Technischer Bericht D

Energiewirtschaftliche Bewertung von schwalldämpfenden Maßnahmen für repräsentative Fallbeispiele

zu Endbericht

SuREmMa

Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen

Wien, Juni 2017

Medieninhaber und Herausgeber:

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschat, Umwelt und Wasserwirtschaft, Stubenring 1, 1010 Wien, www.bmlfuw.gv.at

Text und Inhalt

Jürgen Neubarth (e3 consult)

Beteiligung

Hansjörg Gober (KELAG Kärntner Elektrizität AG), Bernhard Gotthardt (Salzburg AG), Thomas Höckner (ÖBB Infrastruktur AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Daniel Hosp (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Silvia Humer (ÖBB Infrastruktur AG), Thomas Luschnig (KELAG Kärntner Elektrizität AG), Peter Matt (Vorarlberger Illwerke AG), Rupert Nocker (Salzburg AG), Ludwig Piskernik (ÖBB Infrastruktur AG), Simon Preuschoff (Vorarlberger Illwerke AG), Robert Reindl (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Hagen Schmöller (Vorarlberger Illwerke AG), Christoph Wulz (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG)

Layout

Jürgen Neubarth (e3 consult)

Zitiervorschlag

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

Projekttitel

SuREmMa – **S**ustainable **R**ivermanagement – **E**nergiewirtschaftliche und u**m**weltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender **Ma**ßnahmen

Projektförderung

Das Projekt wurde innerhalb des österreichischen K1 Zentrums „alpS – Centre for Climate Change Adaptation“ durchgeführt. Das K1 Zentrum alpS ist Teil des Förderprogramms COMET – Competence Centers for Excellent Technologies, gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW), sowie durch die Länder Tirol und Vorarlberg. Das COMET Programm wird durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) abgewickelt. Zusätzlich finanziert wurde das Projekt durch Bar- und Eigenleistung der Konsortialpartner KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Österreichs Energie, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH und illwerke vkw.

Projektkonsortium

Das Projektkonsortium bestand aus alpS GmbH, e3 consult und der Universität für Bodenkultur Wien mit dem Institut für Hydrobiologie und Gewässermanagement (IHG) sowie dem Institut für Wasserwirtschaft, Hydrobiologie und konstruktiven Wasserbau (IWHW). Vertreter der Energiewirtschaft waren KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Österreichs Energie, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH und Vorarlberger Illwerke AG. Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) stand beratend zu Seite.

Projektdaten

Projektbeginn: 1.9.2014, Projektende: 31.3.2017

Wissenschaftliche Leitung: Stefan Schmutz, Jürgen Neubarth, Christoph Hauer, Helmut Habersack

Fachliche Unterstützung: Veronika Koller- Kreimel

Steuerungsgruppe: Hansjörg Gober, Bernhard Gotthardt, Franz Greimel, Daniel Hosp, Peter Matt, Rupert Nocker, Ludwig Piskernik, Markus Pfleger, Simon Preuschoff

Projektkoordination: Christin Haida, Katrin Schneider

Projektbearbeitung: Simon Führer, Martin Fuhrmann, Hansjörg Gober*, Bernhard Gotthardt*, Franz Greimel, Christoph Hauer, Melanie Haslauer, Daniel Hosp*, Patrick Holzapfel, Thomas Höckner*, Silvia Humer*, Fabian Jung, Gundula Konrad, Dieter Kreikenbaum, Gernot Ladinig, Thomas Luschnig*, Peter Matt*, Rupert Nocker*, Markus Pfleger*, Jürgen Neubarth*, Otto Pirker, Ludwig Piskernik*, Simon Preuschoff*, Walter Reckendorfer, Robert Reindl*, Hagen Schmöller*, Christoph Wulz*, Bernhard Zeiringer
* Mitglied der Arbeitsgemeinschaft Energiewirtschaft

Inhalt

1 Einleitung und Fragestellung 1

2 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen 4

2.1 Betriebliche Einschränkungen 4

2.1.1 Bewertungsansatz und Randbedingungen 4

2.1.2 Deterministische Einsatzmodellierung im Day Ahead-Markt 7

2.1.3 Ermittlung des Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken 17

Flexibilitätswert im Intraday-Markt 17

Flexibilitätswert im Regelreservemarkt 19

Kombination Flexibilitätswert im Intraday- und Regelreservemarkt 22

2.1.4 Zusammenführung deterministische Einsatzmodellierung und Flexibilitätswert 24

2.1.5 Kapitalwert und Annuität 30

2.2 Schwalldämpfungsbecken 32

2.2.1 Technische- und wirtschaftliche Parameter 32

2.2.2 Kapitalwert und Annuität 35

2.3 Schwallausleitungskraftwerke 36

2.3.1 Technische- und wirtschaftliche Parameter 36

2.3.2 Kapitalwert und Annuität 36

2.4 Morphologische Maßnahmen 38

3 Systemrelevante und volkswirtschaftliche Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen 40

3.1 Versorgungssicherheit 40

3.1.1 Verlorene flexible Leistung 40

3.1.2 Verlorene flexible Erzeugungsmenge 44

3.2 Effekte auf CO_2-Emissionen im Versorgungssystem 47

3.2.1 Schwallausleitungskraftwerke 47

3.2.2 Betriebliche Einschränkungen 49

3.3 Volkswirtschaftliche Effekte 52

3.3.1 Zusätzliche Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen durch betriebliche Einschränkungen 52

3.3.2 Vermeidung von Systemkosten durch Schwallausleitungskraftwerke 54

4 Anwendung der Bewertungssystematik auf Fallbeispiele 56

4.1 Repräsentative Fallbeispiele 56

4.2 Fiktives Fallbeispiel 59

4.3 Qualitativ-quantitative Zusammenführung der Bewertungsergebnisse 61

5 Literatur 64

1 Einleitung und Fragestellung

Die Umsetzung der im Rahmen SuREmMa-Studie berücksichtigten hydrologischen und morphologischen Maßnahmen zur Schwalldämpfung können nicht nur mit einer finanziellen Belastung für den Kraftwerksbetreiber durch zusätzliche Investitionskosten und/oder Erlöseinbußen verbunden sein, sondern können auch Effekte auf das übergeordnete österreichische und europäische Stromversorgungssystem haben. Bspw. kann durch eine Einschränkung der Betriebsweise eines Speicherkraftwerks weniger flexible Leistung zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen erbracht werden. Langfristig wird dieser Verlust an flexibler Leistung durch eine Investition an anderer Stelle ersetzt werden müssen, wodurch aus volkswirtschaftlicher Sicht Mehrkosten und -emissionen im gesamten Versorgungssystem entstehen. Innerhalb des vorliegenden Technischen Berichts C erfolgt daher neben einer Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen auf den jeweils betroffenen Kraftwerksbetreiber auch eine weitergehende energiewirtschaftliche Bewertung der systemrelevanten und volkswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen für Speicherkraftwerke. Im Ergebnis sollen dadurch insbesondere die folgenden Fragen beantwortet werden können:

- Welche Kosten entstehen durch schwalldämpfende Maßnahmen im Versorgungssystem bzw. beim Kraftwerksbetreiber?
- Welche Auswirkungen haben schwalldämpfende Maßnahmen auf die Versorgungssicherheit?
- Wie wirken sich schwalldämpfende Maßnahmen auf die Treibhausgasemissionen im europäischen Verbund aus?

Ziel des vorliegenden Berichts ist die Herleitung einer allgemein und nicht fallbeispielspezifisch anwendbaren Bewertungssystematik, die unabhängig von den im Rahmen dieser Studie betrachteten Fallbeispielen (vgl. auch Technischer Bericht A) eine allgemein anwendbare Bewertung der betriebs- und systemrelevanten Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen für Speicherkraftwerke zulässt. Die abgeleiteten quantitativen Ergebnisse sollen dabei vor allem eine Entscheidungsgrundlage für das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) liefern und dürfen daher nicht als eine abschließende Quantifizierung der einzelnen Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen interpretiert werden. Vielmehr soll mit dem hier entwickelten Bewertungsansatz eine erste Größenordnung der energiewirtschaftlichen Effekte einzelner schwalldämpfender Maßnahmen ermittelt werden, die in die weiteren Schritte des Ministeriums zur Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie einfließen können. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch, dass aus den Ergebnissen der auf die repräsentativen Fallbeispiele exemplarisch angewendeten Bewertungssystematik keine abschließenden Aussagen in Bezug auf diese Fallbeispiele abgeleitet werden kann. Die konkrete Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für ein Speicherkraftwerk muss immer einzelfallbezogen erfolgen, wobei der in diesem Arbeitspakte entwickelte Bewertungsansatz das notwendige „energiewirtschaftliche Werkzeug“ für eine solche Bewertung zur Verfügung stellen soll.

Als schwalldämpfende Maßnahmen bzw. Maßnahmentypen werden für die weiteren Analysen neben den hydrologischen Maßnahmen Schwalldämpfungsbecken, Schwallausleitungskraftwerk und betriebliche Einschränkungen zusätzlich auch morphologische Maßnahmen berücksichtigt. Dabei ist jedoch anzumerken, dass morphologische Maßnahmen i. Allg. nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zu hydrologischen Maßnahmen zu sehen

sind. Insofern müssen die im Rahmen dieser Studie für schwalldämpfende morphologische Maßnahmen abgeleiteten ökonomischen Kenngrößen in der Regel additiv zu den ökonomischen Kenngrößen der hydrologischen Maßnahmen bewertet werden.

Tabelle 1 zeigt eine zusammenfassende Übersicht der berücksichtigten betriebswirtschaftlichen und systemrelevanten Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen für Speicherkraftwerke. Für die einzelnen morphologischen und hydrologischen Maßnahmen werden dabei zur Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen die Kosten bzw. Erlöse der jeweiligen Maßnahme erfasst. Dies sind die Investitions- und Betriebskosten bei Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerken, die Erlöse aus dem Verkauf der erzeugten Strommengen bei Schwallausleitungskraftwerken sowie die Erlösminderung bei betrieblichen Einschränkungen durch die verminderte Einsatzflexibilität des Speicherkraftwerks. Einen Sonderfall stellen betriebliche Einschränkungen bei 16,7 Hz Kraftwerken zur Bahnstromversorgung dar, die ggf. zu einem zusätzlichen Investitionsbedarf in Frequenzumformer führen können, wenn durch den Verlust flexibler Leistung in einem von betrieblichen Einschränkungen betroffenen Speicherkraftwerk die sichere Bahnstromversorgung gefährdet ist.

Tabelle 1: Übersicht der betriebswirtschaftlichen und systemrelevanten Auswirkungen schwalldämpfender morphologischer und hydrologischer Maßnahmen auf Speicherkraftwerke

Kriterium		Hydrologische Maßnahmen			Morphologische Maßnahmen
		Schwalldämpfungsbecken	Schwallausleitungskraftwerk	Betriebliche Einschränkungen	
Betriebswirtschaftl. Auswirkungen	Kosten	Investitions- und Betriebskosten	Investitions- und Betriebskosten	Investitions-. und Betriebskosten Frequenzumformer bei 16,7 Hz Bahnkraftwerken	Investitions- und ggf. laufenden Kosten
	Erlöse oder Erlösminderung	keine[1]	Erlöse aus Verkauf der erzeugten Strommengen	Erlösminderung durch verminderte Einsatzflexibilität	keine
Systemrelevante und volkswirtschaftliche 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 Erzeugungs- und / oder Speicherkapazitäten	keine

[1] bei Vernachlässigung möglicher Mindererzeugung durch Verringerung der Fallhöhe

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Bei den systemrelevanten bzw. volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden die Effekte auf die CO_2-Emissionen, die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit sowie die zusätzlichen Kosten bzw. Einsparungen im Versorgungssystem als Bewertungskriterien berücksichtigt. Während morphologische Maßnahmen sowie Schwall-

dämpfungsbecken keine direkten systemrelevanten Auswirkungen haben, können Schwallausleitungskraftwerke die CO_2-Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark reduzieren, zusätzliche gesicherte Leistung und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitstellen sowie alternative Investitionen in erneuerbare Energien zur Erreichung der politischen Zielvorgaben an anderer Stelle vermeiden. Demgegenüber können betriebliche Einschränkungen zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen durch Wirkungsgradverluste im konventionellen Kraftwerkspark sowie durch eine ggf. geringere Integration fluktuierender Wind- und PV-Stromerzeugung in das Versorgungssystem führen. Die Effekte betrieblicher Einschränkungen auf die Versorgungssicherheit leiten sich aus der Verringerung der verfügbaren flexiblen Leistung und Erzeugungsmengen ab, die langfristig auch zu einem erhöhten Zubaubedarf an flexiblen Erzeugungs- und / oder Speicherkapazitäten und damit zu höheren Kosten im Versorgungssystem führen können

Hierzu werden in **Kapitel 2** die Grundlagen und die Systematik zur Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen und in **Kapitel 3** zur Bewertung der systemrelevante Auswirkungen schwalldämpfender morphologischer und hydrologischer Maßnahmen entwickelt. Im abschließenden **Kapitel 4** wird die Bewertungssystematik auf ein fiktives Fallbeispiel sowie auf die im Rahmen der Studie berücksichtigten repräsentativen Fallbeispiele angewendet. Zusätzlich erfolgt in Kapitel 4 eine qualitative Zusammenführung der Bewertung der betriebswirtschaftlichen und systemrelevanten Auswirkungen in einer sog. „Toolbox“.

2 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen

Bei der Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen werden die aus Sicht der betroffenen Kraftwerksbetreiber entstehenden monetären Effekte ermittelt. Ausgehend von den projektübergreifend definierten hydrologischen Wirkungsszenarios werden hierzu in einem ersten Schritt die Erlösminderungen betrieblicher Einschränkungen bzw. der damit verbundenen Restriktionen bei der Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke bestimmt. Diesen Erlösminderungen werden dann die in einem zweiten Schritt ermittelten Kosten der Schwallsanierung durch Dämpfungsbecken und Schwallausleitung als hydrologische Maßnahmen sowie durch morphologische Maßnahmen gegenübergestellt.

2.1 Betriebliche Einschränkungen

2.1.1 Bewertungsansatz und Randbedingungen

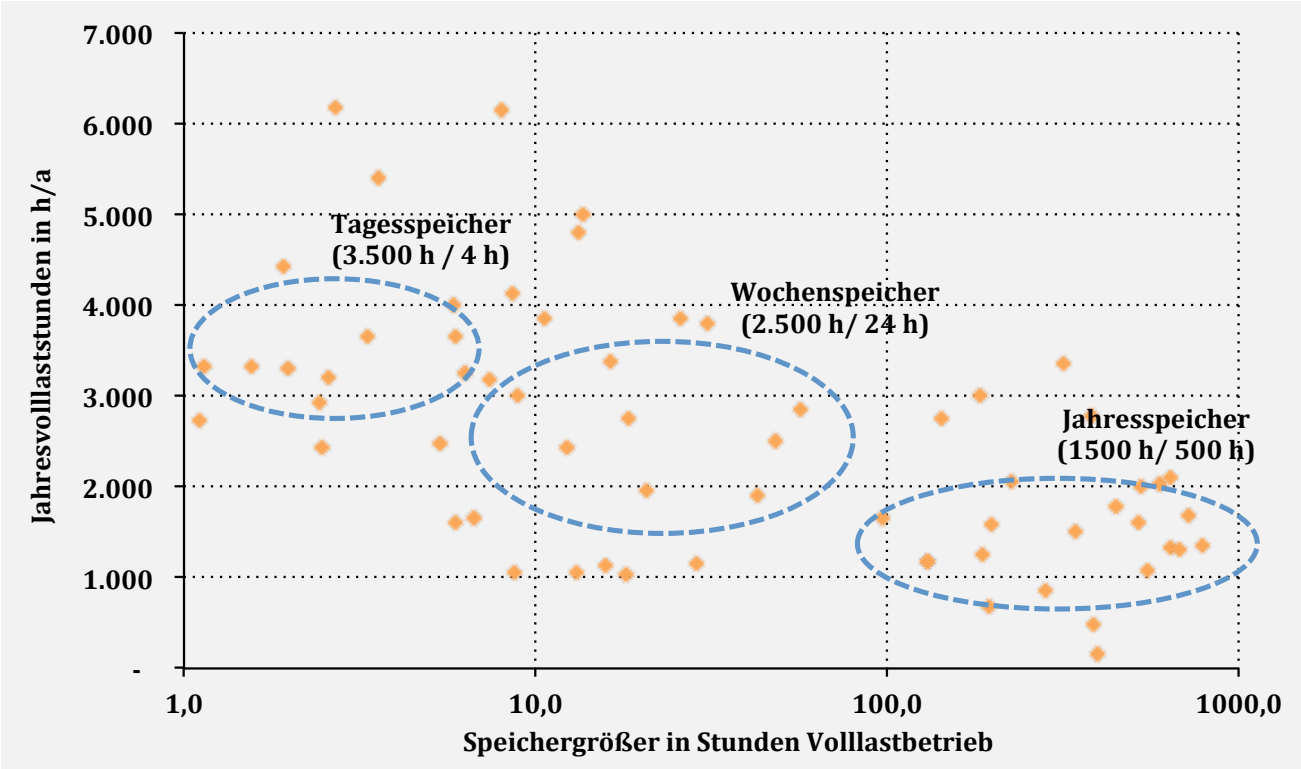
Grundsätzlich sind zur Bewertung der ökonomischen Wirkung betrieblicher schwalldämpfender Maßnahmen auf den Einsatz von Speicherkraftwerken die Effekte auf alle relevanten Marktsegmente zu berücksichtigen. Neben dem Day Ahead- und Intraday-Markt sind dies vor allem die verschiedenen Regelleistungsprodukte. Daneben werden Speicherkraftwerke aber auch zur Bilanzgruppen- und Portfoliooptimierung eingesetzt, um bspw. die Kosten für den Ausgleichsenergiebedarf der eigenen Bilanzgruppe zu minimieren. Allerdings stellt die marktübergreifende Optimierung des Speichereinsatzes eine energiewirtschaftlich sehr komplexe Herausforderung mit hohem Modellierungsaufwand dar. Zusätzlich können vor allem bei der Bilanzgruppenregelung sowie eingeschränkt bei der Vermarktung als Regelenergie unternehmensspezifische Vermarktungsstrategien einen großen Einfluss auf die Quantifizierung der betriebswirtschaftlichen Effekte schwalldämpfender Maßnahmen haben. Vor diesem Hintergrund wird die Bewertung der ökonomischen Wirkung betrieblicher Einschränkungen daher in einem vereinfachenden dreistufigen Verfahren durchgeführt:

- Im ersten Schritt erfolgt die Quantifizierung der Erlösminderungen für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios bei einer ausschließlichen Vermarktung der Flexibilität von Speicherkraftwerken im viertelstündlichen Day Ahead-Spotmarkt. Dieser Bewertungsschritt liefert als Ergebnis den im Energiemarkt verlorenen Flexibilitätswert sowie zusätzlich den aus Systemsicht relevanten Verlust an flexibler Erzeugungsmenge.
- In 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 Wirkungsszenarios 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.

