREmMa+ zur Anwendung kommen:

- **Szenario A:** Keine anthropogen verursachten Abflussschwankungen im Gewässer.
- **Szenario B_{GW40}:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 40% des zu erwartenden natürlichen Jahresmaximums nicht (sog. GW40-Wert). Da die GW40-Werte kraftwerksspezifisch zu bestimmen sind, wird zur Herleitung der Bewertungssystematik für das Szenario B eine Beschränkung des Abflussrückgangs je Viertelstunde am Rückgabepunkt in den Vorfluter mit 12,5%, 6,0% und 3,0% unterstellt, die in SuREmMA+ als Szenario B1, Szenario B2 und Szenario B3 bezeichnet werden.
- **Szenario C:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang/-anstieg innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (Q_a) nicht.
- **Szenario D:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang/-anstieg innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 50% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (Q_a) nicht.
- **Szenario E:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang/-anstieg innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 75% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (Q_a) nicht.
- **Szenario F:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang/-anstieg innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 100% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (Q_a) nicht.

2.1 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen

Bei der Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen werden die den betroffenen Kraftwerksbetreibern entstehenden monetären Effekte ermittelt. Ausgehend von den hydrologischen Wirkungsszenarien A bis F werden hierzu die Erlösminderungen betrieblicher Einschränkungen bzw. der damit verbundenen Restriktionen bei der Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke bestimmt. Diesen Erlösminderungen werden dann die Kosten der weiteren hydrologischen Maßnahmen zur Minderung der negativen ökologischen Auswirkungen durch Schwall und Sunk, nämlich Dämpfungsbecken und Schwallausleitung sowie morphologische Maßnahmen gegenübergestellt.

- **Betriebliche Einschränkungen:** Die Bewertung der ökonomischen Wirkung betrieblicher Einschränkungen erfolgt über ein vereinfachendes dreistufiges Verfahren für einen generischen Jahresspeicher (JSP), Wochenspeicher (WSP) und Tagesspeicher (TSP). Im ersten Schritt werden die Erlösminderungen für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarien bei einer ausschließlichen Vermarktung der Flexibilität von Speicherkraftwerken im Day Ahead-Spotmarkt quantifiziert. Dieser, über eine deterministische Einsatzmodellierung umgesetzte Bewertungsschritt liefert als Ergebnis den im Energiemarkt verlorenen Flexibilitätswert sowie zusätzlich den aus Systemsicht relevanten Verlust an flexibler Erzeugungsmenge. Im zweiten Schritt wird der Wert der flexiblen Leistung eines Speicherkraftwerks im Intraday- sowie Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarkt bestimmt. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarien verlorenen flexiblen Leistung kann so eine monetäre Quantifizierung der verlorenen flexiblen Leistung erfolgen. Im dritten Schritt werden die Ergebnisse aus den beiden vorangegangenen Schritten zusammengeführt und

damit die potenziellen Erlösminderungen betrieblicher Einschränkungen für jedes hydrologische Wirkungsszenario bestimmt.

- **Schwalldämpfungsbecken:** Die Investitionskosten von Schwalldämpfungsbecken zeigen i. Allg. eine sehr ausgeprägte Abhängigkeit vom jeweiligen Standort, so dass kein allgemein gültiger Bewertungsansatz abgeleitet werden kann. Im Rahmen des SuREmMa-Projekts wird für die Fallbeispiele durch den jeweiligen Kraftwerksbetreiber die grundsätzliche technische Umsetzbarkeit der Schwalldämpfungsbecken geprüft und bei gegebener Umsetzbarkeit die zur Erreichung der jeweiligen hydrologischen Wirkungsszenarien benötigten Beckengrößen ermittelt sowie eine standortabhängige Kostenabschätzung durchgeführt. Die Bandbreite der hieraus abgeleiteten spezifischen Kosten kann dabei auch für eine erste Einordnung der möglichen Kosten für ein Schwalldämpfungsbecken an weiteren Speicherkraftwerksstandorten herangezogen werden.
- **Schwallausleitungskraftwerke:** Die Kostenstrukturen von Schwallausleitungskraftwerken sind im Vergleich zu Schwalldämpfungsbecken noch deutlich stärker von den Bedingungen am jeweiligen Standort abhängig. Daher lassen sich Aussagen zu betriebswirtschaftlichen Effekten auch bei diesem Maßnahmentyp nur anhand konkreter und nicht generischer Standortbewertungen ableiten. Allerdings können Schwallausleitungskraftwerke nicht an jedem schwallbelasteten Gewässerabschnitt umgesetzt werden, da häufig keine geeigneten wasser- und energiewirtschaftlichen Randbedingungen für den Bau eines Ausleitungskraftwerks vorliegen.
- **Morphologische Maßnahmen:** Zusätzlich zu den hydrologischen Maßnahmen können morphologische Maßnahmen erforderlich sein, um im Falle von stark regulierten Gewässerabschnitten Lebensraum für Gewässerorganismen zu schaffen und gleichzeitig auch eine Verringerung der Schwallbelastung zu erzielen. Die Kosten morphologischer Maßnahmen zeigen eine sehr hohe Abhängigkeit vom morphologischen Zustand des jeweils zu sanierenden Gewässerabschnitts und damit von den konkret umzusetzenden Maßnahmen sowie der Kosten von Grundstücken, die bspw. für Aufweitungen der Fließstrecken erforderlich sind.

Um die Vergleichbarkeit der ökonomischen Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen mit den Maßnahmentypen Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerk sowie den morphologischen Maßnahmen zu ermöglichen, wird aus den erlösrelevanten Effekten sowie Investitions- und Betriebskosten der hydrologischen und morphologischen Maßnahmen über eine Betrachtungsdauer von 80 Jahren der Kapitalwert und daraus eine rechnerische Annuität (d. h. als rechnerisch real gleichbleibende Zahlungsreihe der jährlichen finanziellen Belastungen über die Betrachtungsdauer von 80 Jahren) auf Grundlage einheitlicher finanzmathematischer Randbedingungen ermittelt. Als Kapitalkosten werden hierzu 7,3% vor Steuern bzw. 5,5% nach Steuern angenommen; die Annuität wird mit einem realen inflationsbereinigten Zinssatz von 3,94% berechnet und für sämtliche Maßnahmen wird eine Umsetzung zum 01.01.2025 unterstellt.

2.2 Systemrelevante und volkswirtschaftliche Auswirkungen

Neben den betriebswirtschaftlichen Auswirkungen auf den betroffenen Kraftwerksbetreiber können Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen auch Auswirkungen auf das übergeordnete Stromversorgungssystem haben. Zur Bewertung dieser Auswirkungen werden entsprechend Tabelle 1 als systemrelevante Auswirkungen die Effekte auf die Versorgungssicherheit (verlorene flexible Leistung und Erzeugungsmenge) und als volkswirtschaftliche Auswirkungen die Effekte auf die CO₂-Emissionen sowie die zusätzlichen Kosten bzw. Einsparungen im Versorgungssystem berücksichtigt.

- **Verlorene flexible Leistung:** Einschränkungen in Bezug auf den maximalen Abflussrückgang je Viertelstunde am Rückgabepunkt eines Speicherkraftwerks in den Vorfluter haben eine unmittelbare Auswirkung auf die möglichen Leistungsänderungen innerhalb einer Viertelstunde und damit auf die Vermarktungsmöglichkeiten eines Speicherkraftwerks. Bei einer Begrenzung des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunde auf bspw. 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses Q_a am Rückgabepunkt in den Vorfluter (hydrologisches Wirkungsszenario C) können nur noch 25% der Leistung flexibel vermarktet werden, d. h. die verlorene flexible Erzeugungsleistung liegt bei 75% und ist damit umgekehrt proportional zur Begrenzung des Abflussrückgangs in den hydrologischen Wirkungsszenarien. Dieser direkte Zusammenhang gilt jedoch nur für Speicherkraftwerke, die nicht Teil einer Kraftwerksgruppe aus einem System hydraulisch verbundener Anlagen sind. In Abhängigkeit vom maximal zulässigen Abflussrückgang am Rückgabepunkt des „letzten“ Kraftwerks innerhalb der gesamten Kraftwerksgruppe können auch Rückwirkungen auf die Bewirtschaftung der Oberliegerkraftwerke entstehen. Daher ist für Speicherkraftwerksgruppen immer eine individuelle Bewertung der Wechselwirkungen zwischen den Einschränkungen des maximalen Abflussrückgangs am Rückgabepunkt des „letzten“ Kraftwerks in den Vorfluter und den Oberliegerkraftwerken erforderlich. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang, dass die Quantifizierung dieser Wechselwirkungen insbesondere für Kraftwerksgruppen mit einer komplexen hydraulischen Verknüpfung von mehreren Speichern, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie Rückgabepunkten sehr aufwendig sein kann. In SuREmMa wurde daher bei einigen Fallbeispielen ein vereinfachender Ansatz gewählt, der im Einzelfall dazu führen kann, dass die verlorene flexible Leistung der von betrieblichen Einschränkungen betroffenen Kraftwerke innerhalb einer Kraftwerksgruppe unter- oder überschätzt wird.
- **Verlorene flexible Erzeugungsmenge:** Neben dem Verlust von flexibler Leistung bewirken Restriktionen im Abflussrückgang für Speicherkraftwerke auch eine zeitliche Verschiebung der Erzeugungsmengen, da die zusätzliche Stromerzeugung in den Abfahrrampen die zu einem späteren Zeitpunkt „frei“ verfügbare Wassermenge für den optimierten Kraftwerkseinsatz reduziert. Der Kraftwerkspark wird dadurch insgesamt weniger effizient eingesetzt, d. h. es kommt nicht nur für den Speicherkraftwerksbetreiber zu einer Verschlechterung des betriebswirtschaftlichen Ergebnisses, sondern auch zu einem Effizienzverlust im konventionellen Kraftwerkspark und damit insgesamt zu Nachteilen aus volkswirtschaftlicher Sicht. Die in den erzwungenen Abfahrrampen „verlorene“ flexible Stromerzeugung wurde im Rahmen des SuREmMa-Forschungsprojekts aus den Ergebnissen einer deterministischen Einsatzmodellierung von drei generischen Speicherkraftwerken (Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher) abgeleitet.
- **Effekte auf CO₂-Emissionen im Versorgungssystem:** Schwallausleitungskraftwerke können die CO₂-Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark reduzieren während betriebliche Einschränkungen zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen durch Wirkungsgradverluste im konventionellen Kraftwerkspark sowie durch eine ggf. geringere Integrationsfähigkeit des Versorgungssystems für fluktuierende Wind- und PV-Stromerzeugung führen können. Die Quantifizierung der vermiedenen CO₂-Emissionen von Schwallausleitungskraftwerken erfolgt dabei entsprechend des im „Österreichischen Wasserkatalog Wasser schützen – Wasser nutzen“ beschriebenen Ansatzes anhand eines von den Jahresvolllaststunden abhängigen Verdrängungsmixes von konventionellen Neubaukraftwerken [3].