Entsprechend der ursprünglichen Projektplanung hätte der erste Schritt der betriebswirtschaftlichen Bewertung betrieblicher Einschränkungen durch die am Projekt beteiligten Kraftwerksbetreiber fallbeispielspezifisch erfolgt sollen. Allerdings hat sich im Laufe der Projektbearbeitung gezeigt, dass eine isolierte Bewertung der einzelnen Fallbeispiele nicht dem übergeordneten Anspruch nach Entwicklung eines allgemein anwendbaren und

gerade eben nicht fallbeispielspezifischen Bewertungsansatzes entsprochen hätte. Daher wurde in Abstimmung zwischen allen Projektpartnern ein Bewertungsansatz entwickelt, der ausgehend von repräsentativen generischen Speicherkraftwerken eine Bewertung betrieblicher Einschränkungen sowohl auf Ebene der Fallbeispiele als auch des gesamten österreichischen Speicherkraftwerksparks ermöglicht. Die Auswahl der generischen Speicherkraftwerke erfolgt dabei auf Basis einer Analyse ausgewählter energiewirtschaftlicher Kennzahlen des aktuellen österreichischen Speicherkraftwerksparks. In Abb. 1 sind hierzu auf der x-Achse die Speichergröße ausgedrückt als Volllastbetriebsstunden, die mit einer Speicherfüllung möglich sind sowie auf der y-Achse die rechnerischen Jahresvolllaststunden (d. h. Regelarbeitsvermögen dividiert durch Engpassleistung) für die in der Kraftwerksdatenbank der e3 consult erfassten österreichischen Speicherkraftwerke dargestellt.[1]

Abb. 1: Analyse österreichischer Speicherkraftwerke zur Ableitung generischer Speicherkraftwerke



Quelle: Analyse e3 consult

Aus der Punktwolke (jeder Punkt entspricht einem österreichischen Speicherkraftwerk) können nun in Anlehnung an die häufig angewendete energiewirtschaftliche Unterscheidung von Speicherkraftwerken in Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher drei Gruppen identifiziert und daraus jeweils ein repräsentatives generisches Speicherkraftwerk abgeleitet werden:

- **Jahresspeicher (JSP):** 1.500 Jahresvolllaststunden und Speichervolumen für 500 Volllaststunden (d. h. Zufluss ermöglicht 3 Speicherfüllungen pro Jahr)
- **Wochenspeicher (WSP):** 2.500 Jahresvolllaststunden und Speichervolumen für 24 Volllaststunden
- **Tagesspeicher (TSP):** 3.500 Jahresvolllaststunden und Speichervolumen für 4 Volllaststunden

[1] Die e3-Kraftwerksdatenbank umfasst mehr als 95% der österreichischen Speicherkraftwerke, die mit einem Regelarbeitsvermögen von 11,5 TWh/a und einer Engpassleistung von 8.000 MW den österreichischen Speicherkraftwerkspark praktisch vollständig abbilden.

Für alle drei generischen Speicherkraftwerke wird vereinfachend eine Engpassleistung von 1 MW unterstellt, so dass die Jahresvolllaststunden direkt proportional zum Regelarbeitsvermögen sind. Tabelle 2 fasst die Kenndaten der zur weiteren Bewertung betrieblicher Einschränkungen herangezogenen generischen Speicherkraftwerke noch einmal zusammen.

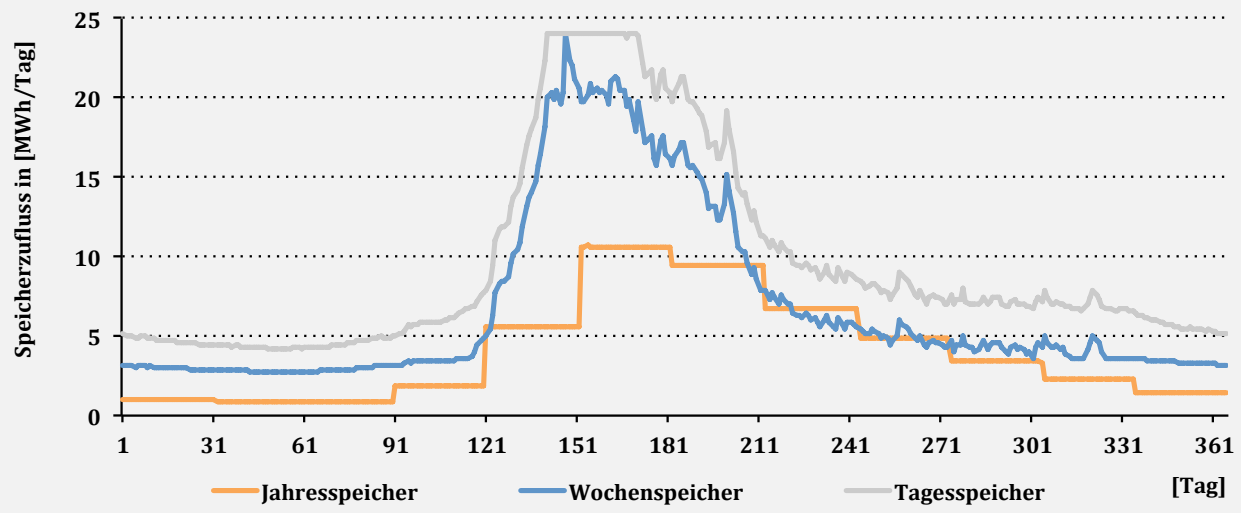
Tabelle 2: Technische Kenndaten generische Speicherkraftwerke

		Jahresspeicher (JSP)	Wochenspeicher (WSP)	Tagesspeicher (TSP)
Engpassleistung	[MW]	1	1	1
Regelarbeitsvermögen	[GWh/a]	1.500	2.500	3.500
Vollaststunden	[h/a]	1.500	2.500	3.500
Speichergröße	[h]	500	24	4

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Als Abflussregime wird für den generischen Saisonspeicher der langjährige monatsmittlere Zufluss in den Speicher Außerfragant gewählt – auf Grund der Speichergröße ist keine tagesscharfe Betrachtung erforderlich.[2] Für den Wochen- und Tagesspeicher wird als Abflussregime hingegen das mittlere Tagesmittel der Jahre 1981 bis 2010 des Pegels Rabland an der Drau in Osttirol herangezogen. Für den Tagesspeicher werden dabei 30 Überlauftage (d. h. Abfluss ist größer als Ausbauwassermenge) und für den Wochenspeicher 5 Überlauftage unterstellt. Die energiewirtschaftlich nutzbaren Abflussregime werden anschließend skaliert und in ein Energieäquivalent umgerechnet, so dass über das Gesamtjahr das jeweils vorgegebene Regelarbeitsvermögen erreicht wird. In Abb. 2 ist hierzu der energiewirtschaftlich nutzbare Abfluss für die generischen Speicherkraftwerke als tagesmittleres Energieäquivalent dargestellt (d. h. tagesmittlerer nutzbarer Speicherzufluss in $MWh_{elektrisch}$).

Abb. 2: Tagesmittlerer nutzbarer Abfluss für generische Speicherkraftwerke



Daten: TIWAG, KELAG

[2] Der Zufluss für das Fallbeispiel KW Außerfragant setzt sich aus der Summe der Zuflüsse sämtlicher Oberliegerkraftwerke zusammen. Da jedoch der überwiegende Teil des natürlichen Zuflusses in großen Zwischenspeichern „geparkt" werden kann, kann das Zuflussregime ohne tagesscharfe Betrachtung für den generischen Jahresspeicher herangezogen werden.

2.1.2 Deterministische Einsatzmodellierung im Day Ahead-Markt

Ausgehend von den im vorangegangenen Abschnitt festgelegten Randbedingungen wird im ersten Schritt zur Bewertung der ökonomischen Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen der Einsatz der generischen Speicherkraftwerke im viertelstündlichen Day Ahead-Spotmarkt modellmäßig abgebildet. Für die Umsetzung der Einsatzmodellierung wurde durch die Verbund Hydro Power GmbH ein in GAMS abgebildetes deterministisches lineares Optimierungsmodell erstellt. Das Modell optimiert den Einsatz eines Speicherkraftwerks anhand der Zeitreihen für Strompreis (Erlös) und Zufluss (Wasserdargebot) mit der Zielfunktion einer Maximierung der Erlöse, wobei die betrieblichen Einschränkungen der jeweiligen hydrologischen Wirkungsszenarios A bis F berücksichtigt werden (vgl. Arbeitspaket 4):

- **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 – Details - vgl. Technischer Bericht A 1.2/1.3).
- **Szenario C:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.
- **Szenario D:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 50% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.
- **Szenario E:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 75% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.
- **Szenarios F:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 100% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.

Da die GW40-Werte kraftwerks- und damit fallbeispielspezifisch zu bestimmen sind, wird für die Modellierungen der generischen Speicherkraftwerke das Szenario B* mit den Werten 12,5%, 6,25% und 3,0% als rechnerische Beschränkungen des Abflussrückgangs je Viertelstunde am Rückgabepunkt in den Vorfluter umgesetzt.

Die Einsatzmodellierung erfolgt jeweils für ein Kalenderjahr, wobei der Speicherfüll- und -endstand für Beginn und Ende des Modellierungszeitraums jeweils ident sein muss. Als weitere Randbedingungen der Modellierung werden An- und Abfahrkosten sowie eine Lastabhängigkeit des Wirkungsgrades der Turbine vernachlässigt. Bei negativen Spotpreisen wird das Speicherkraftwerk abgestellt bzw. Wasser, das nicht gespeichert werden kann über das Wehr abgeführt. Für die viertelstündlichen Zeitreihen der Day Ahead-Spotpreise wird im Rahmen dieser Studie ein Strompreisszenario der ewi Energy Research & Scenarios GmbH [1] sowie der enervis energy advisor GmbH [2] für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 genutzt (vgl. Technischer Bericht C). Zusätzlich erfolgt die Einsatzmodellierung im Day-Ahead Markt anhand der viertelstündlichen EPEX und EXAA Spotpreise 2015. In Tabelle 3 sind ausgewählte Parameter der beiden Strompreisszenarios sowie der EPEX und EXAA Day Ahead-Spotpreise 2015 dargestellt.

Tabelle 3: Ausgewählte Parameter der viertelstündlichen Spotpreise für EPEX und EXAA Day Ahead-Spotmarkt 2015 sowie *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* und *ewi Strompreisprojektion April 2016* für 2025, 2035 und 2050 in €$_{2016}$/MWh

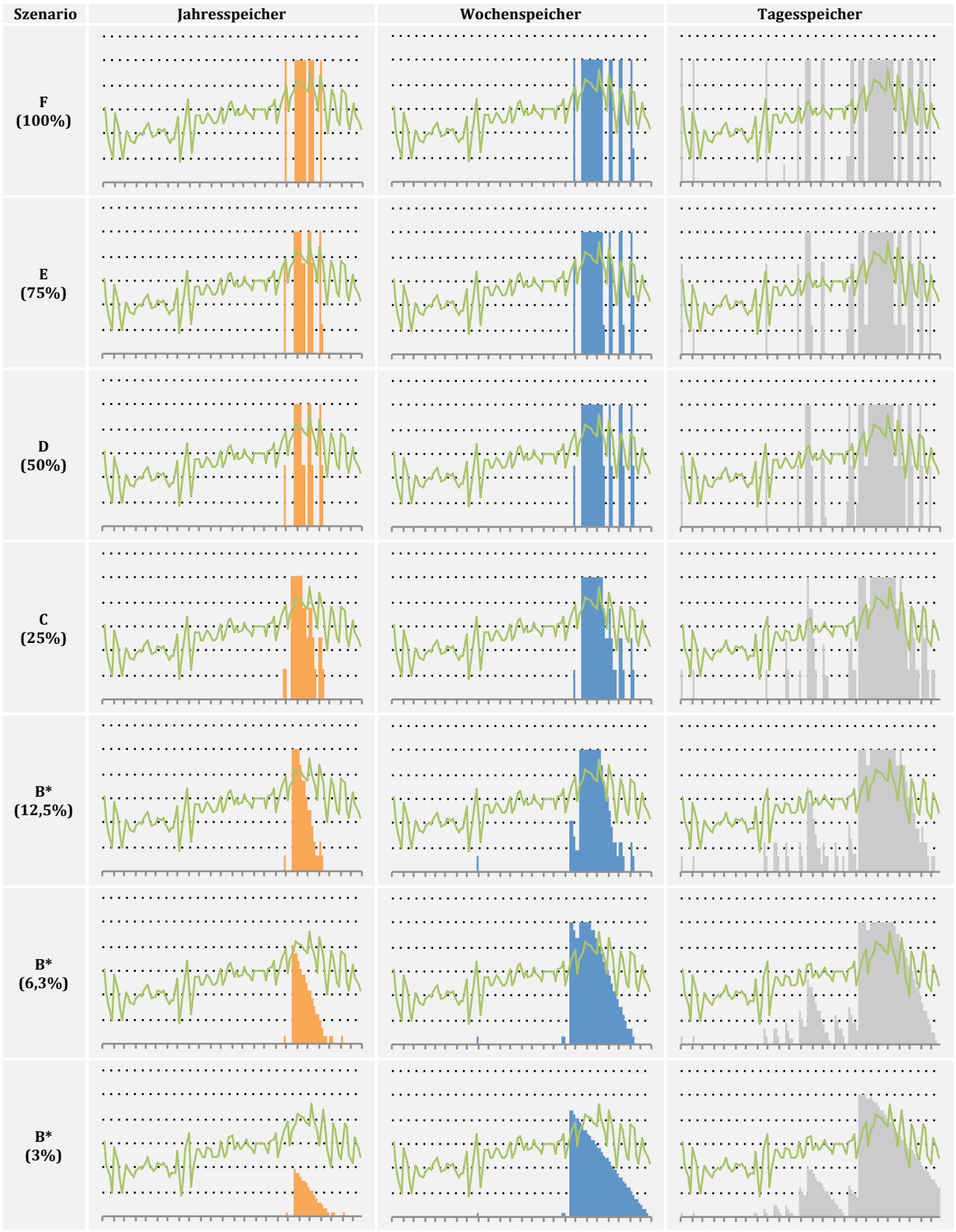
	EPEX Spot	EXAA	ewi			enervis		
	2015	2015	2025	2035	2050	2025	2035	2050
Base	31,7	31,7	56,9	75,8	78,6	56,0	75,7	75,4
Min	-164,5	-149,0	-11,1	2,1	-8,7	-25,8	-95,1	-87,7
Max	464,4	381,1	217,9	230,6	246,8	163,6	600,8	1155,0

Daten: EPEX, EXAA, ewi und enervis

Für die drei generischen Speicherkraftwerke und sieben hydrologische Wirkungsszenarios werden damit insgesamt acht Strompreiszeitreihen für die Einsatzmodellierung berücksichtigt, d. h. es werden in Summe 168 Modellläufe durchgeführt. Abb. 3 zeigt hierzu exemplarisch die Ergebnisse der deterministischen Einsatzmodellierung für die drei generischen Speicherkraftwerke im EPEX Spotmarkt am 4. Jänner 2015. Um eine Darstellung der in Summe 21 Diagramme auf einer Seite zu ermöglichen, wird auf eine Beschriftung der Achsen und auf eine Legende innerhalb der Abbildung verzichtet. Auf der x-Achse sind die Stunden 1 bis 24 aufgetragen. Die y-Achse zeigt zum einen den Verlauf der viertelstündlichen Spotpreise (grüne Linie) und zum anderen die Erzeugungsmenge der generischen Speicherkraftwerke in der jeweiligen Viertelstunde (max. 0,25 MWh je Viertelstunde) als orange Balken für den Jahresspeicher, als blaue Balken für den Wochenspeicher und als graue Balken für den Tagespeicher.

Durch die erlösmaximierende Einsatzmodellierung werden die Erzeugungsmengen in die Viertelstunden mit den höchsten Spotpreisen gelegt und die generischen Speicherkraftwerke i. Allg. mit maximaler Leistung betrieben. Mit zunehmenden Einschränkungen können die Preisspitzen jedoch entweder nur noch mit verringerter Leistung abgefahren bzw. muss über eine erzwungene Rampen der Abflussrückgang am Rückgabepunkt auf den maximal zulässigen Wert eingehalten werden. Dadurch wird für den Abfahrvorgang zusätzliches Wasser aus dem Speicher benötigt, das zu einem anderen Zeitpunkt nicht mehr zur Stromerzeugung zur Verfügung steht (d. h. „verlorene“ flexible Erzeugungsmenge). Neben dem Verlust der flexiblen Erzeugungsmengen führen Einschränkungen in der Betriebsweise von Speicherkraftwerken jedoch auch zu einem Verlust an flexibler Erzeugungsleistung, da die Anlagen häufig nicht mehr ihr gesamtes Leistungsvermögen vermarkten bzw. ihre Erzeugungsleistung mit zunehmenden Einschränkungen immer weniger kurzfristig an die Anforderungen im Intraday- und Regelreservemarkt anpassen können.

Abb. 3: Schematische Einsatzoptimierung für generische Speicher im EPEX Spotmarkt am 4. Jänner 2015 für hydrologische Wirkungsszenarios B bis F



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten EPEX Spot (x- Achse: Stunde 1 bis 24; y-Achse: viertelstündliche Spotpreise (grüne Linie) und Erzeugungsmenge (orange, blaue und graue Balken))

Bei der Interpretation der Ergebnisse der deterministischen Einsatzmodellierung muss berücksichtigt werden, dass für die Modellierung eine exakte Kenntnis der Entwicklung der viertelstündlichen Spotpreise und Zuflüsse in den Speicher unterstellt wurde (d. h. „perfect foresight"). Tatsächlich wird die Einsatzplanung eines Speicherkraftwerks jedoch nicht immer die besten Strompreise „treffen" können, da die Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und Wasserführung die konkrete Einsatzplanung maßgeblich mitbestimmen. Dadurch liegen die in der Realität mit einem Speicherkraftwerk am Day Ahead-Spotmarkt erzielbaren Erlöse i. Allg. unter den mit einer idealisierten deterministischen Einsatzmodellierung abgeleiteten Erlöspotenzialen. Diese Unsicherheiten steigen tendenziell mit zunehmenden Einschränkungen der betrieblichen Einsatzflexibilität und der damit zusammenhängenden Abnahme der An- und Abfahrvorgänge bzw. Betriebsstunden mit Nennlast. Entsprechend steigen die Wahrscheinlichkeit und damit auch die Wirkung von „Fehlentscheidungen" der Kraftwerkseinsatzplanung auf die jährlichen Erlöse mit zunehmender Einschränkung des Abflussrückgangs am Rückgabepunkt in den Vorfluter. Zur Berücksichtigung der modellbedingten „Überschätzung" der Erlöspotenziale wird daher ein sog. deterministischer Abschlagsfaktor eingeführt, der sich aus dem folgenden Ansatz ableiten lässt.