Die Abschätzung der Effekte betrieblicher Einschränkungen auf die CO₂-Emissionen im Versorgungssystem erfolgt in SuREmMa über einen vereinfachenden qualitativ-quantitativ Ansatz, der von der Annahme ausgeht,

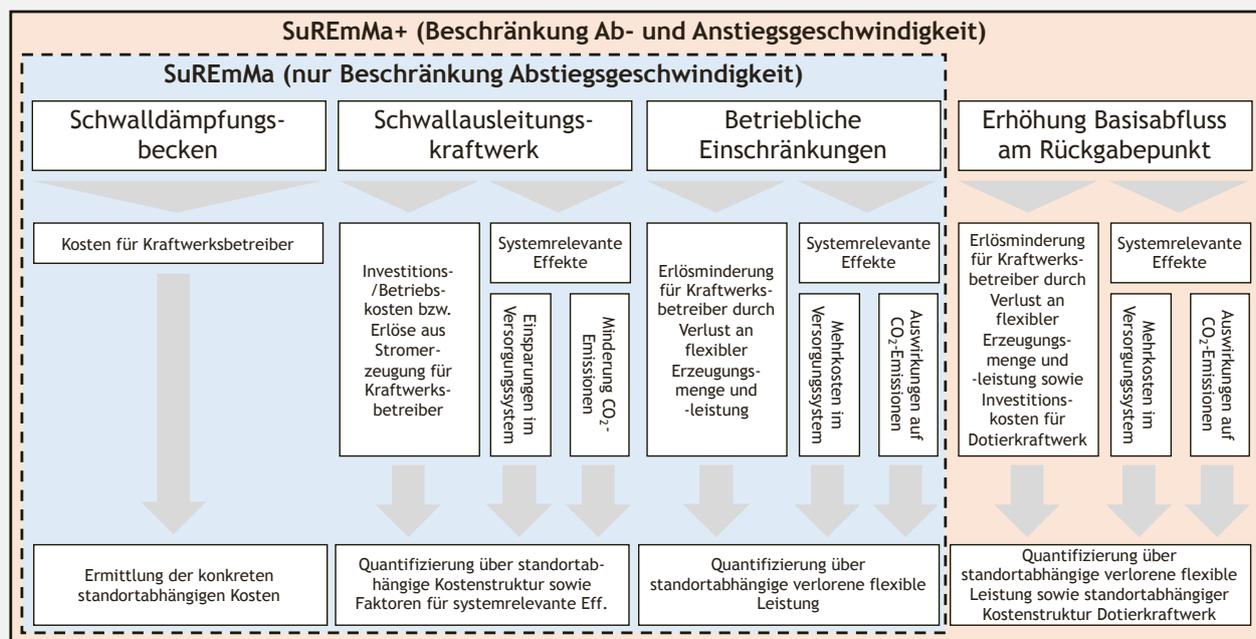
dass durch den Verlust an flexibler Erzeugungsleistung langfristig weniger an Windkraft- und PV-Leistung in das Versorgungssystem integriert werden kann und es dadurch zu einer Mehrauslastung moderner Erdgas-GuD-Kraftwerke kommt. Je MW verlorener flexibler Leistung können mit diesem Ansatz die zusätzlichen CO₂-Emissionen im Versorgungssystem mit jährlich 1.040 bis 1.360 t an CO_{2eq}-Emissionen abgeschätzt werden.

- **Zusätzliche Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen durch betriebliche Einschränkungen:** Betriebliche Einschränkungen von Speicherkraftwerken haben durch die Rückwirkungen auf das gesamte Erzeugungssystem auch volkswirtschaftliche Effekte, da der Verlust an Flexibilität in bestehenden Speicherkraftwerken langfristig durch andere Flexibilitätsoptionen kompensiert werden muss. Dadurch kommt es zu einer Erhöhung der Systemkosten durch die zusätzlich erforderlichen Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen. Ein im Rahmen von SuREmMa durchgeführter Vergleich der ökonomischen Kenngrößen von ausgewählten Flexibilitätsoptionen zeigt daher eine relativ hohe Bandbreite der jährlichen Fixkosten alternativer Flexibilitätsoptionen zwischen 50.000 und 150.000 €/MW*a. Diese Bandbreite kann direkt mit der verlorenen flexiblen Leistung in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarien verknüpft und daraus die langfristigen jährlichen Systemkosten durch betriebliche Einschränkungen abgeleitet werden.
- **Vermeidung von Systemkosten durch Schwallausleitungskraftwerke:** Schwallausleitungskraftwerke erhöhen die verfügbare Leistung im Versorgungssystem und stellen zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereit. Dadurch können u.a. zur Erreichung der politischen Ausbauziele für erneuerbare Energien Investitionen an anderer Stelle vermieden werden. Die jährlich vermiedenen Kosten lassen sich bspw. anhand der durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abschätzen, die anstelle eines Ausleitungskraftwerkes errichtet worden wären – also typischerweise Windkraft oder Photovoltaik. Die Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten für Windenergie und Photovoltaik liegt mittel- und langfristig etwa bei 60 bis 120 €/MWh.

3 Erweiterung energiewirtschaftliche Bewertungssystematik

Während in SuREmMA die hydrologischen Wirkungsszenarien A bis F ausschließlich eine Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit (d. h. Sunk) berücksichtigen, müssen die Maßnahmentypen Schwalldämpfungsbecken, Schwallausleitungskraftwerk und betriebliche Einschränkungen in SuREmMA+ auch eine Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit (d. h. Schwall) ermöglichen können, d. h. die energiewirtschaftliche Bewertungssystematik ist dahingehend zu erweitern, dass sowohl die Effekte einer Beschränkung der Ab- als auch der Anstiegsgeschwindigkeit erfasst werden können. Zusätzlich wird die energiewirtschaftliche Bewertungssystematik um den Maßnahmentyp „Erhöhung des Basisabflusses am Rückgabepunkt“ ergänzt, so dass sich die in Abbildung 1 schematisch dargestellte erweiterte energiewirtschaftliche Bewertungssystematik von Maßnahmentypen zur Minderung der negativen ökologischen Auswirkungen durch Schwall und Sunk in SuREmMa+ ableiten lässt.

Abbildung 1: Erweiterte energiewirtschaftliche Bewertungssystematik von Maßnahmentypen zur Minderung der negativen ökologischen Auswirkungen durch Schwall und Sunk in SuREmMa+



Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft

3.1 Bewertungsrelevante Veränderungen im Marktumfeld

Die in SuREmMa zur monetären Quantifizierung betriebswirtschaftlicher Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der Auswirkungen schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen entwickelte Systematik baut auf Marktdaten und langfristigen Strompreisszenarien von zwei kommerziellen Anbietern aus dem Jahr 2016 auf. In Tabelle 2 sind hierzu die Jahresbasepreise der für die energiewirtschaftlichen Bewertungen in SuREmMa genutzten Strompreisszenarien der ewi Energy Research & Scenarios GmbH [4] sowie der enervis energy advisor GmbH [5] für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 dargestellt (vgl. auch Technischer Bericht C Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem [6]).

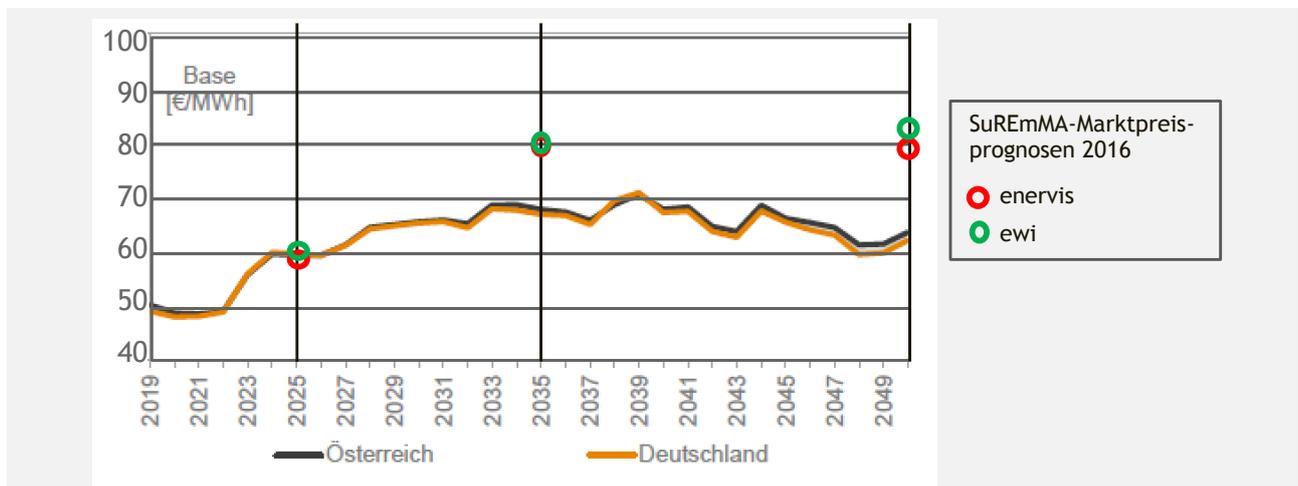
Tabelle 2: enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016 und ewi Strompreisprojektion April 2016 für Jahresbasepreis 2025, 2035 und 2050 im deutsch-österreichischen Strommarkt in €₂₀₁₆/MWh

| ewi | | | enervis | | |
|------|------|------|---------|------|------|
| 2025 | 2035 | 2050 | 2025 | 2035 | 2050 |
| 56,9 | 75,8 | 78,6 | 56,0 | 75,7 | 75,4 |

Quelle: ewiEnergyResearch [4] , enervis [5]

Die Strompreisszenarien gehen über eine deterministische Einsatzmodellierung in die Ermittlung der Erlösmin- derungen der hydrologischen Wirkungsszenarien ein und werden mit dem in den einzelnen hydrologischen Wir- kungsszenarien „verlorenen“ Flexibilitätswert zu einem abschließenden Gesamtergebnis verknüpft. Den Bench- mark zur Ermittlung der ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen stellen dabei die Erlöspotenziale im uneingeschränkten Betrieb, d. h. im hydrologischen Wirkungsszenario F, dar. Änderungen der marktrelevanten Rahmenbedingungen in den vergangenen vier Jahren können daher zu abweichenden Ergebnissen in Bezug auf den Wert der Erzeugung bzw. der Flexibilität von Speicherkraftwerken führen. Die aktuelle Erwartungshaltung in Bezug auf die mittel- und langfristige Entwicklung der Großhandelsstrompreise ist dabei etwas verhaltener als noch im Jahr 2016. Abbildung 2 zeigt dies exemplarisch anhand eines Vergleichs der Basepreise der beiden in SuREmMa genutzten Strompreisszenarien mit einem enervis Marktpreisszenario Best Guess aus dem Jahr 2019, wobei zur besseren Vergleichbarkeit die Basepreise einheitlich im Geldwert des Jahres 2019 dargestellt sind.

Abbildung 2: Vergleich enervis Szenario Best Guess Q1 2019 mit SuREmMa Marktpreisprognosen aus dem Jahr 2016 (in €₂₀₁₉/MWh)



Quelle: enervis [5], [7]

Während für 2025 keine Unterschiede zwischen den für SuREmMa herangezogenen Marktpreisszenarien und der aktuellen Einschätzung zur Entwicklung der Großhandelspreise erkennbar ist, liegen die aktuellen Einschätzungen zur mittel- und langfristigen Entwicklung der jahresmittleren Basepreise etwa 15-20% unter den für SuREmMa herangezogenen Prognosen aus dem Jahr 2016. Neben dieser insgesamt etwas gedämpften Erwartungshaltung in Bezug auf die Entwicklung der mittleren Großhandelspreise zeigen die aktuellen Marktpreisprognosen von enervis jedoch auch eine tendenziell geringere Volatilität als vergleichbare Prognosen aus dem Jahr 2016 und

damit ein geringeres Erlöspotenzial in der flexiblen Vermarktung der Erzeugungsmengen von Speicherkraftwerken. Da gleichzeitig die mittleren Leistungspreise im österreichischen Regelleistungsmarkt in den vergangenen drei Jahren spürbar gesunken sind, würden sich unter den aktuellen Randbedingungen nicht nur die mittleren Erlöse im Großhandelsmarkt, sondern auch der Wert der Flexibilität von Speicherkraftwerken gegenüber den Ergebnissen aus dem Jahr 2016 reduzieren.

Auf Grund dieser Veränderungen im übergeordneten Marktumfeld würde eine gegenüber SuREmMa aktualisierte Bewertung der monetären Effekte betrieblicher Einschränkungen zu einer etwa 15-20% geringeren Erlösminde- rung für Speicherkraftwerke führen. Umgekehrt würde jedoch auch die Wirtschaftlichkeit von Ausleitungskraft- werken auf Basis aktueller Marktpreisprognosen um 15-20% ungünstiger liegen. Insgesamt bewegen sich diese Veränderungen der Bewertungsergebnisse jedoch innerhalb der generellen Markt- und Modellunsicherheiten. Auch bleibt die für SuREmMA bzw. SuREmMA+ vorgegebene Zielstellung einer größenordnungsmäßigen Quanti- fizierung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung von schwall- und sunkbe- dingten negativen ökologischen Auswirkungen von diesen Veränderungen im Marktumfeld unberührt, so dass eine Aktualisierung der Marktpreisprognosen und Neuberechnung der betriebswirtschaftlichen Effekte von schwalldämpfenden Maßnahmen nicht zwingend notwendig erscheint. Dies gilt dabei auch für Speicherkraft- werke, die nicht im österreichischen sondern deutschen Strommarkt vermarktet werden (im Wesentlichen Kraft- werke der illwerke vkw AG). Da die Unterschiede der Strompreise in den beiden Großhandelsmärkten bisher im Jahresmittel (d. h. Basepreis) vergleichsweise gering waren (bspw. Differenz EPEX Spot Day Ahead PHELIX DE und AT bei 2,3 €/MWh jeweils für das Produkt BASE im Jahr 2019) und auch zukünftig keine ausgesprochen hohen Marktpreisdifferenzen zumindest für das Jahresmittel erwartet werden (vgl. bspw. [7]) ist eine Betrachtung in Abhängigkeit des für ein Kraftwerk relevanten Marktgebiets grundsätzlich nicht zwingend erforderlich (auch wenn die im deutschen Marktgebiet vorherrschende höhere Preisvolatilität durchaus in höheren Erlösverlusten bedingt durch betriebliche Einschränkungen resultieren dürfte). Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund der insgesamt gegebenen Markt- und Modellunsicherheiten.

Fazit: Die in SuREmMa auf Grundlage der 2016 erwarteten Entwicklung des Marktumfelds abgeleiteten Faktoren und Ergebnisse können im Rahmen von SuREmMa+ zur Quantifizierung der energiewirtschaftlichen Auswirkun- gen von Maßnahmen zur Minderung von schwall- und sunkbedingten negativen ökologischen Auswirkungen an- gewendet werden. Bei einer Anwendung der Faktoren für konkrete Fallbeispiele sollte jedoch der grundsätzliche Einfluss des sich gegenüber dem Jahr 2016 veränderten Marktumfelds auf die Bewertungsergebnisse erwähnt werden. Zusätzlich sollten die Ergebnisse der monetären Bewertungen (d. h. Erlösminderungen bei betrieblichen Einschränkungen, Kosten von Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerken sowie Mehrkosten im Gesamtsystem) inflationsbereinigt im Geldwert des jeweils aktuellen Jahres angegeben werden.

3.2 Beschränkung der Ab- und Anstiegsgeschwindigkeit

Zusätzlich zu der in SuREmMA berücksichtigten Begrenzung der Abstiegsgeschwindigkeit (Sunk) wird in SuREmMA+ auch eine Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit (Schwall) berücksichtigt. Während unter Maßgabe der in SuREmMA getroffenen methodischen Annahmen bei symmetrischen An- und Abstiegsrampen keine Effekte auf die Dimensionierung eines Schwalldämpfungsbeckens² und Schwallausleitungskraftwerks sowie die Höhe der verlorenen flexiblen Leistung³ entstehen, ergeben sich höhere verlorene flexible Erzeugungsmengen und Erlösminderungen als bei einer alleinigen Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass bei einer asymmetrischen Beschränkung von An- und Abstiegsgeschwindigkeit die Dimensionierung eines Schwalldämpfungsbeckens bzw. die Höhe der verlorenen flexiblen Leistung von der stärker wirksamen Restriktion bestimmt wird. Dadurch kann die zusätzliche Berücksichtigung der Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit dimensionierungsrelevant werden, wenn die Anstiegsgeschwindigkeit stärker als die Abstiegsgeschwindigkeit eingeschränkt wird. Auf diesen Sonderfall wird im Folgenden jedoch nicht näher eingegangen. Sollte im weiteren Verlauf von SuREmMA+ (oder sonstigen weiterführenden Untersuchungen) eine asymmetrische Beschränkung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit erwogen werden, müssen die oben beschriebenen Zusammenhänge detailliert in ihren Auswirkungen quantifiziert werden und in das Bewertungsschema einfließen.

Die Quantifizierung der Effekte einer zusätzlichen Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit auf die verlorene flexible Erzeugungsmenge und Erlössituation bei betrieblichen Einschränkungen wird wie bereits in SuREmMA über eine deterministische Einsatzmodellierung der drei generischen Speicherkraftwerke abgeleitet, wobei die Ergebnisse der einzelnen Stützjahre für jeden Speichertyp wiederum zusammengefasst werden können. Abbildung 3 zeigt hierzu die Bandbreite der auf das Regelarbeitsvermögen bezogenen verlorenen Energie in den Rampen und damit die verlorene flexible Erzeugungsmenge der generischen Speicherkraftwerke für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarien. Während die obere Grafik die Ergebnisse für eine ausschließliche Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit zeigt (SuREmMA), sind in der unteren Grafik die Ergebnisse bei einer Beschränkung von An- und Abstiegsgeschwindigkeit dargestellt.

Durch eine zusätzliche Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit kommt es zu einer weiteren Reduzierung der für einen optimierten Kraftwerkseinsatz „frei“ verfügbaren Wassermengen und damit zu einer deutlichen Erhöhung der verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen. Dabei leitet sich die vergleichsweise große Bandbreite der verlorenen flexiblen Erzeugung aus der unterschiedlichen Strompreischarakteristik der zur Einsatzmodellierung herangezogenen Marktpreisszenarien ab.

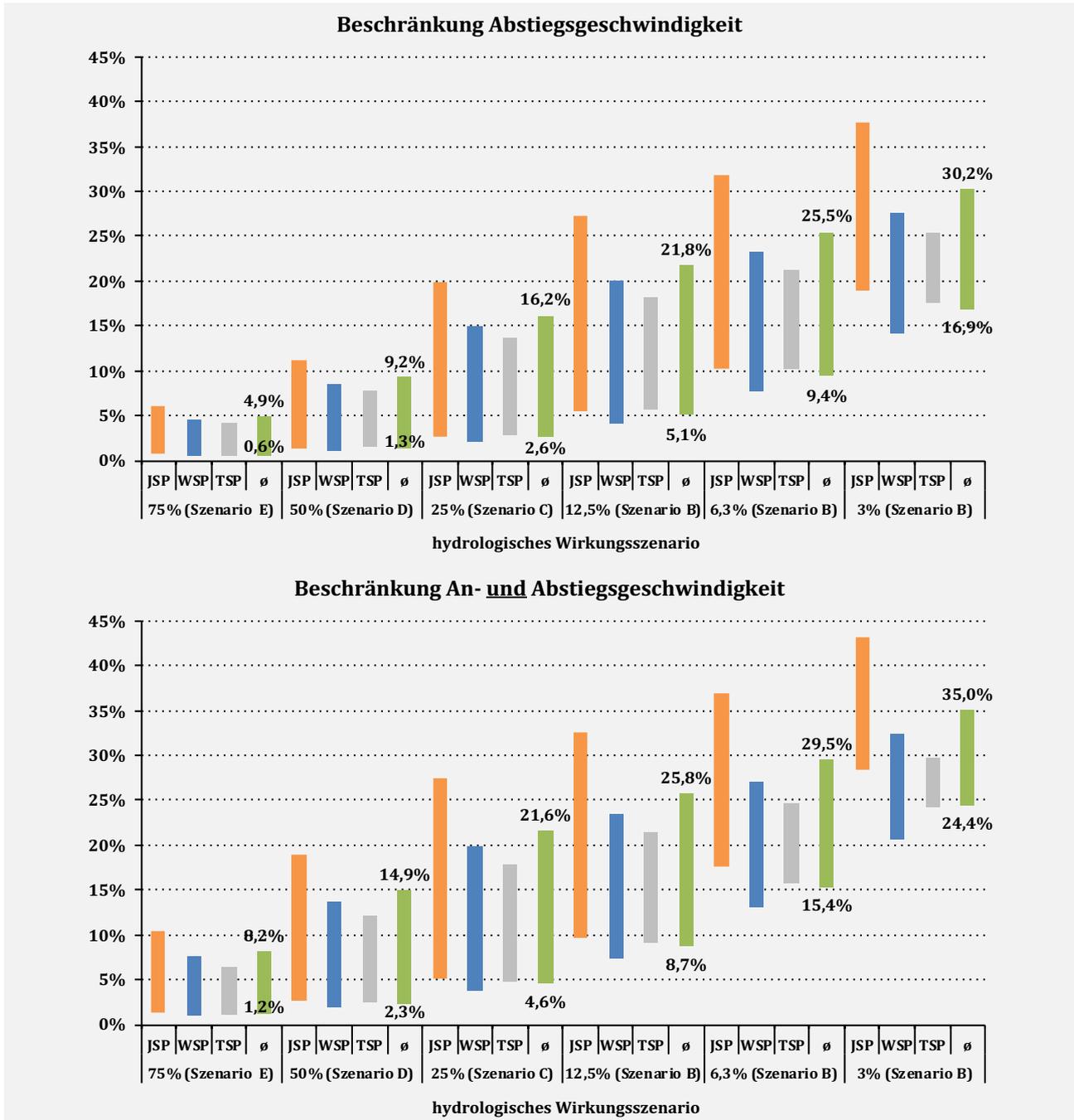
Als Folge der in den Anfahrtrampen zusätzlich verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen steigen auch die negativen betriebswirtschaftlichen Effekte aus Sicht der Kraftwerksbetreiber. Die Herleitung von Faktoren zur Bewertung der betriebswirtschaftlichen Effekte bei einer Beschränkung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit erfolgt dabei

² Grundsätzlich hat die zusätzliche Berücksichtigung der Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit keinen Effekt auf die Dimensionierung eines Schwalldämpfungsbeckens. Jedoch kann zur betrieblichen Bewirtschaftung eines Schwalldämpfungsbeckens bei einer zusätzlichen Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit ggf. ein größerer Sicherheitspuffer im Becken notwendig und damit im Einzelfall ein größeres Beckenvolumen als bei einer ausschließlichen Begrenzung der Abstiegsgeschwindigkeit erforderlich sein.

³ Bei der Ermittlung der verlorenen flexiblen Leistung wurde in SuREmMA als konservativer Ansatz unterstellt, dass bei einer Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit die Höhe der im Intraday-Markt einsetzbaren Flexibilität eines Speicherkraftwerks umgekehrt proportional zur Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit ist. Dadurch wird ggf. vernachlässigt, dass ein Speicherkraftwerk ohne Beschränkung der Anfahrtrampen von sehr hohen (kurzfristigen) Intraday-Preisen profitieren kann und damit zumindest im Intraday-Markt die verlorene flexible Leistung einen geringeren Wert einnehmen kann. Entsprechend kann die zusätzliche Berücksichtigung einer Beschränkung der Anstiegsgeschwindigkeit grundsätzlich zu einer höheren verlorenen flexiblen Leistung führen, als bei alleiniger Berücksichtigung der Beschränkung der Abstiegsrampe.

analog zu SuREmMa für drei generischen Speicherkraftwerke. Für diese werden unter Berücksichtigung einheitlicher finanzmathematischer Randbedingungen (Kapitalkosten 5,5% nach bzw. 7,3% vor Steuern, 80-jährigen Betrachtungszeit beginnend mit 1. Jänner 2025 sowie Steuersatz von 25%) der Kapitalwert sowie die Annuitäten der Erlösminderungen betrieblicher Einschränkungen ermittelt. Zur weiteren Vereinfachung werden die Ergebnisse der generischen Speicherkraftwerke zusammengefasst und können damit unabhängig von der Speichergröße zur Bewertung betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken herangezogen werden.