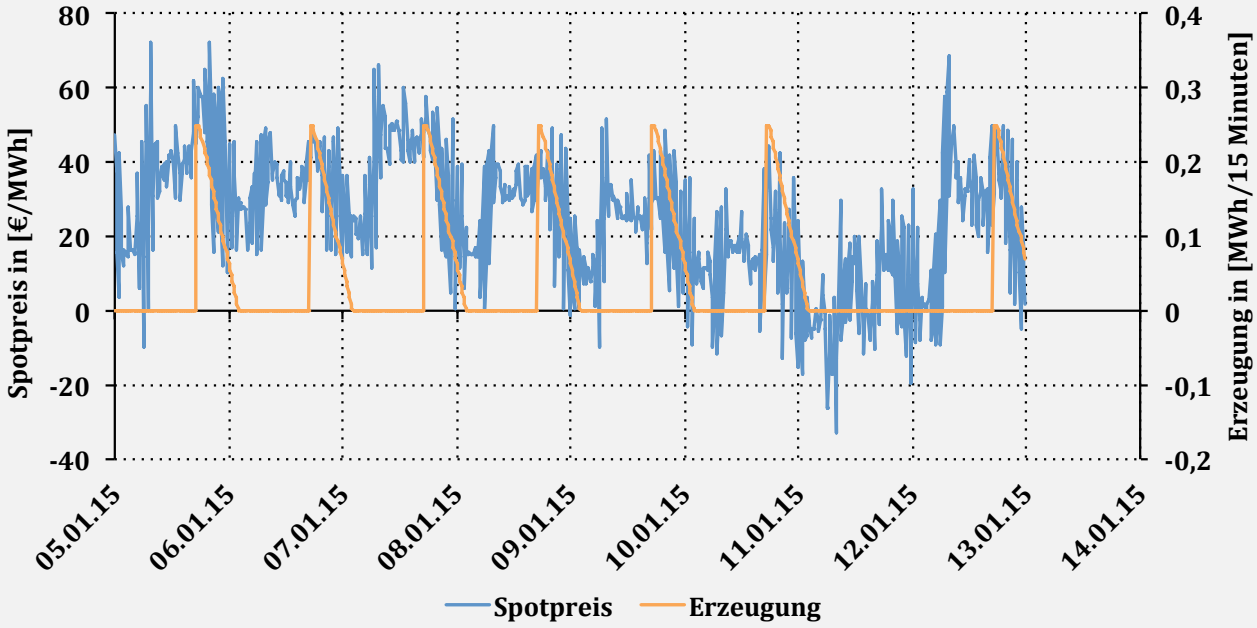
- Der Abschlagsfaktor als %-Wert wird für die Begrenzung des Abflussrückgangs auf 3% (Szenario B*), 25% (Szenario C) und 100% (Szenario F) ermittelt. Die Werte für die anderen Szenarien werden über eine Exponentialfunktion vom Typ $a*e^b$ interpoliert.
- Ausgangspunkt der Berechnung sind die Erlösminderungen bei Betrieb wie ein Laufkraftwerk (Szenario A). Diese Berechnung ist für alle drei generischen Speicherkraftwerke möglich. Aus den Erlösminderungen bei Betrieb wie ein Laufkraftwerk wird eine Relation zwischen den deterministischen Faktoren der generischen Speicherkraftwerke ermittelt. Der andere Ausgangspunkt war die Annahme, dass im Szenario F der deterministische Abschlagsfaktor grundsätzlich 0% ist.
- Für die Stützstellen 3% und 25% ist die Abschätzung des deterministischen Faktors nur für den Jahresspeicher direkt möglich. Die Faktoren für Wochenspeicher und Tagesspeicher werden aus der o. a. Relation der deterministischen Faktoren im Szenario A abgeleitet.
- Die Stützstelle 3% wird für den Jahresspeicher mit zwei Methoden abgeschätzt aus denen der Mittelwert für die weitere Betrachtung berechnet wird.
    - Methode 1: Für jeden Tag außer Sonntag wird der gleiche Einsatz angenommen (ein Keil der mit Maximalleistung beginnt, und linear, je nach Sunk-Beschränkung abnimmt). Die Position dieses Keils im Tag wird optimiert. Die Summe aller Keile entspricht der Jahreserzeugung des Kraftwerkes (1.500 Vollaststunden für den Jahresspeicher). Abb. 4 zeigt dies exemplarisch für die Woche vom 5. bis zum 13. Jänner 2015.
    - Methode 2: Iterative Annäherung an den Einsatz mit Sunk-Beschränkung unter Unsicherheit. Im ersten Schritt erfolgt eine Optimierung ohne Sunk-Beschränkung unter Berücksichtigung der maximalen Einsatzstunden des Kraftwerks. Im zweiten Schritt werden die Rampen der betrachteten Sunk-Beschränkung (z. B. Szenario C 25%) hinzugefügt. Der sich daraus ergebende Einsatz erfüllt zwar die Sunk-Beschränkung, verletzt jedoch die maximal verfügbare Jahreserzeugung. Es folgt iterativ ein Durchlaufen der beiden Schritte, wobei die maximalen Einsatzstunden des Kraftwerks solange angepasst werden, bis die Jahreserzeugung genau den Vollaststunden entspricht (1.500 für den Jahresspeicher). Der sich ergebende Einsatz kann zwar die Inhaltsbeschränkungen der Speicherbewirtschaftung verletzen, der Ansatz ist jedoch für

den Jahresspeicher als Abschätzung zufriedenstellend. Für Wochen- und Tagesspeicher sind die sich ergebenden Speicherinhaltsverletzungen jedoch zu groß um die Ergebnisse weiter verwenden zu können.

– Die 25% Stützstelle wird für den Jahresspeicher mit Methode 2 abgeschätzt.

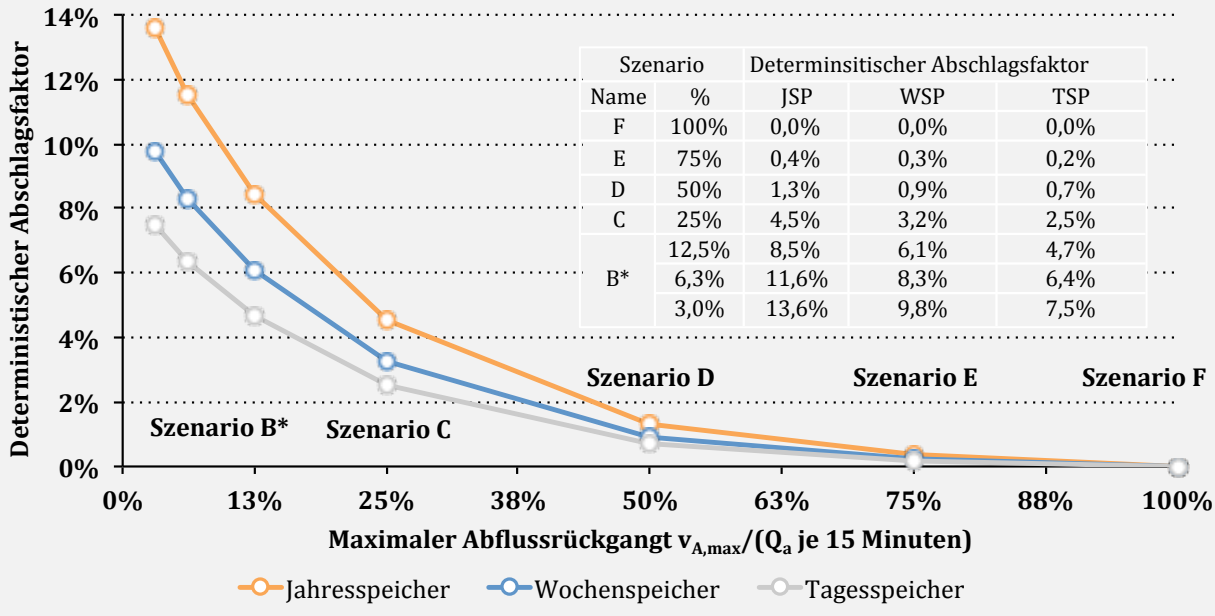
In Abb. 5 ist das Ergebnis für den deterministischen Abschlagsfaktor zur Bewertung der Erlöspotenziale generischer Speicherkraftwerke im Day Ahead-Spotmarkt dargestellt.

Abb. 4: Einsatzcharakteristik generischer Jahresspeicher für Szenario B (3%) zwischen 5. und 13.1.2015



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Abb. 5: Deterministischer Abschlagsfaktor zur Bewertung der Erlöspotenziale generischer Speicherkraftwerke im Day Ahead-Spotmarkt

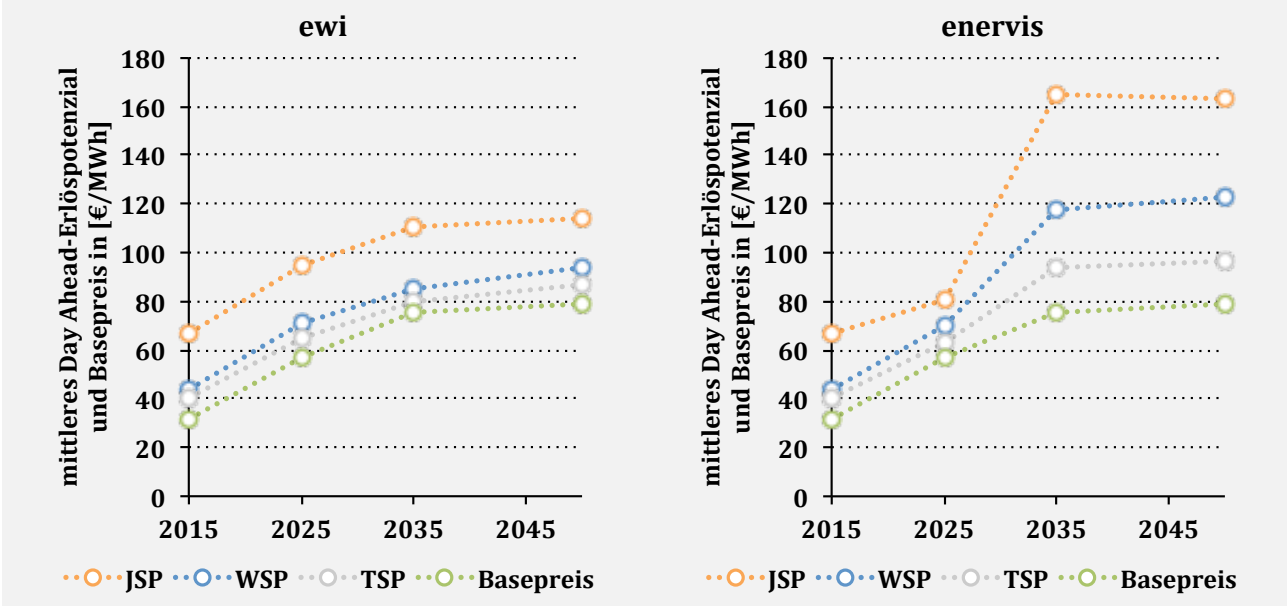


Szenario		Determinsitischer Abschlagsfaktor		
Name	%	JSP	WSP	TSP
F	100%	0,0%	0,0%	0,0%
E	75%	0,4%	0,3%	0,2%
D	50%	1,3%	0,9%	0,7%
C	25%	4,5%	3,2%	2,5%
B*	12,5%	8,5%	6,1%	4,7%
	6,3%	11,6%	8,3%	6,4%
	3,0%	13,6%	9,8%	7,5%

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft (JSP...Jahresspeicher, WSP...Wochenspeicher, TSP...Tagesspeicher)

Mit diesen Faktoren werden die Ergebnisse der deterministischen Einsatzmodellierung korrigiert – bspw. werden die jährlichen Erlöse für den Jahresspeicher im Szenario C um 4,5% reduziert – und so die abschließenden Ergebnisse der im Energiemarkt verlorenen Flexibilitätswerte für die generischen Speicherkraftwerke bestimmt. Die Erlöse im uneingeschränkten Betrieb (Szenario F) stellen dabei den Benchmark der Bewertung dar, d. h. für die Beurteilung der ökonomischen Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen sind weniger die absoluten Erlöse in den einzelnen Szenarios, als vielmehr die Differenzen zum uneingeschränkten Betrieb maßgeblich. Abb. 6 zeigt als erstes Ergebnis der Einsatzmodellierung die spezifischen Erlöse der generischen Speicherkraftwerke im hydrologischen Wirkungsszenario F für das Jahr 2015 (Mittelwert der Einsatzmodellierung im EXAA und EPEX Spotmarkt) sowie die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 (Strompreisszenarios ewi und enervis).

Abb. 6: Spezifischer Erlös der generischen Speicherkraftwerke im Day Ahead-Markt für das Jahr 2015 (Mittelwert EXAA und EPEX Spot) und die Jahre 2025, 2035 und 2050 (*enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* und *ewi Strompreisprojektion April 2016*) im uneingeschränkten Betrieb (Szenario F)



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi und enervis

Auch wenn sich die jahresmittleren Basepreise der beiden Strompreisszenarios sehr ähnlich entwickeln, zeigen die spezifischen Erlöse der generischen Speicherkraftwerke deutliche Unterschiede zwischen den Einsatzmodellierungen mit den Spotpreisen des *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* und der *ewi Strompreisprojektion April 2016*. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass im Stützjahr 2025 in der ewi Strompreisprojektion noch höhere Strompreisspitzen als im enervis Marktpreisszenario auftreten. Anschließend entwickelt sich die Strompreischarakteristik jedoch im enervis Marktpreisszenario deutlich stärker in Richtung ausgeprägter Strompreisspitzen als in der ewi Strompreisprojektion (vgl. hierzu Abschnitt „Detailanalyse Strompreischarakteristik“ in Technischer Bericht C). Dadurch „springen“ die spezifischen Erlöse für das enervis Marktpreisszenario vor allem für den Jahresspeicher und eingeschränkt auch für den Wochenspeicher zwischen 2025 und 2035 relativ steil nach oben, da diese im Gegensatz zum Tagesspeicher deutlich stärker von diesen ausgeprägten Strompreisspitzen profitieren können.

Die zusammengefassten Ergebnisse der Einsatzmodellierungen sind in Tabelle 4 (Jahresspeicher), Tabelle 5 (Wochenspeicher) und Tabelle 6 (Tagesspeicher) entsprechend der folgenden Gliederung dargestellt:

- **Absolute Erlöse in €/a** für die hydrologischen Wirkungsszenarios im Jahr 2015 (EPEX und EXAA Day Ahead), sowie in den Stützjahren 2025, 2035 und 2050 (ewi Strompreisprojektion und enervis Marktpreisszenario).
- **Differenz der absoluten Erlöse in €/a** der hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E gegenüber dem uneingeschränkten Betriebszustand im Szenario F.
- **Erlösminderung in €/a** als Differenz der absoluten Erlöse in den hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E gegenüber dem uneingeschränkten Betriebszustand im Szenario F.
- **Erlösminderung in %** als Verhältnis der Erlösminderungen je Wirkungsszenario bezogen auf Erlöse im Szenario F (getrennt nach EPEX und EXAA bzw. ewi und enervis sowie zusätzlich als Mittelwert der jeweiligen Jahre).

Auf Grund der mit 3.500 MWh höchsten Jahreserzeugung liegen die absoluten Erlöse des generischen Tagesspeichers trotz der eingeschränkteren Optimierungsspielräume über den Erlösen des Wochen- und Jahresspeichers. Demgegenüber liegen die absoluten Erlösminderungen der drei generischen Speicher in den jeweiligen Szenarios in einem ähnlichen Bereich, d. h. jedoch auch, dass die Erlösminderungen in Bezug auf den uneingeschränkten Betrieb (Szenario F) beim Jahresspeicher deutlich höher als beim Wochen- und Tagesspeicher sind.

Der Vergleich der einzelnen Strompreiszeitreihen zeigt – wie zu erwarten – kaum Unterschiede in den Ergebnissen zwischen den EPEX und EXAA Spotpreisen im Jahr 2015. Anders stellt sich die Situation jedoch beim Vergleich der Ergebnisse für die Einsatzsimulationen mit den Viertelstundenzeitreihen aus der *ewi Strompreisprojektion April 2016* und dem *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* dar. Während im Stützjahr 2025 die Ergebnisse auf Basis der ewi Strompreisprojektion höhere absolute Erlöse und Erlösminderungen bei den drei generischen Speicherkraftwerken zeigen, liegen in den Stützjahren 2035 und 2050 sowohl die absoluten Erlöse als auch die Erlösminderungen für das enervis Marktpreisszenario höher. Im Gegensatz zu den Unterschieden in den absoluten Erlösen und Erlösminderungen sind die Erlösminderungen bezogen auf die Erlöse im uneingeschränkten Betrieb in beiden Strompreiszeitreihen sehr ähnlich und demnach vergleichsweise unabhängig von der grundsätzlich sehr unterschiedlichen Spotpreischarakteristik der ewi Strompreisprojektion bzw. des enervis Marktpreisszenarios.

Die Ergebnisse spiegeln also auch hier die im enervis Marktpreisszenario im Vergleich zur ewi Strompreisprojektion deutlich ausgeprägtere Entwicklung von Strompreisspitzen in den Stützjahren 2035 und 2050 wieder, wie sie im Abschnitt „Detailanalyse Strompreischarakteristik“ innerhalb des Technischen Bericht C des SuREmMa-Projekts bereits diskutiert wurde. Damit bestätigt sich auch die dort aufgestellte Arbeitshypothese, dass trotz der grundsätzlich ähnlichen übergeordneten energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der beiden Strompreisszenarios sich die Ergebnisse auf Grund der im Detail voneinander abweichenden Modellansätze und Eingangsprämissen unterscheiden werden. Die Ergebnisse der Einsatzmodellierungen im viertelstündlichen Day Ahead Spotmarkt spannen daher die Bandbreite der Erlösminderungen für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios auf, die für die weitere Bewertung der betriebswirtschaftlichen Effekte schwalldämpfender Maßnahmen auf Speicherkraftwerke herangezogen wird.