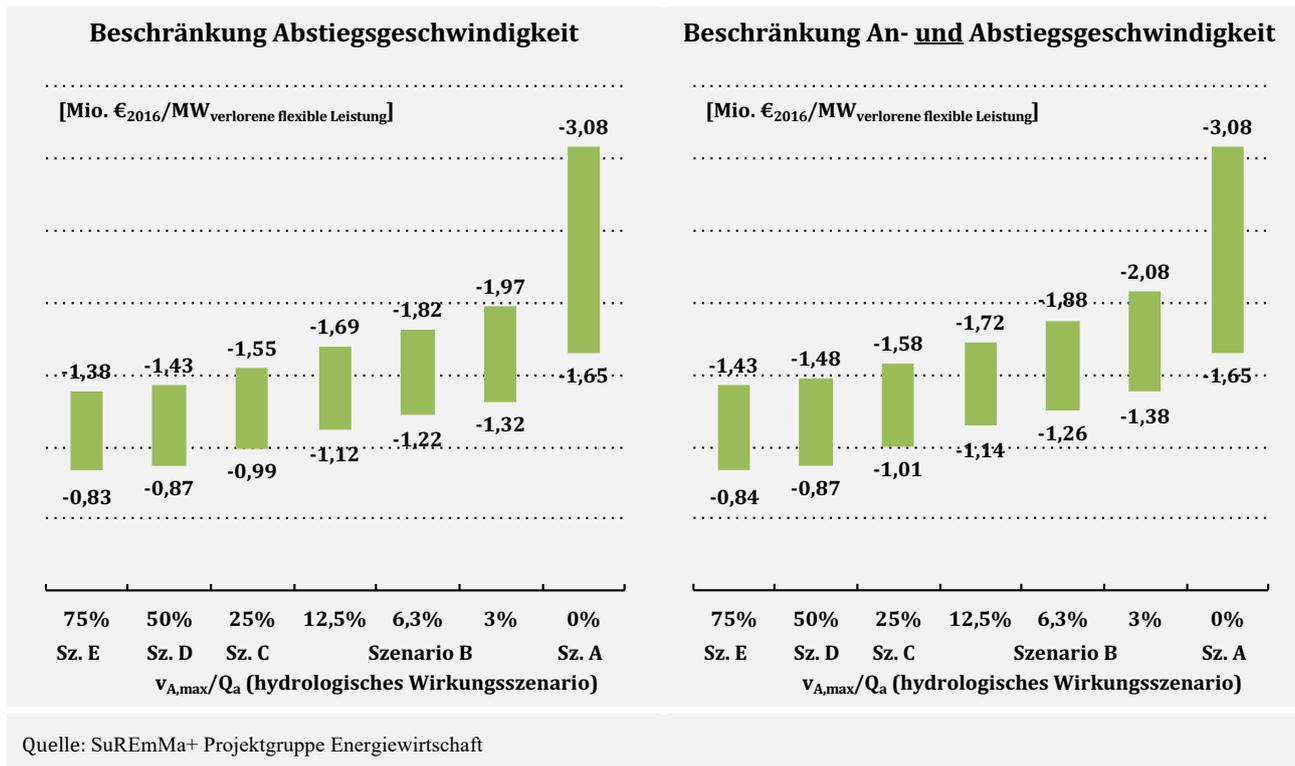
Abbildung 3: Bandbreite der auf das Regelarbeitsvermögen bezogenen verlorenen flexiblen Energie generischer Speicherkraftwerke



Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft

Abbildung 4 zeigt den auf 1 MW verlorene flexible Leistung bezogenen Kapitalwert der Erlösminderungen durch betriebliche Einschränkungen für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarien. Links dargestellt, sind die Ergebnisse aus SuREmMA bei einer ausschließlichen Beschränkung der Abstiegsgeschwindigkeit. Demgegenüber zeigt die rechte Grafik den Kapitalwert betrieblicher Einschränkungen bei einer Limitierung von An- und Abstiegsgeschwindigkeit.

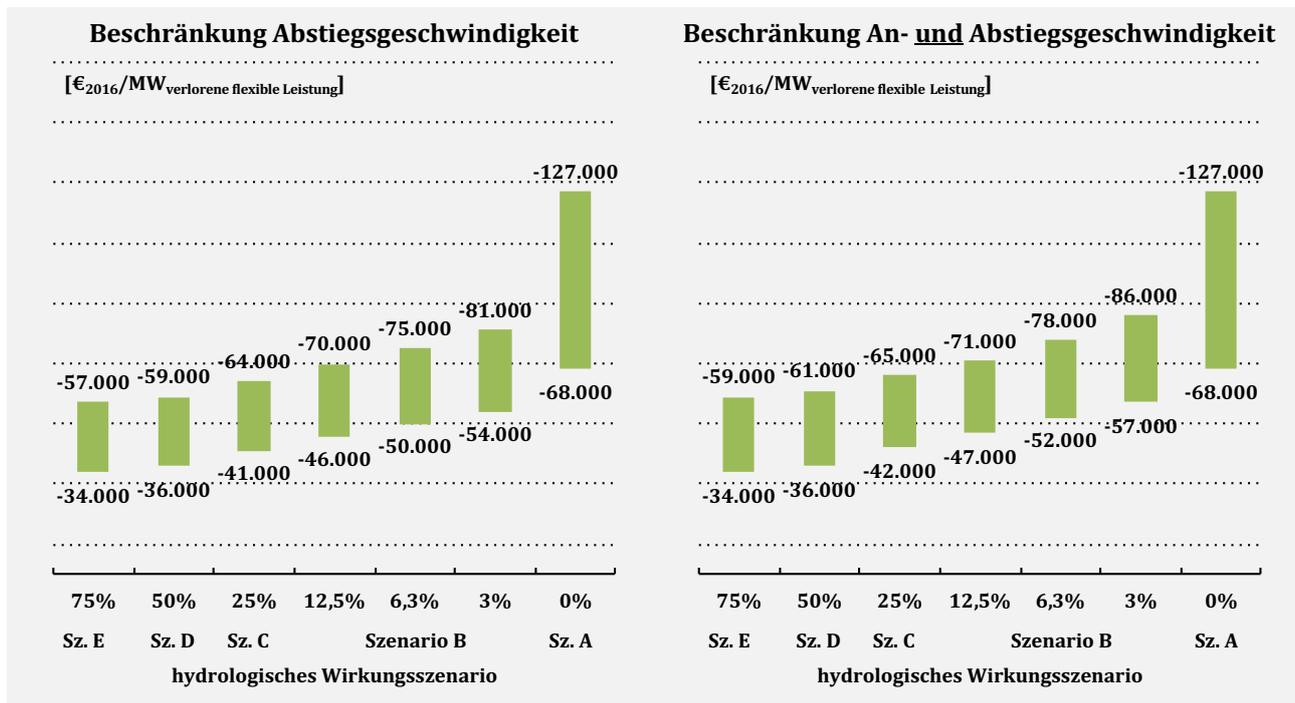
Abbildung 4: Kapitalwert betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken bezogen auf die verlorene flexible Leistung



Der Kapitalwert der Erlösminderungen betrieblicher Einschränkungen kann zusätzlich auch als Annuität, d. h. als rechnerisch gleichbleibende Zahlungsreihe der jährlichen Erlösminderungen über die Betrachtungsdauer von 80 Jahren, dargestellt werden (vgl. Abbildung 5). Die Annuität wird dabei mit einem realen inflationsbereinigten Zinssatz von rd. 3,94% (5,5% WACC, weighted average cost of capital und Inflation 1,5% p.a.) berechnet und inflationsbereinigt (1,5% p.a.) auf den Geldwert des Jahres 2016 umgerechnet.

Abschließend sei noch darauf verwiesen, dass bei der Bewertung konkreter Fallbeispiele die Volumina allfällig bereits vorhandener Ausgleichs-/Dämpfungsbecken bei der energiewirtschaftlichen Bewertung betrieblicher Einschränkungen unabhängig von der dem aktuellen Bescheid gemäßen Nutzung zu berücksichtigen sind.

Abbildung 5: Annuität des Kapitalwerts betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken bezogen auf die verlorene flexible Leistung



Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft

3.3 Temporäre Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit

Neben einer permanenten Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit ist auch eine temporäre Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit innerhalb eines standortspezifischen Zeitfensters als schwalldämpfendes Maßnahmen szenario definiert (sog. Larvenfenster). Eine temporäre Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit kann entweder zusätzlich zu einem im restlichen Zeitraum anzuwendenden „Basis-Szenario“ wirksam werden oder es sind außerhalb des Larvenfensters keine Restriktionen in Bezug auf die An- und Abstiegs geschwindigkeit am Rückgabepunkt einzuhalten. Die energiewirtschaftliche Bewertung einer temporären Schwalldämpfung erfolgt dabei nach dem folgenden Ansatz:

- **Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerk:** Das Volumen eines Schwalldämpfungsbeckens bzw. die Ausbauwassermenge eines Schwallausleitungskraftwerks bemisst sich nach der höchsten Beschränkung der An- und/oder Abstiegs geschwindigkeiten innerhalb eines Betrachtungszeitraums von einem Jahr. Eine temporäre Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit ist daher dimensionierungsrelevant, wenn innerhalb des Larvenfensters eine höhere Verringerung der An- und Abstiegs geschwindigkeit einzuhalten ist, als im restlichen Jahresverlauf.
- **Verlorene flexible Leistung:** Auch die Quantifizierung der verlorenen flexiblen Leistung bestimmt sich anhand der höchsten Beschränkung der An- und/oder Abstiegs geschwindigkeiten innerhalb des Betrachtungszeitraums von einem Jahr.

- **Verlorene flexible Erzeugungsmenge durch betriebliche Einschränkungen:** Zur Bewertung der Effekte einer temporären Verringerung der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeiten auf die verlorene flexible Erzeugungsmenge werden die auf ein Gesamtjahr bezogenen Ergebnisse der jeweiligen Wirkungsszenarien pro rata berücksichtigt.⁴ Wäre bspw. das Szenario C (25%) für 10 Monate und das Szenario B (3%) für 2 Monate anzuwenden, würde sich die verlorene flexible Erzeugungsmenge aus 10/12 der auf Jahresbasis ausgewiesenen Ergebnisse für Szenario C und 2/12 der Ergebnisse für Szenario B zusammensetzen. Wäre demgegenüber für 2 Monate eine Verringerung der der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeiten entsprechend Szenario B umzusetzen und das restliche Jahr „restriktionsfrei“, würden sich die Ergebnisse aus 2/12 der auf Jahresbasis ausgewiesenen Ergebnisse für Szenario B ableiten.
- **Betriebswirtschaftliche Effekte durch betriebliche Einschränkungen:** Die betriebswirtschaftlichen Effekte bei einer temporären Verringerung der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeiten ermitteln sich wie die verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen pro rata aus den Ergebnissen der jeweiligen Wirkungsszenarien.