Tabelle 4: Ergebnisse der Einsatzmodellierung für generischen Jahresspeicher unter Berücksichtigung deterministischer Abschlagsfaktoren

	Szenario		2015		2025		2035		2050	
	Name	%	EPEX	EXAA	ewi	enervis	ewi	enervis	ewi	enervis
Erlöse in [€/a]	F	100%	79.000	79.000	142.000	121.000	165.000	248.000	171.000	245.000
	E	75%	78.000	78.000	141.000	121.000	164.000	247.000	170.000	244.000
	D	50%	77.000	77.000	139.000	120.000	162.000	244.000	168.000	242.000
	C	25%	73.000	73.000	133.000	116.000	155.000	236.000	160.000	234.000
	B*	12,5%	70.000	69.000	127.000	111.000	147.000	226.000	152.000	224.000
		6,3%	66.000	66.000	121.000	106.000	141.000	216.000	145.000	214.000
		3,0%	63.000	63.000	117.000	102.000	136.000	206.000	139.000	205.000
	A	0%	48.000	48.000	81.000	82.000	100.000	105.000	107.000	108.000
Erlösminderung gegenüber Szenario F in [€/a]	E	75%	800	700	900	400	1.100	900	1.300	1.000
	D	50%	2.000	1.900	2.600	1.600	3.200	3.200	3.600	3.300
	C	25%	5.700	5.500	8.400	5.500	10.000	11.500	10.900	11.400
	B*	12,5%	9.700	9.400	15.100	10.500	17.800	21.900	19.300	21.800
		6,3%	13.000	12.600	20.500	14.700	24.100	31.500	25.900	31.100
		3,0%	16.300	16.000	25.000	18.600	29.500	41.900	32.300	40.800
	A	0%	31.500	31.100	60.800	38.600	65.100	142.800	63.900	137.700
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	1,0%	0,9%	0,6%	0,3%	0,7%	0,4%	0,8%	0,4%
	D	50%	2,5%	2,4%	1,8%	1,3%	1,9%	1,3%	2,1%	1,3%
	C	25%	7,2%	7,0%	5,9%	4,5%	6,1%	4,6%	6,4%	4,6%
	B*	12,5%	12,2%	12,0%	10,6%	8,7%	10,8%	8,8%	11,3%	8,9%
		6,3%	16,4%	16,0%	14,4%	12,1%	14,6%	12,7%	15,1%	12,7%
		3,0%	20,6%	20,3%	17,6%	15,4%	17,9%	16,9%	18,9%	16,6%
	A	0%	39,8%	39,6%	42,8%	31,9%	39,4%	57,6%	37,3%	56,1%
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	1,0%		0,5%		0,5%		0,6%	
	D	50%	2,5%		1,6%		1,6%		1,7%	
	C	25%	7,1%		5,2%		5,3%		5,5%	
	B*	12,5%	12,1%		9,7%		9,8%		10,1%	
		6,3%	16,2%		13,3%		13,6%		13,9%	
		3,0%	20,5%		16,5%		17,4%		17,8%	
	A	0%	39,7%		37,4%		48,5%		46,7%	

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi, enervis

Tabelle 5: Ergebnisse der Einsatzmodellierung für generischen Wochenspeicher unter Berücksichtigung deterministischer Abschlagsfaktoren

	Szenario		2015		2025		2035		2050	
	Name	%	EPEX	EXAA	ewi	enervis	ewi	enervis	ewi	enervis
Erlöse in [€/a]	F	100%	109.300	108.300	177.900	174.800	213.200	293.400	235.200	306.200
	E	75%	108.400	107.500	176.600	174.300	212.100	292.600	234.000	305.400
	D	50%	107.100	106.200	174.600	173.200	210.100	290.700	231.800	303.300
	C	25%	103.100	102.500	168.600	169.000	203.700	283.600	224.700	295.900
	B*	12,5%	98.900	98.500	161.900	163.900	196.300	274.500	216.500	286.500
		6,3%	95.300	95.100	156.700	159.400	190.400	265.700	209.900	277.400
		3,0%	91.700	91.400	152.100	155.200	184.800	255.300	203.000	267.100
	A	0%	78.000	77.700	138.100	138.000	170.900	178.400	180.500	181.700
Erlösminderung gegenüber Szenario F in [€/a]	E	75%	900	800	1.300	500	1.100	800	1.200	800
	D	50%	2.200	2.100	3.300	1.600	3.100	2.700	3.400	2.900
	C	25%	6.200	5.800	9.300	5.800	9.500	9.800	10.500	10.300
	B*	12,5%	10.400	9.800	16.000	10.900	16.900	18.900	18.700	19.700
		6,3%	14.000	13.200	21.200	15.400	22.800	27.700	25.300	28.800
		3,0%	17.600	16.900	25.800	19.600	28.400	38.100	32.200	39.100
	A	0%	31.300	30.600	39.800	36.800	42.300	115.000	54.700	124.500
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	0,8%	0,7%	0,7%	0,3%	0,5%	0,3%	0,5%	0,3%
	D	50%	2,0%	1,9%	1,9%	0,9%	1,5%	0,9%	1,4%	0,9%
	C	25%	5,7%	5,4%	5,2%	3,3%	4,5%	3,3%	4,5%	3,4%
	B	12,5%	9,5%	9,1%	9,0%	6,2%	7,9%	6,4%	8,0%	6,4%
		6,3%	12,8%	12,2%	11,9%	8,8%	10,7%	9,4%	10,8%	9,4%
		3,0%	16,1%	15,6%	14,5%	11,2%	13,3%	13,0%	13,7%	12,8%
	A	0%	28,6%	28,3%	22,4%	21,1%	19,8%	39,2%	23,3%	40,7%
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	0,8%		0,5%		0,4%		0,4%	
	D	50%	2,0%		1,4%		1,2%		1,2%	
	C	25%	5,5%		4,3%		3,9%		3,9%	
	B*	12,5%	9,3%		7,6%		7,2%		7,2%	
		6,3%	12,5%		10,4%		10,1%		10,1%	
		3,0%	15,9%		12,9%		13,2%		13,2%	
	A	0%	28,5%		21,7%		29,5%		32,0%	

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi, enervis

Tabelle 6: Ergebnisse der Einsatzmodellierung für generischen Tagesspeicher unter Berücksichtigung deterministischer Abschlagsfaktoren

	Szenario		2015		2025		2035		2050	
	Name	%	EEX	EXAA	ewi	enervis	ewi	enervis	ewi	enervis
Erlöse in [€/a]	F	100%	140.700	139.300	225.800	221.000	279.300	327.600	305.400	338.500
	E	75%	139.700	138.400	224.400	220.500	278.100	326.800	304.100	337.800
	D	50%	138.200	136.900	222.200	219.400	275.900	325.100	301.700	336.000
	C	25%	133.600	132.600	216.000	215.400	269.100	319.000	294.300	329.600
	B*	12,5%	128.800	128.100	209.200	210.300	261.400	310.900	285.900	321.100
		6,3%	124.800	124.200	203.600	205.700	255.000	302.300	278.900	312.400
		3,0%	120.100	119.700	198.500	200.800	248.800	291.100	271.400	300.800
	A	0%	109.700	109.300	194.000	193.700	243.400	252.300	256.500	256.100
Erlösminderung gegenüber Szenario F in [€/a]	E	75%	1.000	900	1.400	500	1.200	800	1.300	700
	D	50%	2.500	2.400	3.600	1.600	3.400	2.500	3.700	2.500
	C	25%	7.100	6.700	9.800	5.600	10.200	8.600	11.100	8.900
	B*	12,5%	11.900	11.200	16.600	10.700	17.900	16.700	19.500	17.400
		6,3%	15.900	15.100	22.200	15.300	24.300	25.300	26.500	26.100
		3,0%	20.600	19.600	27.300	20.200	30.500	36.500	34.000	37.700
	A	0%	31.000	30.000	31.800	27.300	35.900	75.300	48.900	82.400
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	0,7%	0,6%	0,6%	0,2%	0,4%	0,2%	0,4%	0,2%
	D	50%	1,8%	1,7%	1,6%	0,7%	1,2%	0,8%	1,2%	0,7%
	C	25%	5,0%	4,8%	4,3%	2,5%	3,7%	2,6%	3,6%	2,6%
	B*	12,5%	8,5%	8,0%	7,4%	4,8%	6,4%	5,1%	6,4%	5,1%
		6,3%	11,3%	10,8%	9,8%	6,9%	8,7%	7,7%	8,7%	7,7%
		3,0%	14,6%	14,1%	12,1%	9,1%	10,9%	11,1%	11,1%	11,1%
	A	0%	22,0%	21,5%	14,1%	12,4%	12,9%	23,0%	16,0%	24,3%
Erlösminderung bezogen auf Szenario F in [%]	E	75%	0,7%		0,4%		0,3%		0,3%	
	D	50%	1,7%		1,2%		1,0%		1,0%	
	C	25%	4,9%		3,4%		3,1%		3,1%	
	B*	12,5%	8,2%		6,1%		5,8%		5,8%	
		6,3%	11,1%		8,4%		8,2%		8,2%	
		3,0%	14,4%		10,6%		11,0%		11,1%	
	A	0%	21,8%		13,2%		17,9%		20,2%	

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi, enervis

2.1.3 Ermittlung des Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken

Neben den Erlösen am Day Ahead-Energiemarkt können Speicherkraftwerke zusätzliche Erlöspotenziale durch die Vermarktung ihres Flexibilitätsvermögens – also der Möglichkeit die Erzeugung mit sehr kurzen Vorlaufzeiten und hohen Lastgradienten zu verändern – erschließen. Der kurzfristige Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen kann dabei über den Intraday-Markt oder den Abruf von Regelleistung erfolgen. Zusätzlich werden Flexibilitäten jedoch auch zum Ausgleich der eigenen Bilanzgruppe sowie zur Portfoliooptimierung genutzt (vgl. Abschnitt 3.2 „Marktsegmente für Speicherkraftwerke“ in Technischer Bericht C). Während für die Bewertung der Flexibilität von Speicherkraftwerken im Intraday- und Regelreservemarkt auf die veröffentlichten Preise und Marktvolumina zurückgegriffen werden kann, stehen für eine Bewertung der zusätzlichen Erlöspotenziale durch eine aktive Portfolio- und Bilanzgruppenbewirtschaftung keine entsprechenden Daten zur Verfügung. Daher wird der Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken im Folgenden nur für den Intraday- und Regelreservemarkt bestimmt, wobei die damit einhergehende tendenzielle Unterschätzung der Flexibilität bei der weiteren Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt wird. Im ersten Schritt wird hierzu der Flexibilitätswert getrennt für den Intraday- und Regelreservemarkt im uneingeschränkten Betrieb je MW Speicherkraftwerksleistung bestimmt. Die Ergebnisse werden anschließend zu einem Gesamtergebnis für den Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken kombiniert. Die Zusammenführung mit den Ergebnissen der deterministischen Einsatzmodellierung und Anwendung auf die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios erfolgt im darauf folgenden Abschnitt 2.1.4.

Flexibilitätswert im Intraday-Markt

Da sich im Tagesverlauf die Prognosen für Last und Erzeugung i. Allg. zunehmend verbessern bzw. sich die Aufbringungs- und Abgabesituation deutlich verändern kann, können die Preise im Intraday-Markt wesentlich von den Preisen im Day-Ahead-Markt abweichen. Speicherkraftwerke können von diesen Unsicherheiten profitieren, da sie bei einer untertägigen Anpassung der Einsatzoptimierung die Erzeugung kurzfristig entsprechend den Preisen im Intraday-Markt verändern können. Da im Gegensatz zur Day Ahead-Auktion im börslich organisierten Intraday-Markt kontinuierlich bis 30 Minuten vor Lieferung gehandelt werden kann, besteht die Möglichkeit Erzeugungsmengen auch mehrfach umzuschlagen, d. h. bereits vermarktete Mengen zu einem niedrigeren Preis wieder zurückzukaufen und ggf. bei wieder steigenden Preisen erneut zu verkaufen. Zur modellmäßigen Abbildung des Intraday-Fließhandel wäre daher eine rollierende Optimierung unter Berücksichtigung der sich über den Handelszeitraum veränderlichen Preisstrukturen erforderlich. Eine solche Optimierung ist jedoch nicht nur sehr aufwendig umzusetzen, sondern es stehen auch keine dafür notwendigen Preiszeitreihen zur Verfügung, da sowohl die *ewi Strompreisprojektion April 2016* als auch das *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* nur mittlere Intraday-Preise je Viertelstunde zur Verfügung stellen.[3] Die Abschätzung des Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken im Intraday-Markt erfolgt daher nach einem vereinfachten Ansatz:

– Es erfolgt eine deterministische Einsatzoptimierung für a) Day Ahead Spotpreise und unabhängig davon für b) Intraday-Preise ohne betriebliche Einschränkungen (Szenario F) entsprechend der in Abschnitt 2.1.2 vorgestellten Systematik. Die Einsatzoptimierung mit den enervis-Intraday-Preisen wird anhand der Zeitreihe „high“ durchgeführt, die sich nicht in der Form, sondern nur in der Höhe von der Zeitreihe „low“ unterscheidet.

[3] Die *ewi Strompreisprojektion April 2016* stellt in Summe 10 unabhängige Intraday-Zeitreihen zur Verfügung, die jeweils eine Zeitreihe der gewichteten mittleren Viertelstundenpreis darstellen. Demgegenüber wird im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* ein Intraday high und Intraday low als 75 bzw. 25%-Quantil der Preise im Intraday-Fließhandel bereitgestellt.

– Vergleich des Intraday- und Day-Ahead Einsatzes:

  i. Wenn sowohl Intraday- als auch Day-Ahead-Einsatz, dann keine Veränderung des geplanten Einsatzes und damit keine zusätzlichen Erlöse.

  ii. Wenn Intraday- aber kein Day Ahead-Einsatz, dann Verkauf entsprechend Intraday-Preis (für enervis Marktpreisszenario wird hierfür der Preis der Zeitreihe „high“ herangezogen)

  iii. Wenn Day Ahead- aber kein Intraday-Einsatz, dann Rückkauf entsprechend Intraday-Preis (für enervis Marktpreisszenario wird hierfür der Preis der Zeitreihe „low“ herangezogen)

– Die Summe der Kauf- und Verkaufspositionen über alle Viertelstunden liefert den Flexibilitätswert im Intraday-Markt.

In Tabelle 7 ist dieser Ansatz anhand eines exemplarischen Beispiels für die Day Ahead- und Intraday-Preiszeitreihe am 5. Jänner 2015 (16 Viertelstunden von 16:00 bis 20:00) aufgezeigt. Als Engpassleistung wird 1 MW unterstellt, d. h. je Viertelstunde werden 0,25 MWh Strom erzeugt.

Tabelle 7: Ansatz zu Ermittlung des Flexibilitätswerts im Intraday-Markt exemplarisch dargestellt für den EPEX Spot 5. Jänner 2015 16:00 - 20:00

¼ h	EPEX Spot Day Ahead-Preis in [€/MWh]	Erzeugung im Day Ahead-Markt in [MWh]	EPEX Spot mittlerer Intraday-Preis in [€/MWh]	Erzeugung im Intraday-Markt in [MWh]	Kauf-/Verkaufserlöse in [€]
1	44,56	-	49,81	0,25	+12,45
2	35,98	-	17,54	-	-
3	42,94	-	31,1	-	-
4	48,26	0,25	50,39	0,25	-
5	62,18	0,25	61,67	0,25	-
6	45,05	-	44,00	-	-
7	45,64	-	42,70	-	-
8	52,07	0,25	54,20	0,25	-
9	60,02	0,25	54,46	0,25	-
10	58,47	0,25	57,69	0,25	-
11	57,97	0,25	55,71	0,25	-
12	57,76	0,25	49,09	0,25	-
13	48,04	0,25	35,68	-	-8,92
14	64,96	0,25	52,79	0,25	-
15	55,88	0,25	47,75	-	-11,94
16	45,70	-	35,73	-	-

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EPEX Spot

Insgesamt erfolgt in dem Beispiel in 3 Viertelstunden eine Anpassung des Kraftwerkseinsatzes, wobei in Viertelstunde 1 zusätzliche Erzeugung verkauft und in den Viertelstunden 13 und 15 die am Vortag verkaufte Energie

wieder zurückgekauft und damit das Kraftwerk nicht eingesetzt wird. Wird dieser Bewertungsansatz nun auf die drei generischen Speicherkraftwerke angewendet, ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Ergebnisse für die Erlöse der generischen Speicherkraftwerke, die als Flexibilitätswert je MW Speicherkraftwerksleistung im Intraday-Markt interpretiert werden können.

Tabelle 8: Jährliche Zusatzerlöse generische Speicherkraftwerke im Intraday-Markt (uneingeschränkter Betrieb, hydrologisches Wirkungsszenario F)

		2015		2025		2035		2050	
		EPEX	EXAA[1]	ewi	enervis	ewi	enervis	ewi	enervis
JSP	Erlös Day Ahead in [T€/MW]	79,2	78,6	141,9	121,1	165,2	247,7	171,2	245,3
	Erlös Intraday in [T€/MW]	8,8	9,5	8,0	13,9	14,8	9,9	6,8	12,3
	Erlös ID in % von DA	11,1%	12,1%	5,6%	11,5%	9,0%	4,0%	4,0%	5,0%
WSP	Erlös Day Ahead in [T€/MW]	115,7	114,9	184,1	181,1	222,5	304,7	244,5	317,3
	Erlös Intraday in [T€/MW]	12,0	10,4	11,7	13,1	17,2	12,3	6,8	12,7
	Erlös ID in % von DA	10,4%	9,1%	6,4%	7,2%	7,7%	4,0%	2,8%	4,0%
TSP	Erlös Day Ahead in [T€/MW]	140,7	139,3	225,8	221,0	279,3	327,6	305,4	338,5
	Erlös Intraday in [T€/MW]	10,5	11,1	13,6	12,9	19,6	15,0	8,2	14,9
	Erlös ID in % von DA	7,4%	8,0%	6,0%	5,8%	7,0%	4,6%	2,7%	4,4%

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi und enervis
[1] Da an der EXAA kein Intraday-handel stattfindet, wird die Bewertung anhand der Intraday-Zeitreihen der EPEX Spot durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Erlöspotenziale im Intraday-Markt stark von der modellspezifischen Stochastik der Intraday-Preise bzw. den viertelstündlichen Unterschieden zwischen Day Ahead- und Intraday-Preis bestimmt werden. Diese Einflussfaktoren sind dabei nicht nur im Vergleich zwischen der ewi Strompreisprojektion bzw. dem enervis Marktpreisszenario, sondern auch zwischen den einzelnen Stützjahren der jeweiligen Zeitreihen festzustellen. Zur näherungsweisen Bereinigung dieser Effekte wird für die weitere Bewertung des Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken daher der Mittelwert der Ergebnisse aus den Einsatzmodellierungen für die jeweiligen Jahre genommen.

In den Ergebnissen bisher noch nicht berücksichtigt ist die bei der operativen Bewirtschaftung eines Speicherkraftwerks im Intraday-Markt bestehende Möglichkeit zur rollierenden, mehrmaligen Anpassung der Einsatzentscheidung. Zur Abbildung dieses Optimierungsspielraums wird daher ein sog. Intraday-Faktor eingeführt, der auf Basis empirischer Erfahrungen der im SuREmMa-Projekt beteiligten Kraftwerksbetreiber als Bandbreite mit einer unteren Grenze von 1,5 und einer oberen Grenze von 2,5 definiert wird. Damit bestimmt sich bspw. der Flexibilitätswert des generischen Jahresspeichers im Jahr 2035 mit rd. 18.500 €/MW pro Jahr als untere und 30.800 €/MW pro Jahr als obere Grenze.

Flexibilitätswert im Regelreservemarkt

Der Flexibilitätswert eines Speicherkraftwerks im Regelreservemarkt ist von einer Reihe verschiedener Faktoren abhängig. Neben der grundsätzlichen Preisstruktur des jeweiligen Produkts für die Vorhaltung (Leistungspreis) und Erbringung (Arbeitspreis) von Regelreserve, spielen insbesondere auch die betreiberspezifische Vermark-

tungsstrategie und die damit zusammenhängende Zuschlagswahrscheinlichkeit in den Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber eine Rolle. Daneben muss auch berücksichtigt werden, welcher Anteil der Leistung eines Speicherkraftwerks tatsächlich als Regelreserve vermarktet werden kann, weil bspw. Restriktionen auf Grund der jahreszeitlich unterschiedlichen Wasserführung oder verpflichtender Dotierwasserabgaben bestehen. Zusätzlich müssen diese Variablen mit einer Prognose der zukünftigen Entwicklung der Regelleistungs- und -arbeitspreise verknüpft werden, so dass der Bewertungsansatz vergleichsweise komplex wird. Vor diesem Hintergrund wird der Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken im Regelreservemarkt im Folgenden anhand eines vereinfachenden, jedoch empirisch durch die am Projekt beteiligten Kraftwerksbetreiber abgesicherten, Ansatzes bestimmt.

- Hierzu wird im ersten Schritt die im Mittel über den österreichischen Speicherkraftwerkspark jahresdurchgängig als Regelleistung anbietbare Flexibilität empirisch abgeleitet. Dabei wird unterstellt, dass 100% der Leistung eines Speicherkraftwerks als Tertiärregelleistung (TRL), 95% als Sekundärregelleistung (SRL) und 20% als Primärregelleistung (PRL) präqualifiziert werden kann (jeweils als positive und negative Regelleistung). Da eine Doppelvermarktung nicht zulässig ist, werden diese %-Werte auf in Summe 100% normiert und daraus der Anteil an Regelleistung je Produkt bestimmt, der theoretisch erbracht werden könnte. Von diesem Wert werden im Folgenden die nicht vermarktbaren Leistungsanteile abgezogen, die auf Grund der notwendigen Absicherung im Pool (i. Allg. für zumindest die größte Einzelmaschine) bzw. durch Revisionen und andere Restriktionen nicht zur Verfügung stehen. Daraus ermittelt sich die jahresdurchgängig im Mittel für den Regelleistungsmarkt verfügbare Leistung eines Speicherkraftwerks. Tabelle 9 zeigt hierzu die für die drei Regelreservearten unterstellten Zahlenwerte und die daraus abgeleiteten Ergebnisse für die jahresdurchgängig im Mittel verfügbare Leistung – 24% für die Sekundärregelleistung (SRL) und 27% für die Tertiärregelleistung (TRL). Als Primärregelleistung, die für die weiteren Quantifizierungen jedoch nicht berücksichtigt wird, können 5% der installierten Leistung jahresdurchgängig vermarktet werden.

Tabelle 9: Ableitung der jahresdurchgängig als positive und negative Regelleistung verfügbaren installierten Leistung von Speicherkraftwerken

	Präqualifizierte Leistung Kraftwerksportfolio	Theoretisch maximal erbringbar	Ausfallreserve (größte Einzelmaschine)	Nicht verfügbar auf Grund Revisionen	Andere Restriktionen[1]	Jahresdurchgängig verfügbar
PRL	20%	9%	-1%	-1%	-2%	5%
SRL	95%	44%	-7%	-5%	-8%	24%
TRL	100%	47%	-7%	-5%	-8%	27%
Summe	215%	100%	-15%	-11%	-18%	56%

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft
[1] U. a. zu hohe Opportunitätskosten auf Grund hoher Arbeitspunkte, niedrige Wasserführung (Leistungseinschränkung) und bauliche Einschränkungen (z.B. Erzeugung und Pumpen gleichzeitig nicht möglich)

Auch wenn grundsätzlich Unterschiede zwischen Tages-, Wochen- und Saisonspeicher in der jahresdurchgängig für den Regelreservemarkt verfügbaren Kraftwerksleistung bestehen können, wird auf eine Differenzierung zwischen den generischen Speichertypen verzichtet. Üblicherweise erfolgt der Einsatz und die Vermarktung einzelner Speicherkraftwerke als Teil eines größeren Kraftwerksportfolios, da Einzelanlagen bspw. im Regelreservemarkt auf Grund der dort erforderlichen 100%-igen Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit nicht vermarktet werden können. Daher ist es häufig auch nicht eindeutig möglich die aus einem Kraftwerksportfolio vermarktete

Regelleistung auf einzelne Anlagen zu allokieren, da von den positiven Portfolioeffekten letztendlich jede Anlage profitiert.

- Im zweiten Schritt werden die im Sekundär- und Tertiärregelreservemarkt erzielbaren mittleren Erlöse bestimmt. Hierzu wird das gesamte Marktvolumen je MW ausgeschriebener Regelleistung aus der Summe der bezuschlagten Leistungspreise und abgerufenen Arbeitspreise für das Jahr 2015 ermittelt. Dieses Marktvolumen wird anschließend auf die im mittel ausgeschriebene Leistung bezogen und somit der durchschnittliche jährliche Erlös für 1 MW Sekundär- und Tertiärregelleistung im Jahr 2015 bestimmt. Als Referenz für die spezifische „Wertigkeit" von 1 MW Leistung im Regelreservemarkt wird dabei das Preisniveau im deutschen Regelenergiemarkt herangezogen, da im Jahr 2015 der österreichische Markt noch durch sehr hohe Preise für Sekundär- und Tertiärregelreserve gekennzeichnet war. Im Verlauf des Jahres 2016 haben sich die Preise in Österreich jedoch sukzessive an das deutsche Preisniveau angenähert. In Tabelle 10 sind hierzu die gesamten Aufwendungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Leistungsvorhaltung und den Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Deutschland (d. h. ohne internationalen Netzregelverbund) sowie die im Jahresmittel ausgeschriebene Summe von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelleistung dargestellt. Daraus bestimmt sich ein mittlerer Flexibilitätswert für die Sekundärregelreserve von 58.000 €/MW und für die Tertiärregelreserve von 23.000 €/MW im Jahr 2015.

Tabelle 10: Mittlere Erlöse je MW Sekundär- und Tertiärregelreserve im deutschen Regelenergiemarkt 2015 (ohne Kosten/Erlöse aus internationalem Netzregelverbund)

	Kosten Vorhaltung (Leistung)	Kosten Abruf (Energie)	Summe Kosten	Mittlere ausgeschriebene Leistung[1]	Mittlerer Flexibilitätswert
SRL	152 Mio. €	87 Mio. €	239 Mio. €	4.130 MW	58.000 €/MW*a
TRL[2]	48 Mio. €	49 Mio. €	97 Mio. €	4.190 MW	23.000 €/MW*a

Quelle: Analyse e3 consult auf Basis Daten regelleistung.net
[1] Summe aus positiver und negativer Sekundär- bzw. Tertiärregelleitung; [2] in Deutschland als Minutenreserveleistung bezeichnet

Werden nun die Ergebnisse aus Tabelle 10 mit den Ergebnisse aus Tabelle 9 (mittlere jahresdurchgängig zur Vermarktung als Regelleistung verfügbare Speicherkraftwerksleistung) verknüpft, kann der Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken im Sekundärregelreservemarkt mit 13.900 €/MW*a und im Tertiärregelreservemarkt mit 6.200 €/MW*a abgeschätzt werden. Werden zur Plausibilisierung die Ergebnisse auf den gesamten österreichischen Speicherkraftwerkspark von knapp 8.000 MW angewendet, leitet sich ein Flexibilitätswert von rd. 160 Mio. € ab. Dies entspricht knapp 48% des deutschen Marktvolumens bzw. 34% des deutschen und österreichischen Marktvolumens im Jahr 2015. Diese Größenordnung erscheint insbesondere vor dem Hintergrund des im Rahmen dieser Studie quantitativ nicht bewerteten zusätzlichen Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken für den Ausgleich von Schwankungen in der eigenen Bilanzgruppe als realistisch.

Für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 werden zwar Prognosen zur Entwicklung der Preise im Regelreservemarkt von den Prognosedienstleistern (bspw. ewi und enervis) grundsätzlich angeboten. Auf Grund der vergleichsweise hohen Kosten von solchen Prognosen sowie der im Vergleich zu den Prognosen der Spotpreise deutlich höheren Unsicherheiten wird im Rahmen dieser Studie der Flexibilitätswert im Regelreservemarkt für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 über eine Skalierung der Ergebnisse für 2015 mit dem jahresmittleren Basepreise hergeleitet. Als Bezugsgröße werden hierfür die in Tabelle 3 angeführten jahresmittleren Day Ahead-Spotpreise der EPEX Spot sowie der mittlere Basepreis aus der *ewi Strompreisprojektion April 2016* und dem *enervis Marktpreisszenario Best*

Guess Q I 2016 für die einzelnen Stützjahre herangezogen. Für 2025 ergibt sich damit ein um den Faktor 1,8 und für die Jahre 2035 und 2050 ein um den Faktor 2,4 höherer realer Flexibilitätswert im Regelreservemarkt als im Jahr 2015. Zusätzlich wird zur Berücksichtigung von Unsicherheiten eine Bandbreite des Flexibilitätswerts im Regelreservemarkt eingeführt, deren untere Grenze bei 75% und obere Grenze bei 125% des mit o. a. Ansatz ermittelten Basiswerts liegt (Anm.: Die entsprechenden Zahlenwerte sind im folgenden Abschnitt zu finden).

Kombination Flexibilitätswert im Intraday- und Regelreservemarkt

Der für den Intraday- und Regelreservemarkt getrennt ermittelte Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken wird im Folgenden zu einem Gesamtergebnis für die weiteren Analysen der ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen kombiniert. Tabelle 11 zeigt hierzu eine Zusammenstellung der für den Flexibilitätswert festgelegten ergebnisrelevanten Randbedingungen und die daraus abgeleiteten Ergebnisse.

Tabelle 11: Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken im Intraday- und Regelreservemarkt

1. Bandbreiten Intraday und Regelreserve (Faktor für obere und untere Grenze)

	2015		2025		2035		2050	
	u. Grenze	o. Grenze	u. Grenze	o. Grenze	u. Grenze	o. Grenze	u. Grenze	o. Grenze
Bandbreite Intraday	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	2,5
Bandbreite SRL und TRL	0,75	1,25	0,75	1,25	0,75	1,25	0,75	1,25
Gleitung SRL und TRL (Basepreis)	1,0	1,0	1,8	1,8	2,4	2,4	2,4	2,4

2. Mittlerer Flexibilitätswert in €$_{2016}$/MW (ohne Faktoren zur Abbildung Bandbreiten)

ID JSP	9.100	10.900	12.300	9.600
ID WSP	11.200	12.400	14.700	9.800
ID TSP	10.800	13.200	17.300	11.600
TRL	23.000	41.000	55.000	55.900
SRL	58.000	103.400	138.700	141.100

3. Untere und obere Grenze des mittleren Flexibilitätswerts in €$_{2016}$/MW

ID JSP	13.650	22.750	16.350	27.250	18.450	30.750	14.400	24.000
ID WSP	16.800	28.000	18.600	31.000	22.050	36.750	14.700	24.500
ID TSP	16.200	27.000	19.800	33.000	25.950	43.250	17.400	29.000
TRL	17.250	28.750	30.750	51.250	41.250	68.750	41.925	69.875
SRL	43.500	72.500	77.550	129.250	104.025	173.375	105.825	176.375

4. Vermarktungsanteile der Flexibilität

ID	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
TRL	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
SRL	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%

5. Wert der Flexibilität in €$_{2016}$/MW

JSP	**21.800**	**36.300**	**34.900**	**58.200**	**45.100**	**75.200**	**43.800**	**73.000**
WSP	**23.300**	**38.900**	**36.000**	**60.000**	**46.900**	**78.200**	**43.900**	**73.200**
TSP	**23.000**	**38.400**	**36.600**	**61.000**	**48.800**	**81.400**	**45.200**	**75.400**

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten von EXAA, EPEX Spot, ewi und enervis

Die einzelnen Bewertungsschritte zur Herleitung des Flexibilitätswerts von Speicherkraftwerken im Intraday- und Regelreservemarkt in Tabelle 11 bauen dabei wie folgt aufeinander auf:

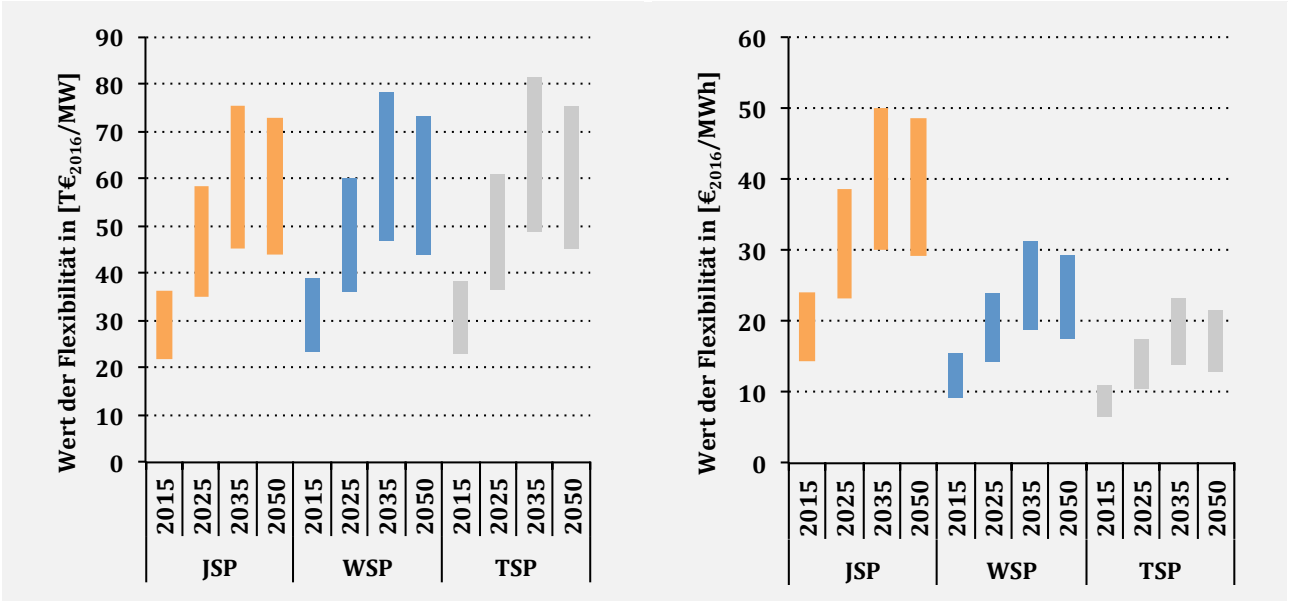
1. **Bandbreiten Intraday und Regelreserve:** Faktoren für die obere und untere Grenze des Flexibilitätswerts sowie für die Skalierung des Flexibilitätswertes im Regelreservemarkt 2015 auf die Stützjahre 2025, 2035 und 2050.
2. **Mittlerer Flexibilitätswert:** Mittelwert der Ergebnis aus den Intraday-Einsatzmodellierungen EPEX und EXAA für 2015 bzw. ewi und enervis für 2025, 2035 und 2050 sowie skalierter Flexibilitätswert im Regelreservemarkt (jeweils ohne Faktoren zur Abbildung der Bandbreiten).
3. **Untere und obere Grenze des mittleren Flexibilitätswerts:** Abgeleitet aus 1) und 2)

4. **Vermarktungsanteile der Flexibilität:** Es wird unterstellt, dass in den betrachteten Jahren die Aufteilung der flexiblen Leistung eines Speicherkraftwerks jeweils zu 24% auf Sekundärregelreserve, 27% auf Tertiärregelreserve und 49% auf den Intraday-Markt erfolgt.

5. **Wert der Flexibilität:** Summe der Flexibilitätswerte der einzelnen Marktsegmente (Multiplikation 3) und 4)).

Wie zu erwarten, zeigen die Ergebnisse für die drei generischen Speicher eine sehr ähnliche Bandbreite des Flexibilitätswerts, da bei den Vermarktungsanteilen der Flexibilität keine Differenzierung zwischen den generischen Speicherkraftwerken durchgeführt wurde und auch im Intraday-Markt die Unterschiede im Flexibilitätswert relativ gering sind. Insgesamt steigt der Flexibilitätswert der generischen Speicher in den Stützjahren 2025 und 2035 gegenüber dem Jahr 2015 stark an und bleibt anschließend bis 2050 auf einem ähnlichen Niveau. Die Bandbreite des langfristigen Flexibilitätswerts der generischen Speicherkraftwerke (rd. 45.000 bis 75.000 €/MW*a) liegt damit im Bereich der jährlichen Fixkosten unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen (u. a. Batteriespeicher, Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke; vgl. Abschnitt 3.3.1), wodurch sich die Ergebnisse letztendlich auch plausibilisieren lassen. Würde nämlich der Flexibilitätswert deutlich über den Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen liegen, wäre ein Anreiz zur Investition in zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Markt gegeben, wodurch der Wert der Flexibilität wieder sinken würde. Umgekehrt würde bei einem sehr niedrigen Marktwert der Flexibilität kein Anreiz in die Investition der langfristig benötigten zusätzlichen Flexibilitätsoptionen bestehen, wodurch das Angebot an Flexibilität sinkt und dadurch der Marktwert wieder steigt. Aus fundamentaler Sicht sollte sich daher langfristig immer ein annäherndes Gleichgewicht zwischen dem Marktwert der Flexibilität und den Kosten für die Bereitstellung der Flexibilität einstellen.

Abb. 7: Bandbreite Flexibilitätswert generischer Speicherkraftwerke in €/MW*a und €/MWh



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

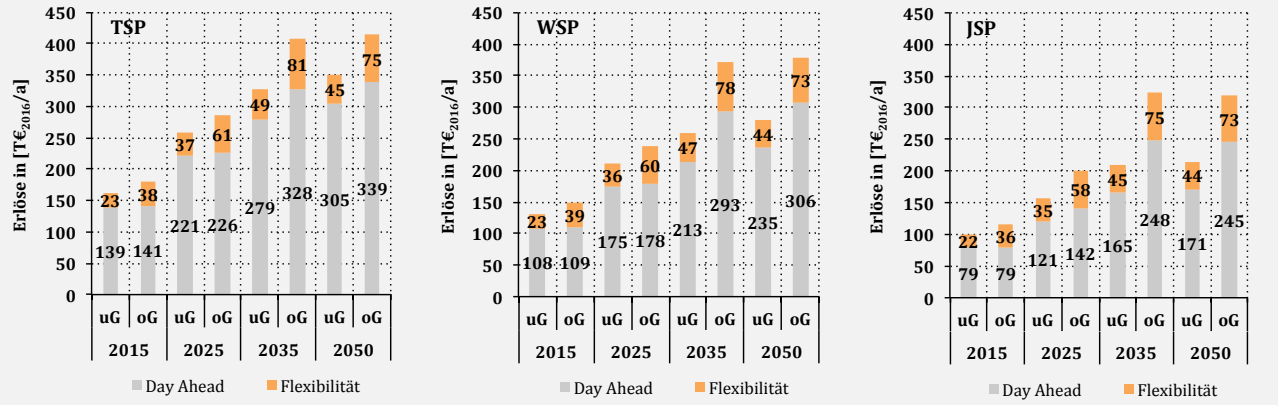
In Abb. 7 ist die Bandbreite des Flexibilitätswerts der generischen Speicherkraftwerke abschließend noch einmal grafisch dargestellt. Zusätzlich zu den implizit auf die Engpassleistung der generischen Speicher (1 MW) bezogenen Ergebnisse (leistungsbezogener Flexibilitätswert) sind die Ergebnisse auch als arbeitsbezogener Flexibilitätswert durch einen Bezug auf das Regelarbeitsvermögen dargestellt. Entsprechend der vom Tages- über den Wochen- zum Saisonspeicher abnehmenden Jahreserzeugung liegt die Bandbreite des arbeitsbezogenen Flexibi-

litätswerts beim Jahresspeicher mit langfristig etwa 30 bis 50 €/MWh auch spürbar über dem Flexibilitätswert des Tagesspeichers mit knapp 13 bis 23 €/MWh.

2.1.4 Zusammenführung deterministische Einsatzmodellierung und Flexibilitätswert

Die Ergebnisse der deterministischen Einsatzmodellierung (d. h. Erlösminderungen in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios) werden im Folgenden mit dem Flexibilitätswert bzw. dem in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios „verlorenen" Flexibilitätswert zu einem abschließenden Gesamtergebnis verknüpft. Den Benchmark zur Ermittlung der ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen stellen dabei die Erlöspotenziale im uneingeschränkten Betrieb im hydrologischen Wirkungsszenario F dar. Abb. 8 zeigt die untere und obere Grenze der Erlöspotenziale für die drei generischen Speicherkraftwerke differenziert nach den Erlöspotenzialen im Day Ahead-Spotmarkt (Ergebnis der deterministischen Einsatzmodellierung) und den Erlöspotenzialen aus dem Flexibilitätswert (Ergebnis der Flexibilitätsbewertung im Intraday- und Regelreservemarkt) im Szenario F.