3.4 Erhöhung Basisabfluss an Rückgabestelle

Das hydrologische Wirkungsszenario „Erhöhung Basisabfluss an Rückgabestelle“ wurde im Rahmen von SuREmMA nicht betrachtet. Im Folgenden wird daher für den in SuREmMA + neu hinzukommenden Maßnahmentyp eine Systematik zur Bewertung der systemrelevanten und betriebswirtschaftlichen Effekte bei einer Erhöhung des Basisabflusses am Rückgabepunkt (Anmerkung: Ausleitungstrecke und damit Restwasseranforderungen zwischen Wasserfassung(en) und Rückgabepunkt werden nicht betrachtet) vorgestellt. Hierzu werden drei systemtechnische Optionen unterschieden:

- 1) **Bypassdotation:** Das zur Sicherstellung des erhöhten Basisabflusses benötigte Dotierwasser bleibt energiewirtschaftlich ungenutzt. Neben einem Verlust an flexibler Erzeugung kommt es auch zu einer Mindererzeugung und damit zu einem Verlust an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die im übergeordneten Versorgungssystem ausgeglichen werden muss.
- 2) **Dotierbetrieb:** Das benötigte Dotierwasser wird über einen bestehenden Maschinensatz abgegeben. Auf Grund der zeitlichen Verschiebung der Erzeugung (Grundlast anstelle flexibler Spitzenlasteinsatz) kommt es zu einem Verlust flexibler Erzeugungsmengen. Zusätzlich kann es durch die Abarbeitung des Dotierwassers im untersten Teillastbereich der Turbinen zu Wirkungsgradverlusten und damit insgesamt zu einer Mindererzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien kommen. Aufgrund des Dauerbetriebszustandes eines bestehenden Maschinensatzes kann es auch zu einer deutlich stärkeren Abnutzung der betroffenen Anlagenteile und damit zu höheren Wartungsaufwänden kommen.
- 3) **Dotierwasserkraftwerk:** Zur Abgabe des benötigten Dotierwassers wird parallel zu den bestehenden Maschinensätzen ein auf die Dotierwassermenge optimal ausgelegtes Dotierkraftwerk errichtet (wenn bspw. Dotierwassermenge unterhalb der Mindestwassermenge der bestehenden Turbine(n) liegt). Auch bei dieser Variante kommt es zu einem Verlust an flexibler Erzeugungsmenge. Demgegenüber bleibt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Regel unbeeinflusst, jedoch sind zusätzlich die Investitions- und Betriebskosten für das Dotierkraftwerk bei der Bewertung betriebswirtschaftlicher Effekte zu berücksichtigen.

⁴ Der Ansatz, die Erlösminderung pro rata aufzuteilen, kann zu einer Unter- oder Überbewertung der Erlösminderungen führen, da betriebliche Einschränkungen im Winterhalbjahr bzw. Frühjahr nicht notwendigerweise dieselben monetären Effekte haben, als jene im Sommerhalbjahr bzw. in der Vollwasserperiode. Auf Grund des mit einer monats- bzw. quartals-scharfen Modellierung verbundenen Aufwandes wird dieser Effekt im Rahmen von SuREmMA+ jedoch vernachlässigt.

Der **Verlust an flexibler Erzeugungsmenge** entspricht dem Arbeitsvermögen der innerhalb eines Jahres für die Erhöhung des Basisabflusses am Rückgabepunkt erforderlichen Wassermengen, da diese für einen flexiblen Kraftwerkseinsatz nicht mehr zur Verfügung stehen. Der Verlust an flexibler Erzeugungsmenge ist in der Regel bei allen der drei o. a. Optionen ident und entspricht bei einer Bypassdotation der Mindererzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Demgegenüber zeigen Dotierwasserkraftwerke i. Allg. keine und der Dotierbetrieb bestehender Kraftwerke eine vergleichsweise geringe Mindererzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Die Bewertung **systemrelevanter Effekte** durch eine Mindererzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt in Analogie zur Bewertung des SuREmMA-Maßnahmentyps Ausleitungskraftwerk. Im Gegensatz zu einem Ausleitungskraftwerk, das (a) eine Reduzierung von CO₂-Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark sowie (b) eine Vermeidung alternativer Investitionen in erneuerbare Energien zur Erreichung politischer Zielvorgaben bewirkt, kommt es durch eine Mindererzeugung auf Grund der Erhöhung des Basisabflusses zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark sowie zu einem zusätzlichen Bedarf an Investitionen in erneuerbare Energien. Die Quantifizierung der **im konventionellen Kraftwerkspark verursachten zusätzlichen CO₂-Emissionen** erfolgt unter der Annahme, dass die durch einen Basisabfluss verursachte Mindererzeugung durch ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk mit spezifischen CO₂-Emissionen von 0,4 t_{CO₂eq}/MWh substituiert wird. Der durch eine Mindererzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien **im Versorgungssystem entstehende zusätzliche Investitionsbedarf** in erneuerbare Energien wird anhand der durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeschätzt, die zum Ausgleich der Basisabfluss bedingten Mindererzeugung erforderlich wären. Als Bandbreite wird hierzu 60 bis 120 €₂₀₁₆/MWh unterstellt, die den mittel- bis langfristig erwarteten spezifischen Stromgestehungskosten aus Windkraft und Photovoltaik im deutschsprachigen Raum entspricht.

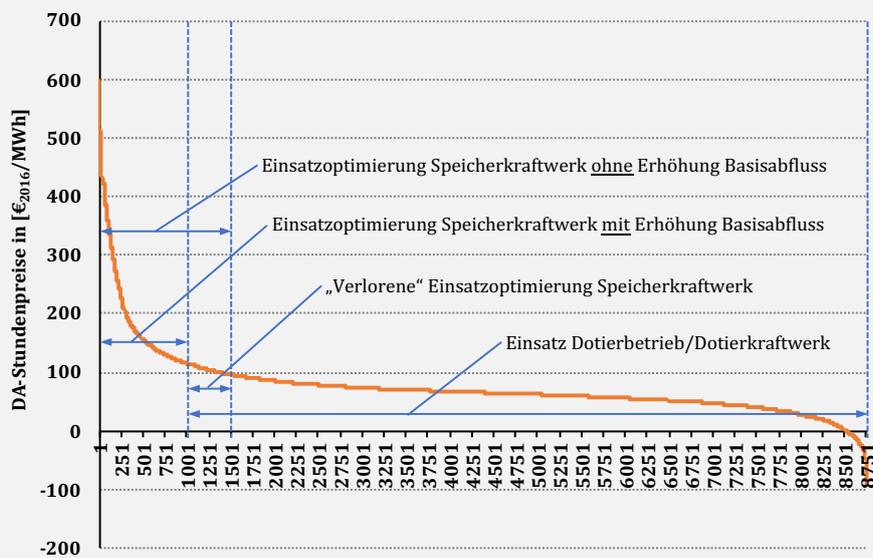
Die Bewertung **betriebswirtschaftlicher Effekte** erfolgt über eine Quantifizierung der Erlösminderungen für den Kraftwerksbetreiber durch eine Verschiebung von Erzeugung aus Hoch- in Niedrigpreisstunden (Dotierbetrieb bzw. Dotierkraftwerk) und/oder Reduzierung der Erzeugungsmenge (Bypassdotation bzw. Wirkungsgradverlust im Dotierbetrieb). Zusätzlich werden bei einer Abarbeitung des Basisabflusses über ein Dotierkraftwerk die entsprechenden Investitions- und Betriebskosten zur Ermittlung von Kapitalwert und Annuität der Erlösminderungen durch eine Erhöhung des Basisabflusses an der Rückgabestelle berücksichtigt. Der hierzu angewendete Quantifizierungsansatz ist im Folgenden näher beschrieben.

Erlösminderung durch Mindererzeugung bzw. Erzeugungsverschiebung von Hoch- in Niedrigpreisstunden

Durch die Erhöhung des Basisabflusses steht weniger Wasser für den am Spot- und/oder Regelenergiemarkt optimierten Betrieb eines Speicherkraftwerks zur Verfügung. Zur Quantifizierung der betriebswirtschaftlichen Effekte einer Mindererzeugung bzw. Verschiebung der Erzeugung in Stunden mit niedrigeren Marktpreisen wäre daher eine kraftwerksscharfe Modellierung des Speichereinsatzes ohne bzw. mit erhöhtem Basisabfluss notwendig. Die transparente Umsetzung einer solchen Einsatzmodellierung ist jedoch nicht nur vergleichsweise aufwendig, sondern erscheint auch unter dem Aspekt eine allgemein gültige und einfach umsetzbare Quantifizierungssystematik zu entwickeln, als nicht zielführend. Im Folgenden ist daher ein allgemein anwendbarer Ansatz zur Bewertung der betriebswirtschaftlichen Effekte einer Mindererzeugung bzw. Verschiebung der Erzeugung in Stunden mit niedrigeren Marktpreisen auf Grund einer Erhöhung des Basisabflusses dargestellt.

- Ausgangspunkt des Bewertungsansatzes ist die vereinfachende Annahme, dass ein Speicherkraftwerk die zur Stromerzeugung im Jahresverlauf zur Verfügung stehenden Wassermengen in den Stunden mit den höchsten Preisen am Day Ahead-Spotmarkt abarbeiten kann. Ein Speicherkraftwerk mit bspw. 100 MW und einer Jahreserzeugung von 150 GWh (entspricht 1.500 Vollaststunden) würde demnach in den Stunden mit den 1.500 höchsten Spotpreisen eingesetzt werden. In Abbildung 6 ist hierzu als Beispiel die Jahresdauerlinie des für das SuREmMa-Forschungsprojekt herangezogenen Strompreisszenarien der enervis energy advisor GmbH für das Stützjahr 2035 dargestellt. Die teuersten 1.500 Stunden liegen bei einem Mittelwert von 167,17 €/MWh zwischen 96,02 und 595,86 €/MWh.

Abbildung 6: Ansatz zur Quantifizierung betriebswirtschaftlicher Effekte einer Mindererzeugung bzw. Verschiebung der Erzeugung in Stunden mit niedrigeren Marktpreisen durch Erhöhung Basisabfluss



Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft, enervis [5]

- Bei einer Erhöhung des Basisabflusses an der Rückgabestelle wird unterstellt, dass die für den flexiblen Betrieb eines Speicherkraftwerks nicht mehr verfügbaren Wassermengen in den ursprünglichen Betriebsstunden mit den niedrigsten Marktpreisen „verloren“ gehen. Wird bspw. für das zuvor genannte Speicherkraftwerk mit 1.500 Vollaststunden ein Basisabfluss festgeschrieben, der 50 GWh/a an flexibler Erzeugung entspricht, kann das Speicherkraftwerk nur noch mit 1.000 Vollaststunden im flexiblen Kraftwerksbetrieb gefahren werden. Die teuersten 1.000 Spotpreise liegen bei einem Mittelwert von 198,39 €/MWh zwischen 115,48 und 595,86 €/MWh. Gleichzeitig kann das Kraftwerk in den Stunden mit Spotpreisen zwischen 96,02 und 115,48 €/MWh (1.001 bis 1.500 teuerste Stunden) jedoch nicht mehr mit Nennleistung im optimierten Speicherbetrieb, sondern allenfalls im Dotierbetrieb mit stark verminderter Leistung gefahren werden.
- Wird das Speicherkraftwerk zur Erhöhung des Basisabflusses im Dotierbetrieb gefahren bzw. ein Dotierkraftwerk errichtet, können die Dotierwassermengen entsprechend des festgelegten Basisabflusses nicht mehr in Stunden mit hohen, sondern nur noch in Stunden mit niedrigen Spotpreisen energiewirtschaftlich genutzt werden. Vereinfachend wird dabei unterstellt, dass die Dotierwasserabgabe im Jahresverlauf konstant ist, d. h. die mittleren spezifischen Erlöse der Dotierwasserabgabe können aus den mittleren Spotpreisen der Stunden abgeleitet werden, in denen das Speicherkraftwerk nicht im flexiblen Speichereinsatz ist. Für das in Abbildung 6 angeführte Beispiel wären dies die Stunden 1.001 bis 8.760 mit einem mittleren Spotpreise von 59,91 €/MWh.

Die Umsetzung der Bewertung erfolgt anhand der bereits für die energiewirtschaftlichen Bewertungen im SuREmMa-Forschungsprojekt genutzten Strompreisszenarien der ewi Energy Research & Scenarios GmbH [4] sowie der enervis energy advisor GmbH [5] für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050. Hieraus wird die Bandbreite der Erlösminderungen durch eine Mindererzeugung bzw. Verschiebung der Erzeugung in Stunden mit niedrigeren Marktpreisen quantifiziert. Die Ergebnisse werden zwischen den Stützenjahren linear interpoliert und ab dem Jahr 2051 für den Betrachtungszeitraum von 80 Jahren real konstant fortgeschrieben. Unter Berücksichtigung der für SuREmMA und SuREmMa+ festgelegten einheitlichen finanzmathematischen Randbedingungen (Kapitalkosten 5,5% nach bzw. 7,3% vor Steuern, 80-jährigen Betrachtungszeit beginnend mit 1. Jänner 2025 sowie Steuersatz von 25%) wird daraus der Kapitalwert sowie die Annuitäten der Erlösminderungen durch die Erhöhung des Basisabflusses an der Rückgabestelle ermittelt.

Investitions- und Betriebskosten Dotierkraftwerk

Die Investitionskosten von Dotierkraftwerken sind von den standortspezifischen Randbedingungen sowie Vorgaben in Bezug auf eine Erhöhung des Basisabflusses abhängig und damit projektspezifisch zu ermitteln. Eine erste Abschätzung der Kostenstruktur kann jedoch über den folgenden vereinfachenden Ansatz erfolgen:

- Zur Erhöhung des Basisabflusses wird eine eigene Kleinkraftwerksanlage (Hochdruckanlage) errichtet, wobei die Wasserentnahme aus dem vorhandenen Triebwasserweg erfolgt. Für die Nutzung der bereits vorhandenen Anlagenteile (Wasserfassung, Triebwasserweg, etc.) werden keine anteiligen Kosten berücksichtigt.
- Basis der Kostenermittlung ist ein Leistungsbereich von 5 MW. Fallhöhenabhängig sind für die gesamten elektromaschinellen Anlagenteile Kosten zwischen 1.000 und 2.000 €/kW anzusetzen, so dass sich mit für ein Dotierkraftwerk typischen 4.000 Volllaststunden p.a. spezifische Investitionskosten von 0,3 bis 0,5 €/kWh ergeben. Werden zusätzlich noch 0,1 €/kWh für die Kosten von Triebwasserweganbindung, Krafthaus und Sonstiges berücksichtigt, leiten sich die spezifischen Gesamtkosten mit 0,4-0,6 €/kWh ab.
- Damit können als mittlere Investitionskosten für ein Dotierkraftwerk 0,5 €/kWh angesetzt werden.

Ausgehend von diesen mittleren Investitionskosten sowie den aus der Erhöhung des Basisabflusses realisierbaren Erzeugungsmengen können die absoluten Investitionskosten ermittelt und bei der Berechnung von Kapitalwert und Annuität der betriebswirtschaftlichen Effekte einer Erhöhung des Basisabflusses berücksichtigt werden.

Zusammenführung der Ergebnisse am Beispiel generischer Speicherkraftwerke

Die Zusammenführung der nach dem vorgenannten Bewertungsansatz ermittelten Ergebnisse wird im Folgenden am Beispiel der generischen Speicherkraftwerke (Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher) dargestellt. Tabelle 3 zeigt hierzu die technischen Kenndaten der generischen Speicherkraftwerke, ergänzt um eine beispielhafte Erhöhung des Basisabflusses, der für alle drei Speicherkraftwerke einer Reduktion der flexiblen Erzeugungsmenge um 5% entspricht. Zusätzlich werden ein Wirkungsgradverlust im Dotierbetrieb von 10% der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge sowie Investitionskosten der Dotierkraftwerke in Höhe von 0,5 €₂₀₁₆/kWh und jährliche variable Betriebskosten von pauschal 5 €/MWh unterstellt. Als absolute Investitionskosten ergeben sich somit für den generischen Jahresspeicher rd. 38.000 €, für den generischen Wochenspeicher rd. 63.000 € und für den generischen Tagesspeicher rd. 88.000 €.

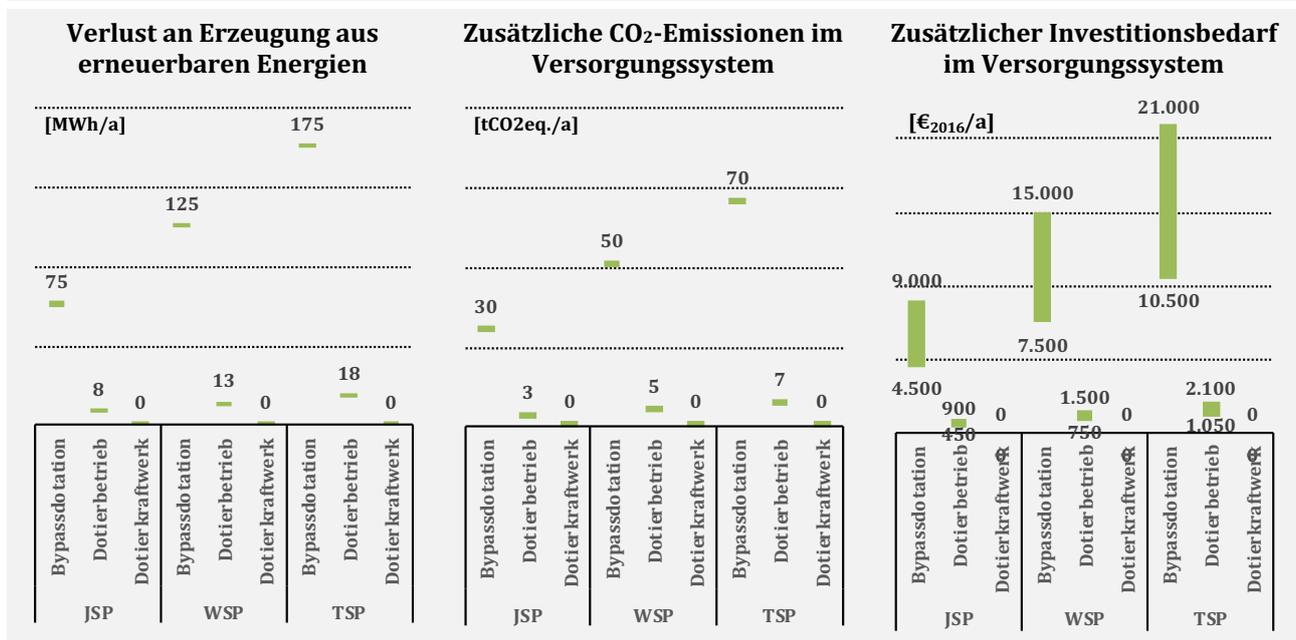
Tabelle 3: Technische Kenndaten generischer Speicherkraftwerke sowie exemplarische Randbedingungen zur Bewertung betriebswirtschaftlicher Effekte bei einer Erhöhung des Basisabflusses

| | | Jahresspeicher (JSP) | Wochenspeicher (WSP) | Tagesspeicher (TSP) |
|---|---------|----------------------|----------------------|---------------------|
| Engpassleistung | [MW] | 1 | 1 | 1 |
| Flexibles RAV Speicherkraftwerk vor Erhöhung Basisabfluss | [MWh/a] | 1.500 | 2.500 | 3.500 |
| Jährliche Volllaststunden | [h/a] | 1.500 | 2.500 | 3.500 |
| Verlust an Erzeugung aus erneuerbaren Energien und/oder flexibler Erzeugungsmenge | [MWh/a] | 75 | 125 | 175 |
| Erzeugungsverlust durch Wirkungsgradverlust Speicherkraftwerk im Dotierbetrieb | [MWh/a] | 7,5 | 12,5 | 17,5 |

Quelle: SuREmMA+ Arbeitsgruppe Energiewirtschaft

Ausgehend von diesen Kenndaten und Randbedingungen leiten sich die in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellten systemrelevanten und volkswirtschaftlichen Effekte sowie Kapitalwerte und Annuitäten der betriebswirtschaftlichen Effekte ab. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Ergebnisse der monetären Quantifizierung betriebswirtschaftlicher Effekte jeweils auf die verlorene flexible MWh Erzeugung (d. h. durch die Dotierwassermenge verlorene Erzeugung im Speicherbetrieb) bezogen.

Abbildung 7: Systemrelevante und volkswirtschaftliche Effekte einer Erhöhung des Basisabflusses an der Rückgabestelle auf generische Speicherkraftwerke bei einer beispielhaften Erhöhung des Basisabflusses entsprechend 5% der flexiblen Erzeugungsmenge

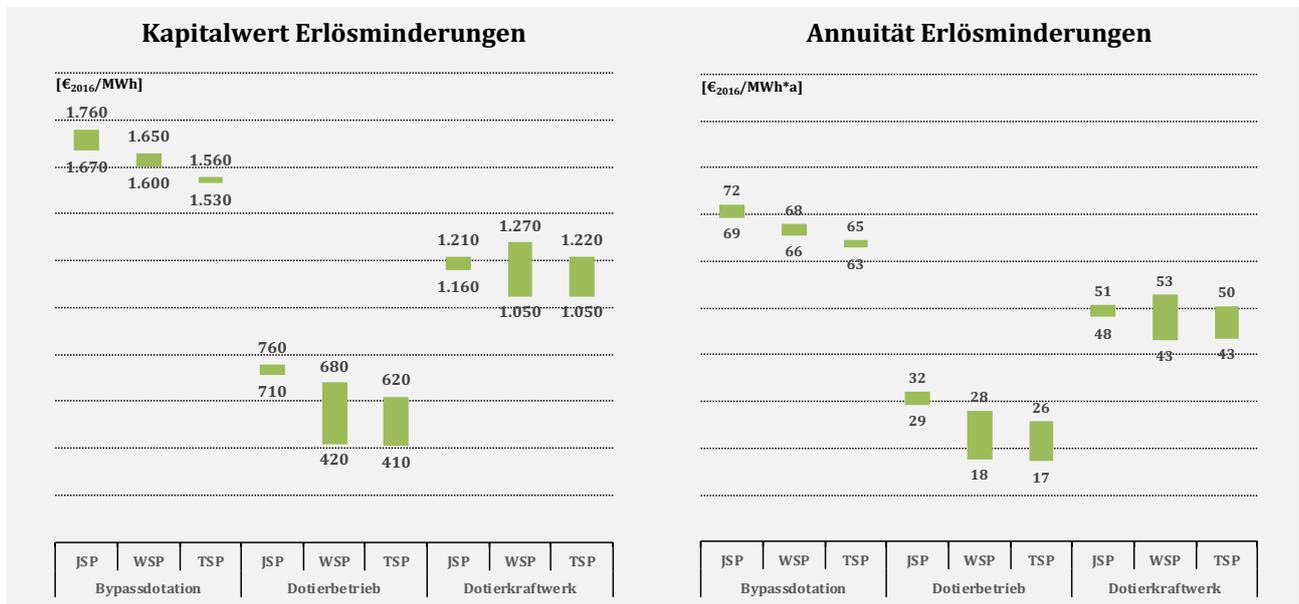


Quelle: SuREmMA+ Arbeitsgruppe Energiewirtschaft

Die vergleichsweise große Bandbreite der Erlösminderungen für die einzelnen generischen Speicherkraftwerke ist eine Folge der unterschiedlichen Struktur der Jahresdauerlinie der Spotpreise in den Strompreisszenarien von ewi und enervis. Generell nimmt die Erlösminderung durch eine Erhöhung des Basisabflusses mit steigender Volllaststundenanzahl eines Speicherkraftwerks ab, d. h. die negativen Effekte sind bei gleichem Erzeugungsverlust für Jahresspeicher in der Regel höher als für Wochen- und Tagesspeicher.