Abb. 8: Untere (uG) und obere Grenze (oG) der Erlöspotenziale generischer Speicherkraftwerke (1 MW) ohne betriebliche Einschränkungen (hydrologisches Wirkungsszenario F)

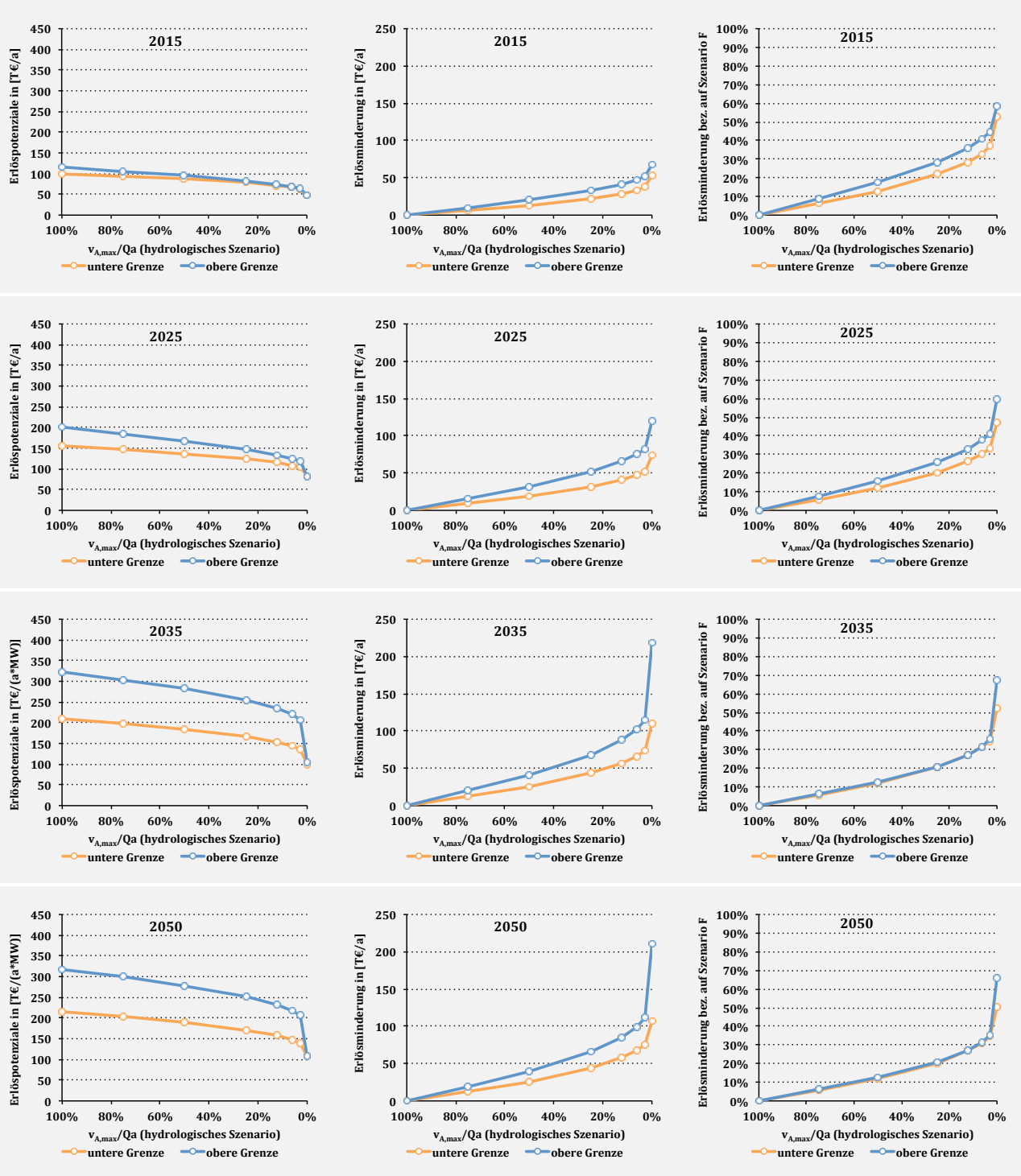


Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Bei allen drei generischen Speicherkraftwerken werden die gesamten Erlöspotenziale von den Erlösen aus der Vermarktung der Energie im Day Ahead-Markt dominiert, wobei der Anteil des Flexibilitätswerts an den Gesamterlösen beim Jahresspeicher auf Grund des im Vergleich zum Wochen- und vor allem Tagesspeicher geringsten Regelarbeitsvermögen entsprechend am Größten ist. Zur Bestimmung der Erlösminderungen in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios werden nun zu den in Abschnitt 2.1.2 ermittelten Erlösminderungen im Day Ahead-Spotmarkt die Erlösminderungen durch den Verlust flexibler Leistung addiert. Die Erlösminderungen durch den Verlust flexibler Leistung leiten sich aus dem in Abschnitt 2.1.3 bestimmten Flexibilitätswert von Speicherkraftwerken unter der Annahme ab, dass der Verlust flexibler Leistung umgekehrt proportional zur Begrenzung des Abflussrückgangs in den hydrologischen Wirkungsszenarios ist. Damit liegt bspw. im Szenario C mit einer Begrenzung des maximalen Abflussrückgangs $v_{A,max}$ je Viertelstunde am Rückgabepunkt in den Vorfluter auf 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses Q_a die verlorene flexible Erzeugungsleistung bei 75%, d. h. es können nur noch 25% des Flexibilitätswerts im uneingeschränkten Betrieb erzielt werden. Die Ergebnisse für die generischen Speicherkraftwerke sind in den folgenden Abbildungen Abb. 9 (Jahresspeicher), Abb. 10 (Wochenspeicher) und Abb. 11 (Tagesspeicher) für die Jahre 2015, 2025, 2035 und 2050 zusammengefasst. Dabei ist für jedes hydrologische Wirkungsszenario jeweils die obere und untere Grenze des Erlöspotenzials in T€/a sowie die Erlösminderungen gegenüber Szenario F in T€/a bzw. % der Erlöspotenziale von Szenario F dargestellt. Für den Vergleich der

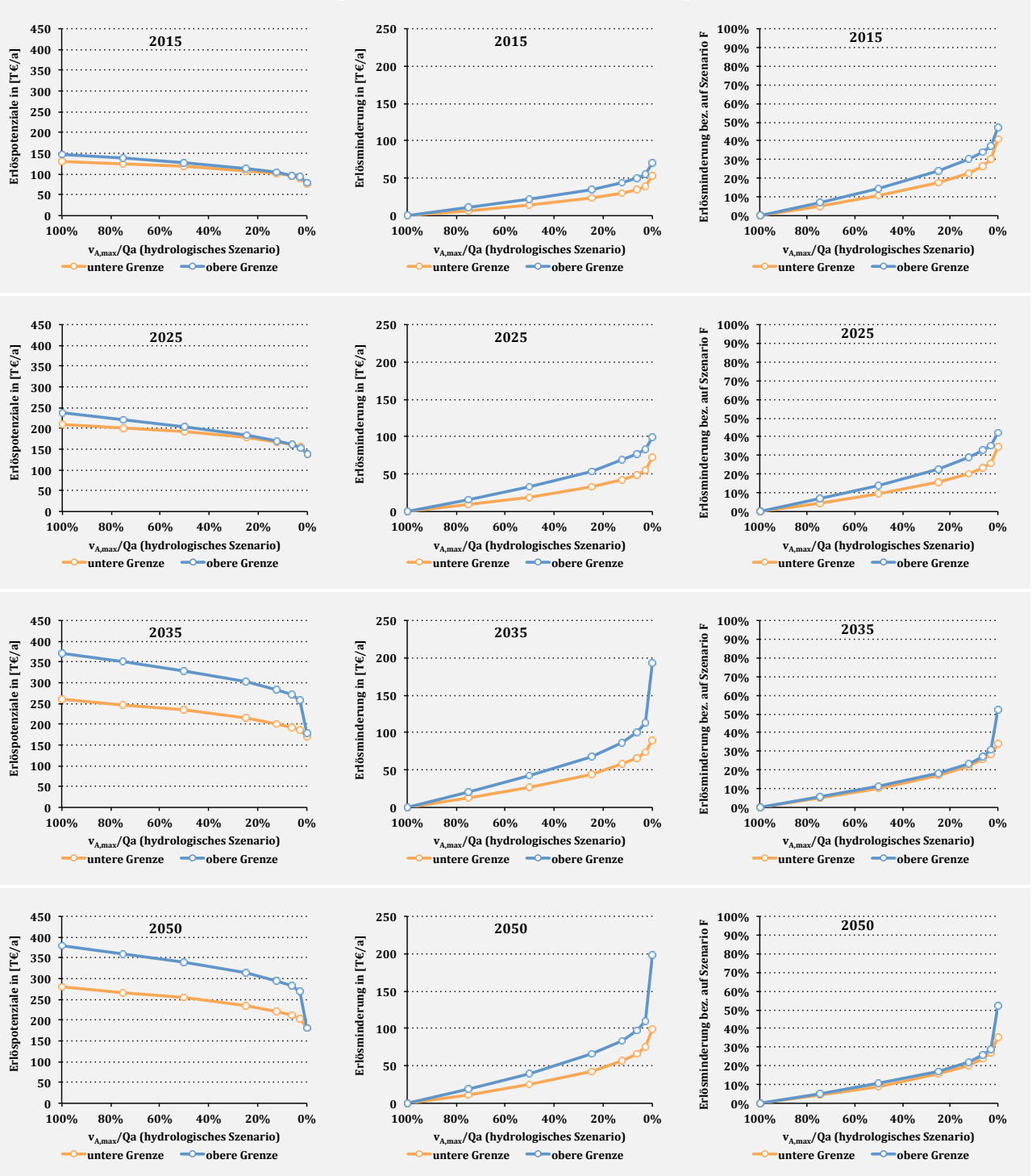
Ergebnisse der drei generischen Speicherkraftwerke sind zusätzlich die Bandbreiten der Erlösminderungen in den hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E gegenüber dem uneingeschränkten Betrieb (Szenario F) in Abb. 12 dargestellt – in Tabelle 12 sind die entsprechenden Zahlenwerte zu finden.

Abb. 9: Untere und obere Bandbreite der Erlöspotenziale (links) sowie absolute (Mitte) und relative Erlösminderungen (rechts) für generischen Jahresspeicher (1 MW) in den Jahren 2015, 2025, 2035 und 2050



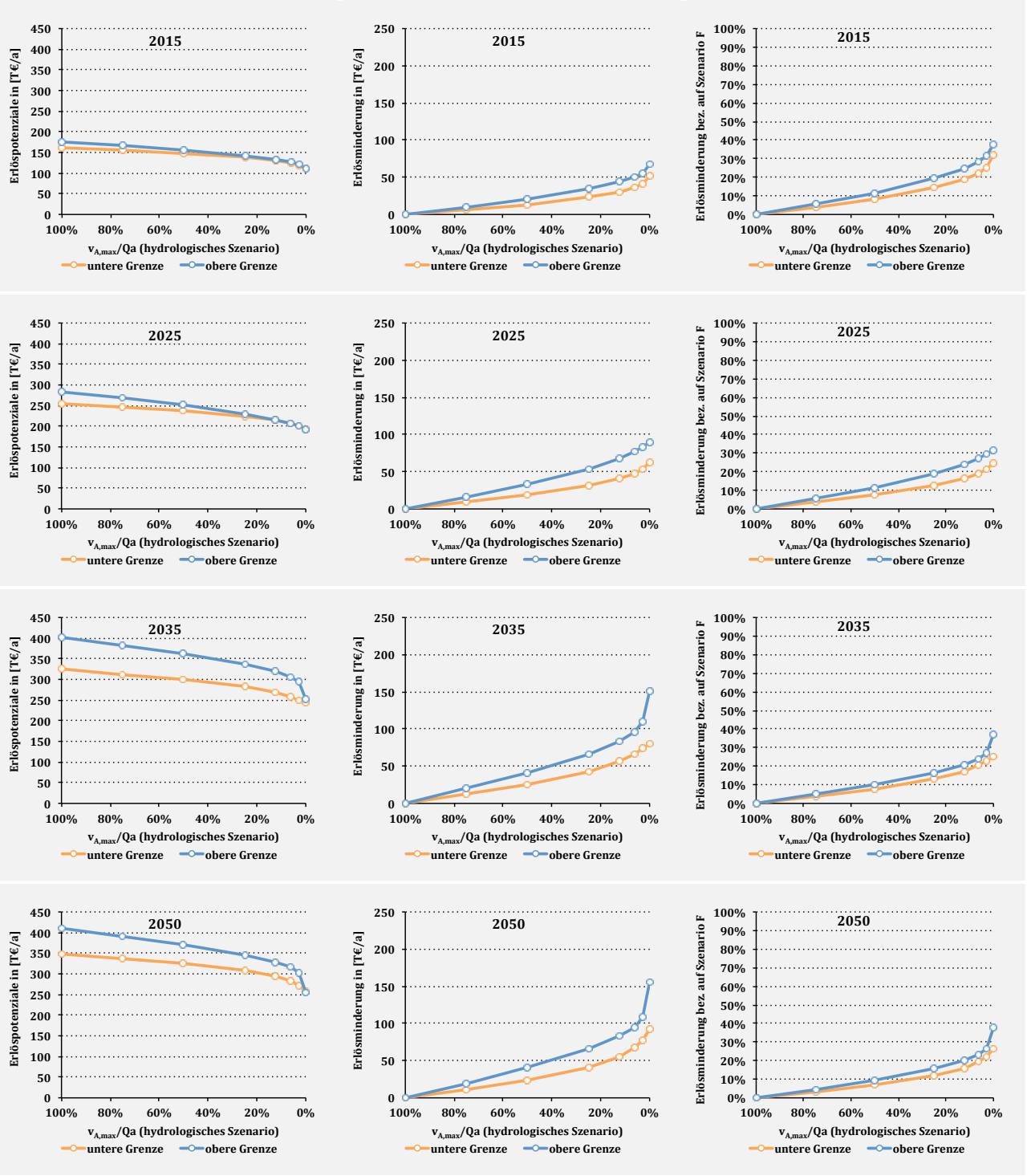
Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft ($va_{, max}/Q_a$: maximaler Abflussrückgang $v_{A, max}$ je Viertelstunden bezogen auf maximalen Kraftwerksdurchfluss Q_a am Rückgabepunkt)

Abb. 10: Untere und obere Bandbreite der Erlöspotenziale (links) sowie absolute (Mitte) und relative Erlösminderungen (rechts) für generischen Wochenspeicher (1 MW) in den Jahren 2015, 2025, 2035 und 2050



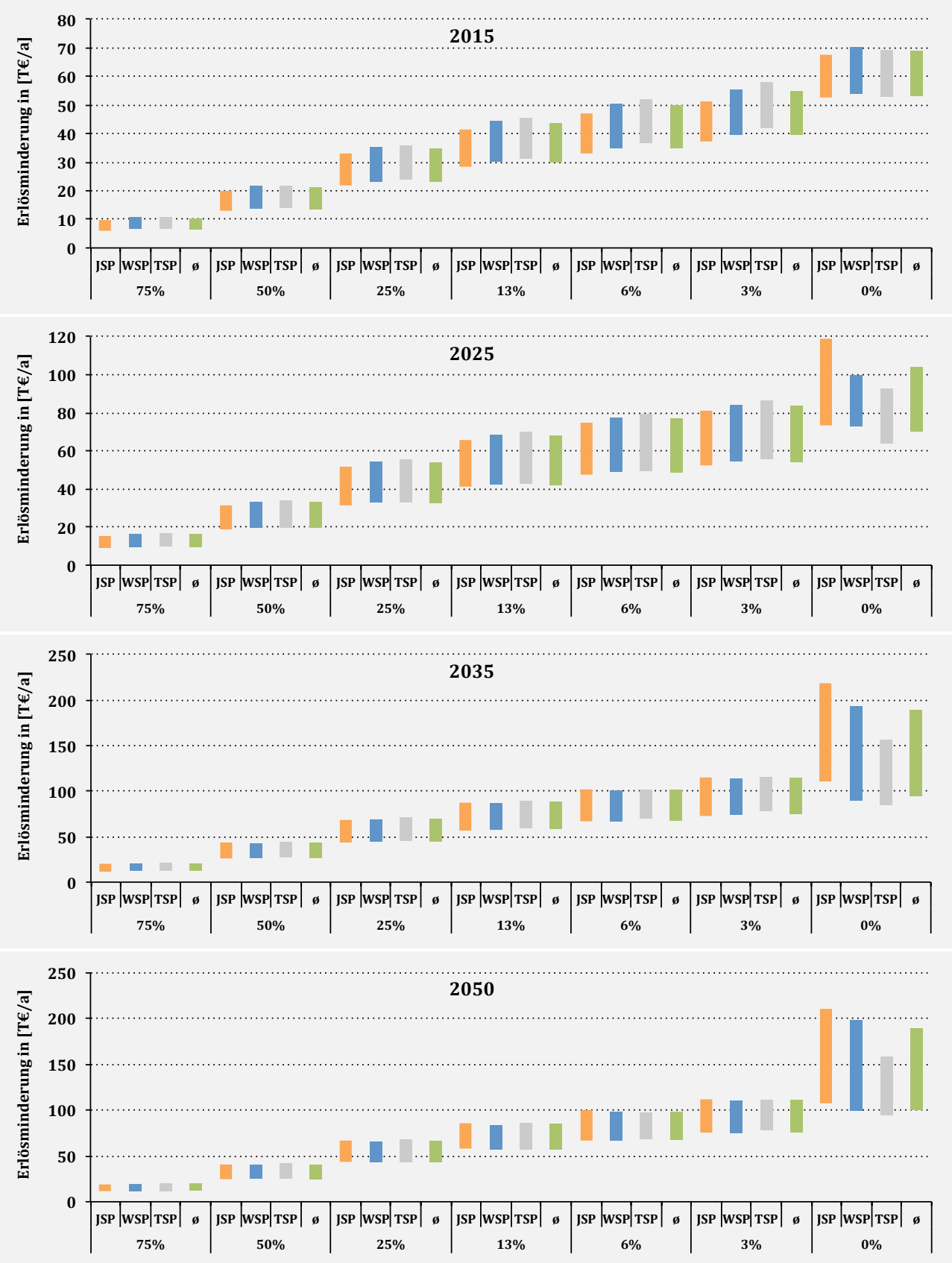
Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft ($v_{a,\,max}/Q_a$: maximaler Abflussrückgang $v_{A,\,max}$ je Viertelstunden bezogen auf maximalen Kraftwerksdurchfluss Q_a am Rückgabepunkt)

Abb. 11: Untere und obere Bandbreite der Erlöspotenziale (links) sowie absolute (Mitte) und relative Erlösminderungen (rechts) für generischen Tagesspeicher (1 MW) in den Jahren 2015, 2025, 2035 und 2050



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft ($v_{A,max}/Q_a$: maximaler Abflussrückgang $v_{A,max}$ je Viertelstunden bezogen auf maximalen Kraftwerksdurchfluss Q_a am Rückgabepunkt)

Abb. 12: Bandbreite der Erlösminderung generischer Speicherkraftwerke (1 MW) in den hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E gegenüber dem uneingeschränkten Betrieb (Szenario F)



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Tabelle 12: Obere und untere Grenze der Erlösminderungen generischer Speicherkraftwerke in hydrologischen Wirkungsszenarios in €$_{2016}$/MW*a

Szenario	Generisches Speicher-kraftwerk	2015		2025		2035		2050	
		Untere Grenze	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze
E (75%)	JSP	6.150	9.875	9.125	15.450	12.175	19.900	11.950	19.550
	WSP	6.625	10.625	9.500	16.300	12.525	20.650	11.775	19.500
	TSP	6.650	10.600	9.650	16.650	13.000	21.550	12.000	20.150
	ø	6.480	10.370	9.430	16.140	12.570	20.700	11.910	19.740
D (50%)	JSP	12.800	20.150	19.050	31.700	25.750	42.950	25.200	40.100
	WSP	13.750	21.650	19.600	33.300	26.150	42.200	24.850	40.000
	TSP	13.900	21.700	19.900	34.100	26.900	44.100	25.100	41.400
	ø	13.480	21.160	19.520	33.040	26.270	43.090	25.050	40.500
C (25%)	JSP	21.850	32.925	31.675	52.050	43.825	67.900	43.750	66.150
	WSP	23.275	35.375	32.800	54.300	44.675	68.450	43.225	65.400
	TSP	23.950	35.900	33.050	55.550	45.200	71.250	42.800	67.650
	ø	23.030	34.740	32.510	53.970	44.570	69.200	43.260	66.400
B* (12,5%)	JSP	28.475	41.463	41.038	66.025	57.263	87.700	57.625	85.675
	WSP	30.188	44.438	42.400	68.500	57.938	87.325	57.113	83.750
	TSP	31.325	45.500	42.725	69.975	59.400	89.125	56.950	85.475
	ø	30.000	43.800	42.050	68.160	58.200	88.050	57.230	84.970
B* (6,3%)	JSP	33.038	47.031	47.419	75.063	66.381	102.000	66.963	99.538
	WSP	35.044	50.469	49.150	77.450	66.769	101.013	66.456	97.425
	TSP	36.663	51.900	49.613	79.388	70.050	101.613	68.475	97.188
	ø	34.910	49.800	48.730	77.300	67.730	101.540	67.300	98.050
B* (3%)	JSP	37.146	51.511	52.453	81.454	73.247	114.844	74.786	111.610
	WSP	39.501	55.333	54.520	84.000	73.893	113.954	74.783	110.104
	TSP	41.910	57.848	55.702	86.470	77.836	115.458	77.844	110.838
	ø	39.520	54.900	54.230	83.980	74.990	114.750	75.800	110.850
0%	JSP	52.900	67.800	73.500	119.000	110.200	218.000	107.700	210.700
	WSP	53.900	70.200	72.800	99.800	89.200	193.200	98.600	197.700
	TSP	53.000	69.400	63.900	92.800	84.700	156.700	94.100	157.800
	ø	53.270	69.140	70.070	103.870	94.700	189.300	100.130	188.730

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Trotz der auf Grund der unterschiedlichen Erzeugungsmengen verhältnismäßig stark voneinander abweichenden Erlöspotenzialen der generischen Speicherkraftwerke im uneingeschränkten Betrieb liegen die absoluten Erlösminderungen der drei generischen Speicherkraftwerke für die einzelnen Szenarios in einem sehr ähnlichen Bereich. Lediglich im sehr theoretischen Szenario A (Betrieb wie Laufwasserkraftwerk) zeigt der Tagespeicher eine deutlich geringere Erlösminderung als der Wochen- und Saisonspeicher. Für die weiteren Analysen kann daher mit hinreichender Genauigkeit der Mittelwert der oberen bzw. unteren Grenze der Erlösminderungen der drei generischen Speicherkraftwerke als einheitliche Bandbreite zur Bewertung der ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken herangezogen werden. Wesentlicher Vorteil der Mittelwertbildung ist dabei, dass bei einer Übertragung der Ergebnisse von den generischen Speicherkraftwerken auf die exemplarischen Fallbeispiele oder andere Speicherkraftwerke diese nicht entsprechend der Speichergröße inter- oder extrapoliert werden müssen. Durch die Festlegung der generischen Speicherkraftwerke auf 1 MW Engpassleistung kann diese mittlere Bandbreite der Erlösminderung somit direkt auf ein beliebiges Speicherkraftwerk durch Verknüpfung mit dessen Engpassleistung angewendet werden.

2.1.5 Kapitalwert und Annuität

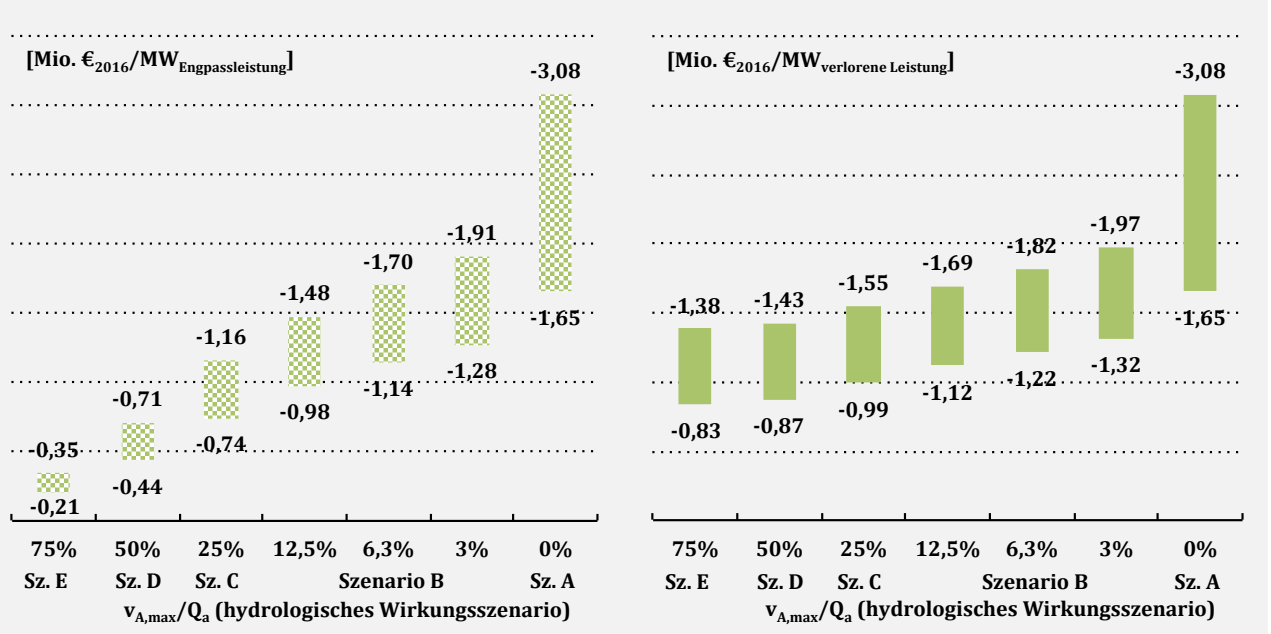
Um eine Vergleichbarkeit der ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen mit den Effekten der Maßnahmentypen Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerk sowie den morphologischen Maßnahmen zu ermöglichen, müssen die jeweiligen Investitionskosten sowie laufend anfallenden Kosten bzw. Erlöse auf eine einheitliche Bezugsbasis gebracht werden. Daher werden für alle hydrologischen und morphologischen Maßnahmen die Ergebnisse als Kapitalwert dargestellt. Der Kapital- oder Nettobarwert (engl. Net Present Value, NPV) stellt die vorzeichenrichtige Summe der Barwerte (Discounted Cash Flows, DCF) aller Einnahmen und Ausgaben innerhalb des Betrachtungszeitraums einer Maßnahmentype dar. Zur Herleitung des Kapitalwerts der Erlösminderungen von betrieblichen Einschränkungen bei den generischen Speicherkraftwerken werden die folgenden Randbedingungen definiert:

- Als durchschnittliche Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital WACC) werden 5,5% nach bzw. 7,3% vor Steuern angesetzt (abgeleitet aus einem Eigen- zu Fremdkapitalanteil von 45 : 55% mit Fremdkapitalzinsen von 4,0% und einer geforderte Eigenkapitalrendite von 7,34%).
- Als Beginn der betrieblichen Einschränkungen wird der 1. Jänner 2025 angenommen. Zwischen den Stützjahren werden die Ergebnisse der Erlösminderungen linear interpoliert. Nach 2050 werden die Erlösminderungen des Stützjahrs 2050 bis zum Ende der 80-jährigen Betrachtungszeit real konstant fortgeschrieben.
- Als Steuersatz wird 25% unterstellt (Anm.: Die betrieblichen Einschränkungen reduzieren das EBIT der Kraftwerke und vermindern damit die Steuerleistung).
- Die Barwerte (ausgedrückt als Erlösminderung im Geldwert des jeweiligen Jahres) werden auf den 1. Jänner 2025 abgezinst und zum Kapitalwert aufsummiert. Anschließend wird der im Geldwert 2025 ermittelte Kapitalwert inflationsbereinigt (1,5% p.a.) auf den Geldwert des Jahres 2016 umgerechnet.

Mit diesen Parametern kann nun der Kapitalwert (NPV) von betrieblichen Einschränkungen für die generischen Speicherkraftwerke bestimmt werden. Die Ergebnisse für die einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios werden dabei zum einen auf 1 MW Engpassleistung bezogen. Zum anderen werden die Ergebnisse auch in Relation zu der jeweils verlorenen flexiblen Leistung gesetzt – also bspw. 0,75 MW im Szenario C. Dadurch können die Ergebnisse unmittelbar auch auf solche Speicherkraftwerke oder Speicherkraftwerksketten übertragen werden, bei denen die

verlorene flexible Leistung nicht direkt aus der Engpassleistung und dem hydrologischen Wirkungsszenarios abgeleitet werden kann (bspw. bei bereits bestehenden Dämpfungsbecken, die für eine vollständige Schwalldämpfung jedoch zu klein sind). In Abb. 13 ist daher der Kapitalwert betrieblicher Einschränkungen sowohl bezogen auf Engpassleistung (links) also auch auf die verlorene flexible Leistung (rechts) dargestellt. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der hier ermittelte Kapitalwert eine verminderte Steuerleistung in Höhe von 25% der Erlösminderungen unterstellt, d. h. ohne Berücksichtigung steuerlicher Effekte läge der Kapitalwert um den Faktor 1,33 (1/75%) höher.

Abb. 13: Kapitalwert (NPV) betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken bezogen auf die Engpassleistung (links) und die verlorene flexible Leistung (rechts)



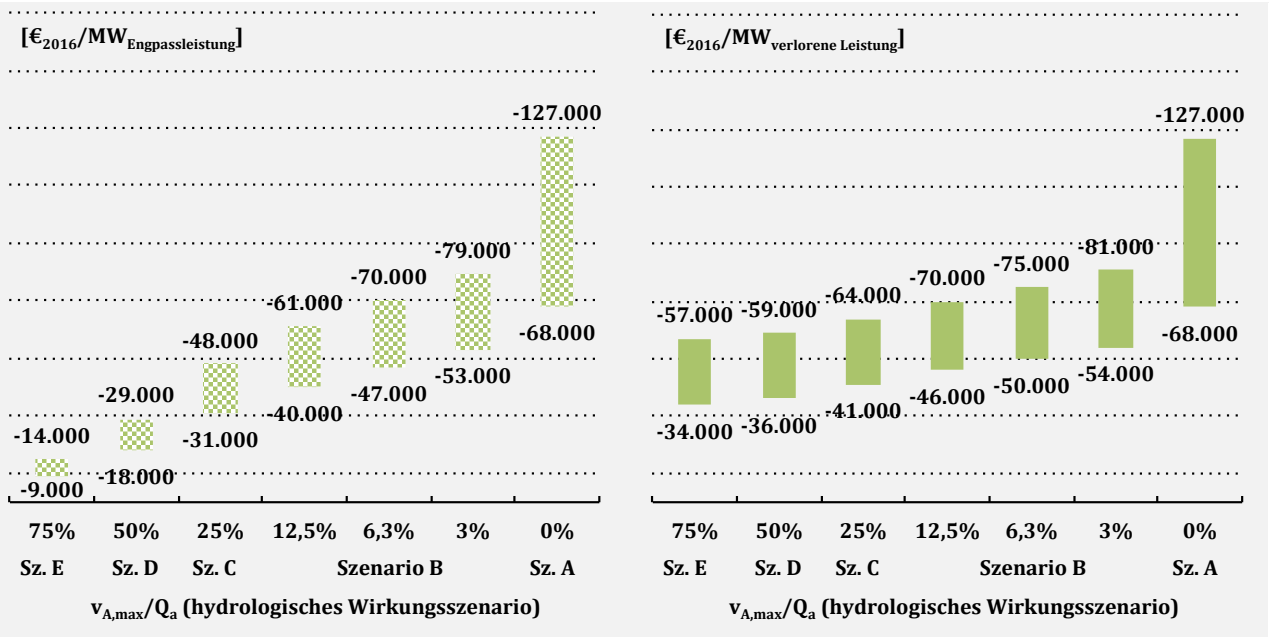
Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Wesentlich ist auch, dass der Kapitalwert zur Ermittlung durchschnittlicher jährlicher Belastungen nicht einfach durch die Betrachtungsdauer dividiert werden darf, da sich der Kapitalwert aus den diskontierten jährlichen Zahlungsreihen ableitet. Der Kapitalwert kann jedoch bspw. als Annuität, d. h. als rechnerisch gleichbleibende Zahlungsreihe der jährlichen Erlösminderungen über die Betrachtungsdauer von 80 Jahren, abgebildet werden. Die Annuität wird dabei mit dem realen inflationsbereinigten Zinssatz von rd. 3,94% berechnet, der aus dem nominalen Zinssatz von 5,5% (WACC) und der unterstellten Inflation von 1,5% p.a. abgeleitet werden kann.

Abb. 14 zeigt die Annuität des Kapitalwerts betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken bezogen auf die Engpassleistung sowie die verlorene flexible Leistung. Auch hier ist anzumerken, dass in den Ergebnissen eine verminderte Steuerleistung entsprechend des Steuersatzes von 25% berücksichtigt wird. Ohne Berücksichtigung steuerlicher Effekte läge die Annuität um den Faktor 1,33 (1/75%) höher. So liegt bspw. im Szenario B und einer Einschränkung des Abflussrückgangs $v_{A,max}$ auf 3% von Q_a der Kapitalwert der Erlösminderungen zwischen rd. 1,3 und 1,9 Mio. €$_{2016}$ pro MW verlorene flexible Leistung (entspricht 97% der Engpassleistung). Daraus bestimmt sich die Annuität mit einer Bandbreite zwischen 54.000 und 81.000 €$_{2016}$/a. Ohne Berücksichtigung der steuerlichen Effekte liegen die mittleren jährlichen Erlösminderungen zwischen 72.000 und 107.000 €/a. Dieses

Ergebnis stimmt damit auch sehr gut mit der in Tabelle 12 dargestellten Erlösminderung in den drei Stützjahren 2025, 2035 und 2050 überein.

Abb. 14: Annuität des Kapitalwerts betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken bezogen auf die Engpassleistung (links) und die verlorene flexible Leistung (rechts) unter Berücksichtigung steuerlicher Effekte



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft (auf 1.000 € gerundet)

Anmerkung: Die zu Erreichung des Szenarios B nötige Schwallreduktion ist vom jeweiligen Fallbeispiel abhängig. Es wurden mehrere hydrologische Szenarios bewertet, um die Bandbreite der Fallbeispiele abzudecken.

2.2 Schwalldämpfungsbecken

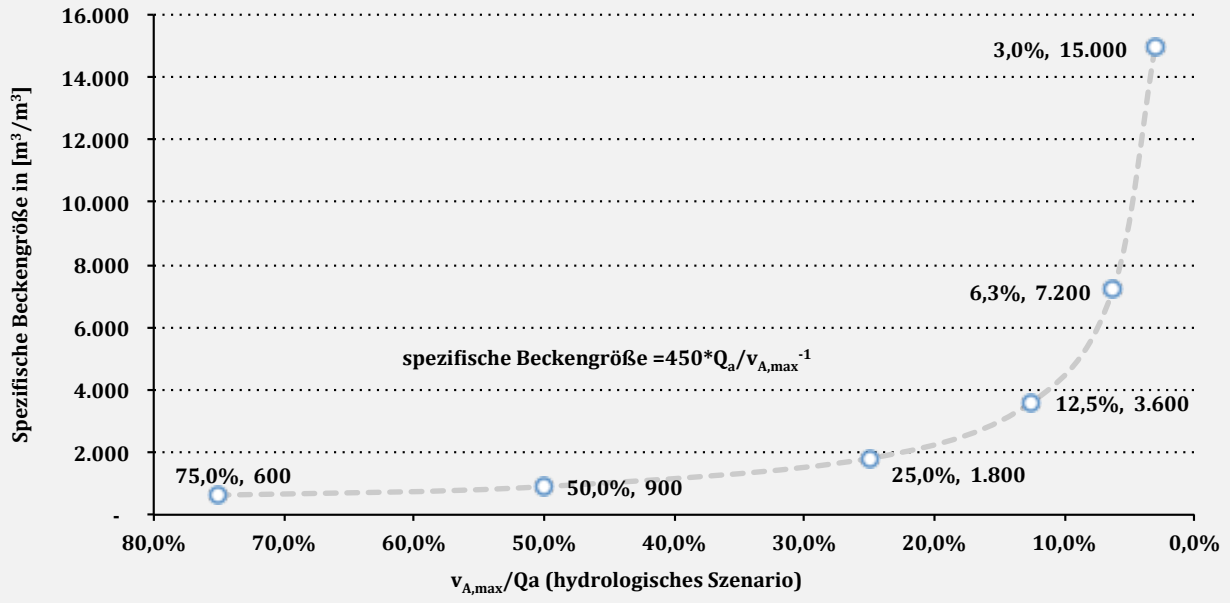
2.2.1 Technische- und wirtschaftliche Parameter

Die Einhaltung eines maximalen Abflussrückgangs am Rückgabepunkt in den Vorfluter kann neben betrieblichen Einschränkungen auch durch ein Schwalldämpfungsbecken erreicht werden, das die Wasserrückgabe entsprechend den Anforderungen der hydrologischen Wirkungsszenarios steuert. Das Volumen der benötigten Becken ist dabei eine Funktion vom Verhältnis des maximalen Abflussrückgangs $v_{A,max}$ zum Ausbaudurchfluss Q_a (d. h. dem hydrologischen Wirkungsszenario) sowie direkt proportional zum Ausbaudurchfluss Q_a. Abb. 15 zeigt hierzu das erforderliche Volumen im Schwalldämpfungsbecken je m³ Ausbaudurchfluss am Rückgabepunkt in den Vorfluter in Abhängigkeit von den hydrologischen Wirkungsszenarios bei einer unterstellten linearen Abnahme der Wasserrückgabe innerhalb der einzelnen Viertelstunden. So liegt bspw. im Szenario B und einer Einschränkung des Abflussrückgangs $v_{A,max}$ auf 3% von Q_a das erforderliche Beckenvolumen bei 15.000 m³ je m³ Ausbaudurchfluss am Rückgabepunkt in den Vorfluter. Auf Grund des standortbedingt häufig unvermeidbaren Totraums im Becken sind die bauseitig herzustellenden Volumina z. T. jedoch um bis zu 25% höher.