Anzumerken ist im Zusammenhang mit den dargestellten Ergebnissen, dass im Gegensatz zur Quantifizierung der betriebswirtschaftlichen Effekte bei einer Beschränkung der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeit die für generische Speicherkraftwerke ermittelten Ergebnisse nicht unmittelbar auf konkrete Fallbeispiele übertragen werden können, da diese nur den exemplarischen Fall einer um 5% reduzierten flexiblen Erzeugungsleistung abbilden und damit nicht allgemein anwendbar sind.

Abbildung 8: Kapitalwert und Annuität der Erlösminderungen für generische Speicherkraftwerke bei einer beispielhaften Erhöhung des Basisabflusses entsprechend 5% der flexiblen Erzeugungsmenge

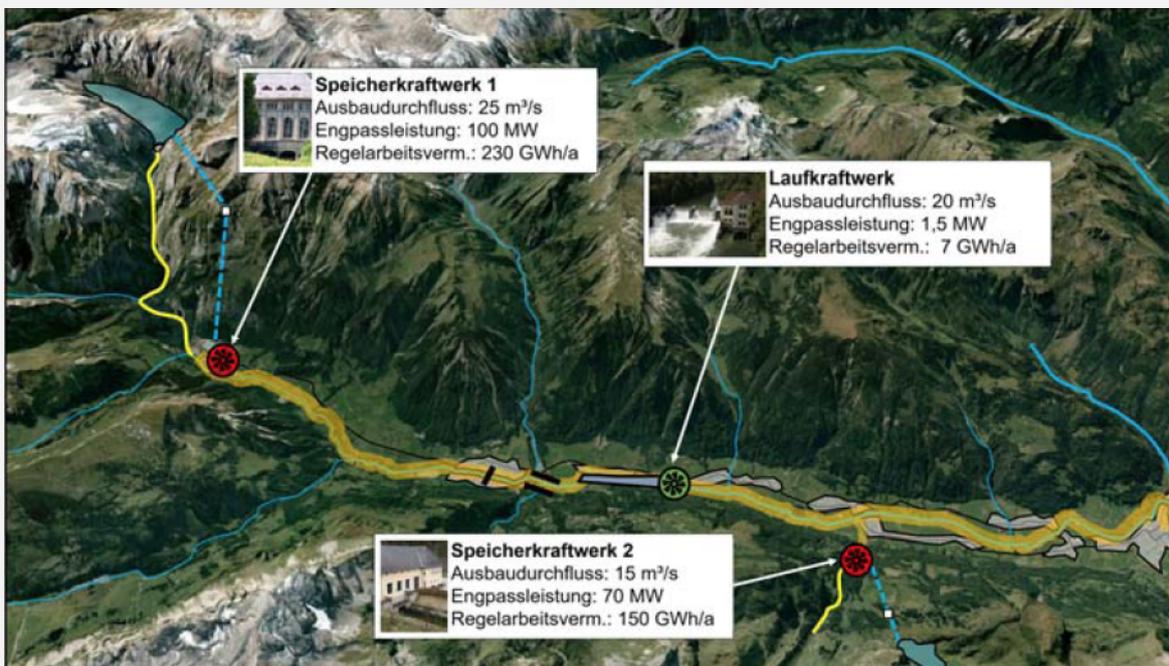


Quelle: SuREmMa+ Arbeitsgruppe Energiewirtschaft

4 Anwendung erweiterte Bewertungssystematik auf fiktives Fallbeispiel

Da die Ergebnisse der ökologischen und energiewirtschaftlichen Bewertungen von konkreten Fallbeispielen Rückschlüsse auf betriebsinterne bzw. vertrauliche Daten der Kraftwerksbetreiber ermöglichen können, werden fallbeispielspezifische Ergebnisse nur in aggregierter oder anonymisierter Form veröffentlicht. Um dennoch eine transparente und nachvollziehbare Darstellung der Bewertungssystematik zu ermöglichen, wird ein fiktives Fallbeispiel definiert, welches auf dem im SuREmMa-Forschungsbericht definierten fiktiven Fallbeispiel aufbaut bzw. dieses um ein zusätzliches Speicherkraftwerk 2 und ein Laufkraftwerk erweitert (vgl. Abbildung 9).

Abbildung 9: Fiktives Fallbeispiel mit Speicherkraftwerk 1 und 2 sowie Laufwasserkraftwerk



Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe (Foto: Google Earth)

Das Speicherkraftwerk 1 hat bei einem Ausbaudurchfluss von 25 m³/s eine Engpassleistung von 100 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 230 GWh/a. Speicherkraftwerk 2 hat bei einem Ausbaudurchfluss von 15 m³/s eine Engpassleistung von 70 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 150 GWh/a. Außerdem befindet sich ein Laufkraftwerk im Einzugsgebiet. Dieses ist aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht bewertungsrelevant.

Zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Maßnahmen zur Minderung von schwall- und sunkbedingten negativen ökologischen Auswirkungen wird dabei unterstellt, dass alle im Rahmen des Forschungsprojekts berücksichtigten Maßnahmentypen zur Beschränkung der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeit umgesetzt werden können (d. h. betriebliche Einschränkungen, Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerk). Demgegenüber stellt der Basisabfluss im fiktiven Fallbeispiel keinen limitierenden gewässerökologischen Faktor dar und wird daher ebenso wie morphologische Maßnahmen nicht bei der energiewirtschaftlichen Bewertung der beiden Speicherkraftwerke berücksichtigt. Damit ergeben sich für die Speicherkraftwerke 1 und 2 des fiktiven Fallbeispiels die in Tabelle 4 angeführten technischen und wirtschaftlichen Kenndaten für Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerk.

Tabelle 4: Technische und wirtschaftliche Kenndaten Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleistungskraftwerk für Speicherkraftwerk 1 und 2 des fiktiven Fallbeispiels (€₂₀₁₆).

| Speicherkraftwerk 1 | | | | | | | | |
|------------------------------|----------------------------|-------------------|--|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|
| Maßnahme | - | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Schwalldämpfungsbecken | Beckenvolumen ¹ | [m ³] | 18.000 | 26.000 | 53.000 | 106.000 | 221.000 | 441.000 |
| | Investitionskosten | [Mio. €] | 2,7 bis 3,6 | 3,1 bis 3,9 | 3,7 bis 5,3 | 6,4 bis 9,3 | 12,2 bis 17,7 | 22,1 bis 30,9 |
| | Betriebskosten | [€/a] | 36.000 | 36.000 | 37.000 | 39.000 | 44.000 | 53.000 |
| Schwallausleistungskraftwerk | Engpassleistung | [MW] | 43,5 | | | | | |
| | RAV | [GWh/a] | 100 | | | | | |
| | Investitionskosten | [Mio. €] | 200 | | | | | |
| Speicherkraftwerk 2 | | | | | | | | |
| Maßnahme | - | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Schwalldämpfungsbecken | Beckenvolumen ¹ | [m ³] | 11.000 | 16.000 | 32.000 | 64.000 | 132.000 | 265.000 |
| | Investitionskosten | [Mio. €] | 2,0 bis 2,4 | 2,6 bis 3,0 | 3,5 bis 4,2 | 4,4 bis 6,1 | 7,5 bis 11,6 | 13,8 bis 19,9 |
| | Betriebskosten | [€/a] | 35.000 | 36.000 | 36.000 | 38.000 | 40.000 | 46.000 |
| Schwallausleistungskraftwerk | Engpassleistung | [MW] | 26 | | | | | |
| | RAV | [GWh/a] | 60 | | | | | |
| | Investitionskosten | [Mio. €] | 120 | | | | | |

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft, BOKU; ¹ inkl. 15% Totraum

Mit diesen Randbedingungen können die Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für die Speicherkraftwerke 1 und 2 des fiktiven Fallbeispiels abgeleitet werden. Tabelle 5 zeigt hierzu die Ergebnisse bei einer Beschränkung der An- oder Abstiegsgeschwindigkeit. In Tabelle 6 sind demgegenüber die Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertungen bei einer Beschränkung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit dargestellt.

Die Ergebnisse der vorliegenden energiewirtschaftlichen Bewertung unterscheiden sich nicht wesentlich von den bereits im SuREmMa-Forschungsbericht diskutierten Ergebnissen. Einschränkungen durch eine Änderung der Betriebsweise führen insgesamt zu einer deutlich höheren Kostenbelastung für den (fiktiven) Kraftwerksbetreiber als ein Schwalldämpfungsbecken. Schwallausleistungskraftwerke können bei stärkeren Beschränkungen der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeit gegenüber betrieblichen Einschränkungen einen Kostenvorteil haben. Im Vergleich zu Schwalldämpfungsbecken haben Schwallausleistungskraftwerke in der Regel jedoch erst bei sehr starken Beschränkungen der An- und/oder Abstiegsgeschwindigkeit einen betriebswirtschaftlichen Vorteil.

Tabelle 5: Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung von Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen für Speicherkraftwerk 1 und 2 bei einer Beschränkung der An- oder Abstiegs geschwindigkeit (€₂₀₁₆)

| Speicherkraftwerk 1 | | | | | | | | |
|--|--|--------------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Auswirkung | Kriterium | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebswirtschaftliche Auswirkungen | Annuität betriebliche Einschränkungen | [Mio. €/a] | -0,85 bis -1,43 | -1,80 bis -2,95 | -3,08 bis -4,80 | -4,03 bis -6,13 | -4,70 bis -7,05 | -5,24 bis -7,86 |
| | Annuität Schwalldämpfungsbecken | [Mio. €/a] | -0,12 bis -0,16 | -0,14 bis -0,17 | -0,16 bis -0,22 | -0,26 bis -0,37 | -0,48 bis -0,68 | -0,85 bis -1,18 |
| | Annuität Schwallausleitungskraftwerk | [Mio. €/a] | -2,88 | | | | | |
| Systemrelevante Auswirkungen betr. Einschränkungen | Zusätzliche CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 26 bis 43 | 52 bis 68 | 78 bis 102 | 91 bis 119 | 98 bis 128 | 101 bis 132 |
| | Verlorene flexible Leistung | [MW] | 25 | 50 | 75 | 87,5 | 94 | 97 |
| | Verlorene flexible Erzeugungsmenge | [GWh/a] | 1,5 bis 11,3 | 3,0 bis 21,2 | 5,9 bis 37,2 | 11,7 bis 50,1 | 21,7 bis 58,6 | 38,9 bis 69,5 |
| | Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen | [Mio. €/a] | 1,3 bis 3,8 | 2,5 bis 7,5 | 3,8 bis 11,3 | 4,4 bis 13,1 | 4,7 bis 14,1 | 4,9 bis 14,6 |
| Systemrelevante Auswirkungen Schwallausleitungskraftwerk | Vermiedene CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 49,4 | | | | | |
| | Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus EE | [Mio. €/a] | 6,0 bis 12,0 | | | | | |
| Speicherkraftwerk 2 | | | | | | | | |
| Auswirkung | Kriterium | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebswirtschaftliche Auswirkungen | Annuität betriebliche Einschränkungen | [Mio. €/a] | -0,60 bis -1,00 | -1,26 bis -2,07 | -2,15 bis -3,36 | -2,82 bis -4,29 | -3,29 bis -4,94 | -3,67 bis -5,50 |
| | Annuität Schwalldämpfungsbecken | [Mio. €/a] | -0,10 bis -0,11 | -0,12 bis -0,14 | -0,16 bis -0,18 | -0,18 bis -0,25 | -0,31 bis -0,46 | -0,54 bis -0,77 |
| | Annuität Schwallausleitungskraftwerk | [Mio. €/a] | -1,73 | | | | | |
| Systemrelevante Auswirkungen betr. Einschränkungen | Zusätzliche CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 18 bis 24 | 36 bis 48 | 55 bis 71 | 64 bis 83 | 68 bis 89 | 71 bis 92 |
| | Verlorene flexible Leistung | [MW] | 17,5 | 35 | 52,5 | 61,3 | 65,8 | 67,9 |
| | Verlorene flexible Erzeugungsmenge | [GWh/a] | 0,9 bis 7,4 | 2,0 bis 13,8 | 3,9 bis 24,3 | 7,6 bis 32,7 | 14,2 bis 38,2 | 25,4 bis 45,3 |
| | Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen | [Mio. €/a] | 0,9 bis 2,6 | 1,8 bis 5,3 | 2,6 bis 7,9 | 3,1 bis 9,2 | 3,3 bis 9,9 | 3,4 bis 10,2 |
| Systemrelevante Auswirkungen Schwallausleitungskraftwerk | Vermiedene CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 30 | | | | | |
| | Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus EE | [Mio. €/a] | 3,6 bis 7,2 | | | | | |

Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft

Tabelle 6: Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung von Maßnahmen zur Minderung schwall- und sunkbedingter negativer ökologischer Auswirkungen für Speicherkraftwerk 1 und 2 bei einer Beschränkung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit (€₂₀₁₆)

| Speicherkraftwerk 1 | | | | | | | | |
|--|--|--------------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Auswirkung | Kriterium | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebswirtschaftliche Auswirkungen | Annuität betriebliche Einschränkungen | [Mio. €/a] | -0,85 bis -1,48 | -1,80 bis -3,05 | -3,15 bis -4,88 | -4,11 bis -6,21 | -4,89 bis -7,33 | -5,53 bis -8,34 |
| | Annuität Schwalldämpfungsbecken | [Mio. €/a] | -0,12 bis -0,16 | -0,14 bis -0,17 | -0,16 bis -0,22 | -0,26 bis -0,37 | -0,48 bis -0,68 | -0,85 bis -1,18 |
| | Annuität Schwallausleitungskraftwerk | [Mio. €/a] | -2,88 | | | | | |
| Systemrelevante Auswirkungen betr. Einschränkungen | Zusätzliche CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 26 bis 43 | 52 bis 68 | 78 bis 102 | 91 bis 119 | 98 bis 128 | 101 bis 132 |
| | Verlorene flexible Leistung | [MW] | 25 | 50 | 75 | 87,5 | 94 | 97 |
| | Verlorene flexible Erzeugungsmenge | [GWh/a] | 2,7 bis 18,8 | 5,3 bis 34,3 | 10,6 bis 49,8 | 20,1 bis 59,3 | 35,4 bis 67,9 | 56,2 bis 80,6 |
| | Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen | [Mio. €/a] | 1,3 bis 3,8 | 2,5 bis 7,5 | 3,8 bis 11,3 | 4,4 bis 13,1 | 4,7 bis 14,1 | 4,9 bis 14,6 |
| Systemrelevante Auswirkungen Schwallausleitungskraftwerk | Vermiedene CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 49,4 | | | | | |
| | Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus EE | [Mio. €/a] | 6,0 bis 12,0 | | | | | |
| Speicherkraftwerk 2 | | | | | | | | |
| Auswirkung | Kriterium | - | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | | | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | | | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebswirtschaftliche Auswirkungen | Annuität betriebliche Einschränkungen | [Mio. €/a] | -0,06 bis -1,03 | -1,26 bis -2,14 | -2,21 bis -3,41 | -2,88 bis -4,35 | -3,42 bis -5,13 | -3,87 bis -5,84 |
| | Annuität Schwalldämpfungsbecken | [Mio. €/a] | -0,10 bis -0,11 | -0,12 bis -0,14 | -0,16 bis -0,18 | -0,18 bis -0,25 | -0,31 bis -0,46 | -0,54 bis -0,77 |
| | Annuität Schwallausleitungskraftwerk | [Mio. €/a] | -1,73 | | | | | |
| Systemrelevante Auswirkungen betr. Einschränkungen | Zusätzliche CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 18 bis 24 | 36 bis 48 | 55 bis 71 | 64 bis 83 | 68 bis 89 | 71 bis 92 |
| | Verlorene flexible Leistung | [MW] | 17,5 | 35 | 52,5 | 61,3 | 65,8 | 67,9 |
| | Verlorene flexible Erzeugungsmenge | [GWh/a] | 1,8 bis 12,3 | 3,5 bis 22,4 | 6,9 bis 32,4 | 13,1 bis 38,7 | 23,1 bis 44,3 | 36,7 bis 52,6 |
| | Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen | [Mio. €/a] | 0,9 bis 2,6 | 1,8 bis 5,3 | 2,6 bis 7,9 | 3,1 bis 9,2 | 3,3 bis 9,9 | 3,4 bis 10,2 |
| Systemrelevante Auswirkungen Schwallausleitungskraftwerk | Vermiedene CO ₂ -Emissionen | [kt _{CO2eq} /a] | 30 | | | | | |
| | Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus EE | [Mio. €/a] | 3,6 bis 7,2 | | | | | |

Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft

Beim Vergleich der Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung bei einer Beschränkung der An- oder Abstiegs-geschwindigkeit mit den Ergebnissen bei einer Beschränkung der An- und Abstiegs-geschwindigkeit zeigen sich keine Unterschiede für Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerke, da bei symmetrischen Rampen die zusätzliche Berücksichtigung von An- oder Abstiegs-geschwindigkeit nicht dimensionierungsrelevant ist. Dies gilt unter Maßgabe der angewendeten z. T. vereinfachenden Betrachtungsweise auch für die verlorene flexible Leistung und die daraus abgeleiteten systemrelevanten und volkswirtschaftlichen Kenngrößen. Demgegenüber zeigen vor allem hydrologische Szenarien mit einer vergleichsweise geringen Beschränkung der An- und Abstiegs-geschwindigkeit eine deutliche Erhöhung der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge bei einer zusätzlichen Berücksichtigung von An- oder Abstiegs-geschwindigkeit. Die zusätzlich benötigten Wassermengen in den An- oder Abstiegsrampen führen damit zu einer **Erhöhung der negativen betriebswirtschaftlichen Effekte** von betrieblichen Einschränkungen für den (fiktiven) Kraftwerksbetreiber. Um die Größenordnungen der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen besser einordnen zu können, sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 die Kosten von Maßnahmen zur Minderung von schwall- und sunkbedingten negativen ökologischen Auswirkungen auf die Umsatzerlöse von Speicherkraftwerk 1 und 2 im uneingeschränkten Betrieb bezogen. Die Umsatzerlöse geben allerdings keine Information über den Gewinn des Speicherkraftwerks, da sie lediglich die Erlöse am Day-Ahead-Markt sowie im Intraday- und Regenergiemarkt ohne Abzug von u.a. Betriebs- und Wartungskosten, Kosten für Reinvestitionen, System- und Netzverlustentgelte sowie Kapitalkosten umfassen. Dementsprechend spiegeln die Umsatzerlöse auch nicht den Gewinn der (fiktiven) Kraftwerksbetreiber wider und dürfen daher nicht als solche missinterpretiert werden.

Tabelle 7: Relativer Rückgang der Umsatzerlöse im Vergleich zum uneingeschränkten Betrieb des fiktiven Speicherkraftwerks 1 und 2 bei einer Beschränkung der An- oder Abstiegs-geschwindigkeit (€₂₀₁₆)

| Speicherkraftwerk 1 | | | | | | |
|--|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebliche Einschränkungen | -5,9% bis -6,9% | -12,4% bis -14,2% | -21,2% bis -23,1% | -27,8% bis -29,4% | -32,6% bis -33,9% | -36,3% bis -38,0% |
| Schwalldämpfungsbecken | -0,6% bis -1,1% | -0,7% bis -1,2% | -0,8% bis -1,5% | -1,3% bis -2,6% | -2,3% bis -4,7% | -4,1% bis -8,1% |
| Schwallausleitungskraftwerk | -13,9% bis -19,9% | | | | | |
| Speicherkraftwerk 2 | | | | | | |
| | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebliche Einschränkungen | -6,3% bis -7,2% | -13,1% bis -14,9% | -22,4% bis -24,3% | -29,4% bis -31,0% | -34,4% bis -35,8% | -38,4% bis -40,0% |
| Schwalldämpfungsbecken | -0,7% bis -1,2% | -0,9% bis -1,4% | -1,1 bis -1,9% | -1,3% bis -2,6% | -2,2% bis -4,8% | -3,9% bis -8,0% |
| Schwallausleitungskraftwerk | 12,5% bis 18,0% | | | | | |
| Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft | | | | | | |

Tabelle 8: Relativer Rückgang der Umsatzerlöse im Vergleich zum uneingeschränkten Betrieb des fiktiven Speicherkraftwerks 1 und 2 bei einer Beschränkung der An- und Abstiegsgeschwindigkeit (€₂₀₁₆)

| Speicherkraftwerk 1 | | | | | | |
|--|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebliche Einschränkungen | -5,9% bis -7,1% | -12,4% bis -14,7% | -21,5% bis -23,6% | -28,5% bis -29,9% | -33,6% bis -35,1% | -38,1% bis -40,2% |
| Schwalldämpfungsbecken | -0,6% bis -1,1% | -0,7% bis -1,2% | -0,8% bis -1,5% | -1,3% bis -2,6% | -2,3% bis -4,7% | -4,1% bis -8,1% |
| Schwallausleitungskraftwerk | -13,9% bis -19,9% | | | | | |
| Speicherkraftwerk 2 | | | | | | |
| | Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt | | | | | |
| | E | D | C | B1 | B2 | B3 |
| | 75% | 50% | 25% | 12,5% | 6% | 3% |
| Betriebliche Einschränkungen | -6,3% bis -7,5% | -13,1% bis -15,5% | -22,7% bis -24,8% | -30,1% bis -31,5% | -35,5% bis -37,0% | -40,2% bis -42,3% |
| Schwalldämpfungsbecken | -0,7% bis -1,2% | -0,9% bis -1,4% | -1,1 bis -1,9% | -1,3% bis -2,6% | -2,2% bis -4,8% | -3,9% bis -8,0% |
| Schwallausleitungskraftwerk | 12,5% bis 18,0% | | | | | |
| Quelle: SuREmMa+ Projektgruppe Energiewirtschaft | | | | | | |

5 Literatur

- [1] Greimel, F., Neubarth J., Fuhrmann, M., Führer, S., Habersack H., Haslauer, M., Hauer, C., Holzapfel, P., Auer, S., Pflieger, M., Schmutz, S. & Zeiringer, B. (2017): SuREmMa, Sustainable River Management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Forschungsbericht, Wien, 92 Seiten.
- [2] Neubarth J. (2017): Technischer Bericht D - Energiewirtschaftliche Bewertung von schwalldämpfenden Maßnahmen für repräsentative Fallbeispiele. Ergänzung zu Endbericht: Suremma, Sustainable River Management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Forschungsbericht, Wien, Innsbruck, 64 Seiten
- [3] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: Österreichischer Wasserkatalog Wasser schützen – Wasser nutzen Kriterien zur Beurteilung einer nachhaltigen Wasserkraftnutzung, 2012.
- [4] ewi Energy Research & Scenarios: Strompreisprojektionen für das Marktgebiet DE-AT bis 2050. Analyse im Auftrag der alpS GmbH für das Projekt SuREmMa, Köln, April 2016.
- [5] enervis energy advisor: Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2016 - 2050. Analyse auf Basis *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* im Auftrag der alpS GmbH für das Projekt SuREmMa, Berlin April 2016.
- [6] Neubarth J. (2017): Technischer Bericht C - Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem. Ergänzung zu Endbericht: Suremma, Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Forschungsbericht, Wien, Innsbruck, 72 Seiten
- [7] enervis energy advisor GmbH (2019): Langfristige Strompreisentwicklung und künftiges Marktumfeld; Infotag EEX – Preisbildung im Marktgebiet Österreich. Wien, 28.02. und 01.03.2019.