Die Investitionskosten der Schwalldämpfungsbecken zeigen dabei eine sehr ausgeprägte Abhängigkeit vom jeweiligen Standort, da neben den bautechnischen Randbedingungen (u. a. Geologie, Fallhöhe zwischen Krafthaus und Vorfluter) insbesondere die Grundstückspreise einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen. Daher werden die

Kosten für ein Schwalldämpfungsbecken sinnvollerweise auch nicht für einen generischen sondern nur für einen konkreten Kraftwerksstandort – im Rahmen dieser Studie die exemplarischen Fallbeispiele – abgeschätzt. Tabelle 13 zeigt hierzu eine zusammenfassende Übersicht der im Rahmen des SuREmMa-Projekts berücksichtigten repräsentativen Fallbeispiele

Abb. 15: Erforderliches Volumen Schwalldämpfungsbecken je m³ Ausbaudurchfluss am Rückgabepunkt in Vorfluter in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Tabelle 13: Übersicht der repräsentativen Fallbeispiele SuREmMa-Studie

Fallbeispiel	Einheit	Ziller 1	Ziller 2	Drau 1	Drau 2	Möll	Salzach 1	Salzach 2	Salzach 3	Breg. Ach	Untere Ill
Kraftwerk	-	Mayr-hofen	Gerlos	Amlach	Malta Unter-stufe	Außer-fragant	Wald	Uttendorf I und II	Kaprun	Langenegg und Alber-schwende	Walgau-werk
Gewässer	-	Ziller	Ziller	Drau	Drau	Möll/ Drau	Salzach	Stubache/ Salzach	Kapruner Ache/ Salzach	Bregenzer Ach	Ill
Betreiber	-	VHP	VHP	TIWAG	VHP	KELAG	Salzburg AG	ÖBB-In-frastr. AG	VHP	VIW-VKW	VIW-VKW
Kraftwerkstyp	-	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Tages-speicher
Dämpfungsbe-cken[1]	m³	35.000	25.000	-	-	-	-	11.750	-	160.000	280.000
EPL[2]	MW	355/946	202/227	58	41/907	100/476	23,5	128/208	260	104	86
Ausbauwasser-menge	m³/s	92	41,5	20	110	23	14,1	27	36,5	70,4	68 /100[3]

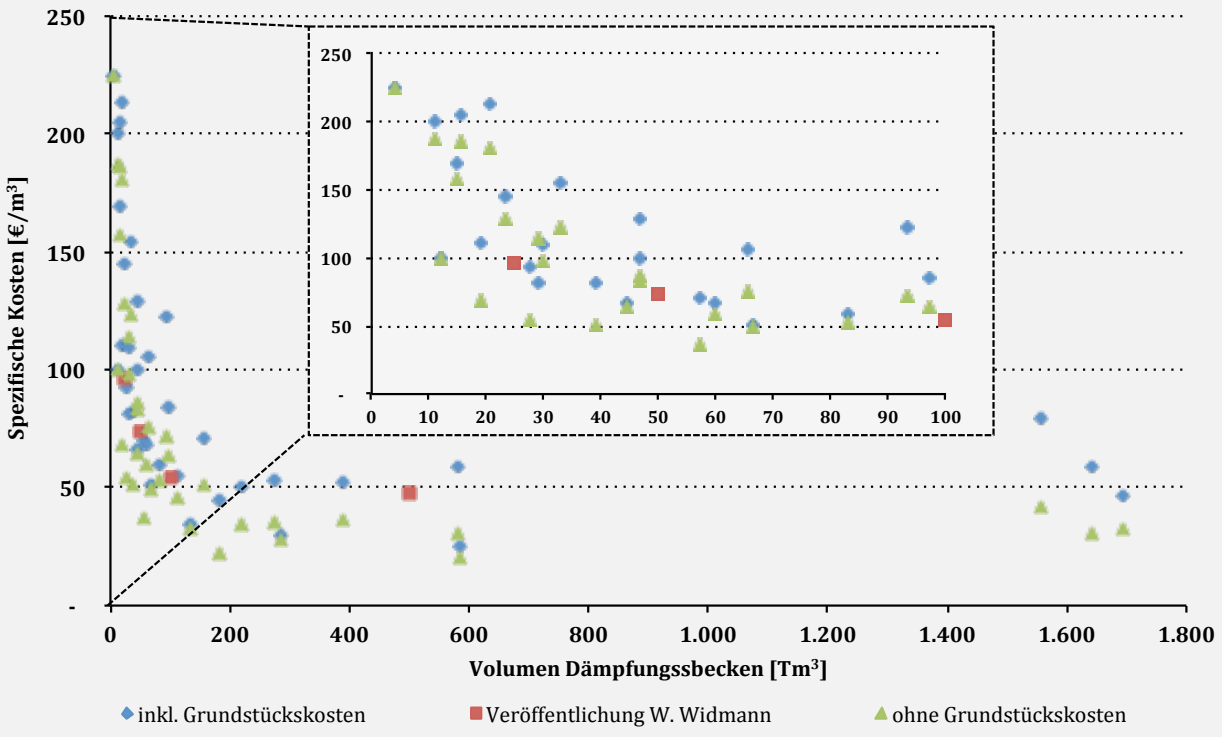
[1] bestehende Schwalldämpfungs- und Ausgleichsbecken; [2] Kraftwerk bzw. Summe Engpassleistung aller von schwalldämpfenden Maßnahmen betroffenen Kraftwerke in einer Kraftwerksgruppe; [3] Turbine 68 m³/s und Rückgabepunkt nach Ausgleichsbecken 100 m³/s; [3] (EPL = Engpassleistung, RAV = Regelarbeitsvermögen)

Quelle: TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, illwerke vkw AG, Verbund Hydro Power GmbH, ÖBB Infrastruktur AG, KELAG, Salzburg AG

Für die Fallbeispiele wird durch den jeweiligen Kraftwerksbetreiber die grundsätzliche technische Umsetzbarkeit der Dämpfungsbecken geprüft, die zur Erreichung eines hydrologischen Wirkungsszenarios benötigten Beckengrößen ermittelt und eine erste standortabhängige Kostenabschätzung durchgeführt. Die potenzielle Nichtverfügbarkeit benötigter Grundstücke (bspw. weil Flächen nicht zur Verfügung stehen oder (landwirtschaftliche) Flächen nicht verkauft werden) wird bei der Bewertung der technischen Machbarkeit eines Dämpfungsbeckens nicht berücksichtigt.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass es sich bei den für die Fallbeispiele ermittelten Volumina der Dämpfungsbecken um die je nach Szenario theoretisch notwendigen Beckengrößen handelt, um den gewünschten hydrologischen Effekt erreichen zu können. Die detaillierte Prüfung der konkreten Umsetzbarkeit der Dämpfungsbecken, speziell bei sehr großen Volumina in Tallagen, würde den Rahmen des Projektes jedoch überschreiten und wird daher an dieser Stelle nicht durchgeführt. Die Kostenschätzungen für die Fallbeispiele basiert daher zum Teil auch auf Vergleichen mit ähnlichen bereits umgesetzten bzw. in Planung befindlichen Projekten unter Berücksichtigung der standortspezifisch abgeschätzten Grundstückskosten.

Abb. 16: Spezifische Kosten von Schwalldämpfungsbecken für exemplarische Fallbeispiele in hydrologischen Wirkungsszenarios B bis E



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft; W. Widmann [3] (Kosten jeweils bezogen auf nutzbares Beckenvolumen)

Auf Grund der Sensibilität der technischen und ökonomischen Parameter der fallbeispielspezifischen Schwalldämpfungsbecken werden die Kostenschätzungen anonymisiert dargestellt. Hierzu zeigt Abb. 16 die aus den benötigten Beckenvolumina und den Investitionskosten der Fallbeispiele abgeleiteten spezifischen Kosten der Dämpfungsbecken in den hydrologischen Wirkungsszenarios B_{GW40} bis E. Das Fallbeispiele Langenegg/Alberschwende ist in der Analyse dabei nicht berücksichtigt, da das am Standort bestehende Ausgleichsbecken (160.000 m³) nicht erweitert werden kann. Auf Grund der standortabhängig sehr unterschiedlichen Grundstückskosten (rd. 10 - 110 €/m²) sind in Abb. 16 die spezifischen Kosten sowohl mit den von den Kraftwerksbetreibern angegebenen

Grundstückskosten als auch ohne den Grundstückskosten dargestellt. Zusätzlich sind in Abb. 16 die inflationsbereinigten spezifischen Kosten von Schwalldämpfungsbecken aus einer Veröffentlichung von Wolfgang Widmann aus dem Jahr 2008 zur Plausibilisierung der Angaben der Kraftwerksbetreiber berücksichtigt [3].

Die Analyse der spezifischen Kostenstruktur zeigt, dass vor allem bei Becken ab etwa 100.000 m³ die Grundstückskosten bis zu 50% der Gesamtkosten betragen und dadurch die spezifischen Kosten von etwa 25 €/m³ auf 50 €/m³ steigen können. Bei kleineren Becken sinkt der Einfluss der Grundstückskosten, jedoch steigen die spezifischen Kosten auf Grund der von der Beckengröße z. T. unabhängigen Anlagenkosten für Ein- und Auslaufbauwerke insgesamt überproportional stark an. Für Dämpfungsbecken mit 10.000 m³ können dadurch die spezifischen Kosten zwischen 100 und 200 €/m³ liegen. Trotz der relativ hohen Bandbreite der spezifischen Beckenkosten der Fallbeispiele kann aus den in Summe 36 Dämpfungsbecken näherungsweise eine Größenordnung der spezifischen Kosten von Schwalldämpfungsbecken in Abhängigkeit von der Beckengröße abgeleitet werden, die für eine erste Abschätzung möglicher Kosten auch auf andere Speicherkraftwerke angewendet werden kann. Die Ergebnisse werden dabei auch von den in [3] für vier unterschiedliche Beckengrößen dargestellten Kostenstrukturen bestätigt.

2.2.2 Kapitalwert und Annuität

Aus den Investitions- und jährlichen Betriebskosten der Schwalldämpfungsbecken kann entsprechend der in Abschnitt 2.1.5 für die ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen beschriebenen Vorgehensweise der Kapitalwert und die Annuität ermittelt werden. Dabei wird ebenfalls eine Betrachtungszeit von 80 Jahren, ein WACC von 5,5% nach Steuern und eine Inflation von 1,5% p.a. unterstellt. Als Datum der Inbetriebnahme der Schwalldämpfungsbecken wird der 1. Jänner 2025 angenommen – vereinfachend werden die Investitionskosten vollständig im Jahr 2024 angesetzt. Die Barwerte der Investitions- und Betriebskosten werden auf den 1. Jänner 2025 ab- bzw. aufgezinst und zum Kapitalwert aufsummiert. Anschließend wird der im Geldwert 2025 ermittelte Kapitalwert inflationsbereinigt in den Geldwert des Jahres 2016 umgerechnet und daraus eine rechnerisch gleichbleibende Zahlungsreihe der jährlichen Kosten über die Betrachtungsdauer von 80 Jahren abgeleitet. Die Annuität wird dabei mit dem realen inflationsbereinigten Zinssatz von rd. 3,94% berechnet. Tabelle 14 zeigt als Zusammenfassung die Summe der Investitions- und Betriebskosten sowie Annuitäten der für die jeweiligen hydrologischen Wirkungsszenarios benötigten Schwalldämpfungsbecken der Fallbeispiele in den hydrologischen Wirkungsszenarios B bis E.

Tabelle 14: Summe der Investitions- und Betriebskosten sowie annuitätische Kosten von Schwalldämpfungsbecken für Fallbeispiele

		Szenario E	Szenario D	Szenario C	Szenario B_{GW40}
Investitionskosten	[Mio. €]	31,2	41,2	64,1	380,0[1]
Betriebskosten	[Mio. €/a]	0,27	0,29	0,35	0,67[1]
annuitätische Kosten	[Mio. €/a]	1,3	1,7	2,6	14,2[1]

[1] ohne Kraftwerk Mayrhofen (technisch nicht möglich).

Quelle: TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, illwerke vkw AG, Verbund Hydro Power GmbH, ÖBB Infrastruktur AG, KELAG, Salzburg AG

2.3 Schwallausleitungskraftwerke

2.3.1 Technische- und wirtschaftliche Parameter

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 schwallbelastetem Gewässerabschnitt umgesetzt werden, da häufig keine geeigneten wasser- und energiewirtschaftlichen Randbedingungen für den Bau eines Ausleitungskraftwerks vorliegen. Auch bei den im Rahmen dieser Studie berücksichtigten zehn exemplarischen Fallbeispielen sind nur für die Fallbeispiele Mayrhofen, Außerfragant, Walgauwerk und Langenegg/Alberschwende Schwallausleitungskraftwerke möglich. Für die Fallbeispiele Wald, Amlach, Uttendorf, Gerlos, Malta-Unterstufe und Kaprun-Hauptstufe sind Schwallausleitungskraftwerke hingegen nicht sinnvoll darstellbar. Tabelle 15 zeigt ausgewählte technische Parameter der für vier Fallbeispiele möglichen Schwallausleitungskraftwerke. Auf Grund der Sensibilität der wirtschaftlichen Kennzahlen können die geschätzten Investitionskosten der Schwallausleistungskraftwerke nicht veröffentlicht werden. In Summe repräsentieren die vier Schwallausleitungskraftwerke jedoch ein Investitionsvolumen von rd. 940 Mio. € und zeigen bei einer Bandbreite der spezifischen Investitionskosten (d. h. Investitionskosten bezogen auf jährliches Regelarbeitsvermögen) von 1,1 bis 2,5 €/kWh mittlere spezifische Investitionskosten von knapp 2,0 €/kWh.

Tabelle 15: Technische Parameter von möglichen Schwallausleitungskraftwerken für Fallbeispiele

Fallbeispiel	Schwallausleitungs-kraftwerk	Engpassleistung	Regelarbeits-vermögen	Fallhöhe	Länge Stollen
		[MW]	[GWh/a]	[m]	[km]
Mayrhofen	Rotholz	116	170	119	27,0
Außerfragant	Außerfragant	25	101	109	16,9
Walgauwerk	Kapf	25	93	46	8,4
Langenegg	Lochau	43	116	64	9,5

Quelle: Verbund Hydro Power GmbH, KELAG, illwerke vkw

Zu berücksichtigen ist dabei, dass die von den Kraftwerksbetreibern erhobenen technischen Parameter und insbesondere die Investitionskosten eine erste grobe Schätzung zur Bewertung der ökonomischen Effekte von Schwallausleitungskraftwerken und kein abschließendes Projektdesign darstellen.

2.3.2 Kapitalwert und Annuität

Für die Schwallausleitungskraftwerke werden anhand einer vereinfachten dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der Kapitalwert und der interne Zinsfuß[4] ermittelt. Neben den in Tabelle 15 angeführten technischen und wirtschaftlichen Parametern werde hierfür noch die folgenden Eingangsgrößen definiert:

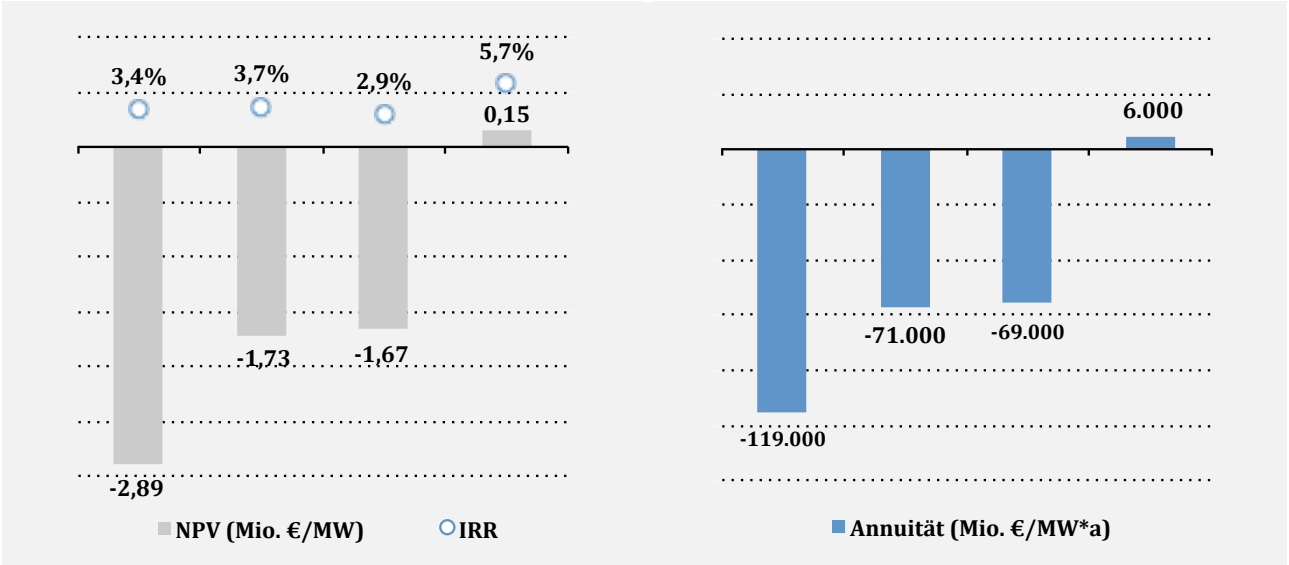
– Für die Betriebskosten werden real konstante 12,7 $€_{2016}$/MWh (inkl. Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt[5] sowie Kosten für die Primärregelung) angesetzt.

[4] Der interne Zinsfuß (engl. Internal Rate of Return, IRR) eines Projekts stellt denjenigen Diskontierungsfaktor dar, bei dem die abgezinsten zukünftigen Erträge genau den gesamten abgezinsten Kosten entsprechen (d. h. mittlere, jährliche Rendite über den Betrachtungszeitraum). Die Kapitalkosten (WACC) eines Projekts müssen demnach kleiner als der interne Zinssatz sein, damit dieses für den Investor wirtschaftlich ist.

- Als Reinvestitionen werden die Kosten für Großrevisionen pauschal mit 1,3% der Anfangsinvestitionen im 26. Betriebsjahr bzw. 3,9% der Anfangsinvestitionen im 51. Betriebsjahr berücksichtigt. In der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung werden von den Investitionskosten 30% über 25 Jahre und 70% über 50 Jahre abgeschrieben, die Reinvestitionen werden über 25 bzw. 30 Jahre abgeschrieben.
- Entsprechend der Kapitalwertermittlung für die Maßnahmentypen betriebliche Einschränkungen und Schwalldämpfungsbecken liegen die durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) bei 5,5% nach Steuer und die Betrachtungsdauer bei 80 Jahren.
- Die Inbetriebnahme der Kraftwerke erfolgt zum 1. Jänner 2025. Vereinfachend werden die Investitionskosten vollständig im Jahr 2024 angesetzt; Bauzeitzinsen werden nicht berücksichtigt.
- Die Erlöse für den Verkauf der erzeugten elektrischen Energie werden anhand der jahresmittleren Day Ahead-Spotpreise der im Rahmen dieser Studie herangezogenen Strompreisszenarios der ewi Energy Research & Scenarios GmbH [1] sowie der enervis energy advisor GmbH [2] bewertet (vgl. auch Tabelle 3). Hierfür werden aus den beiden Prognosen die Mittelwerte für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 abgeleitet. Zwischen den Stützjahren werden die erlösrelevanten Basepreise interpoliert und nach 2050 als real konstant fortgeschrieben.

Abb. 17 zeigt die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung für die vier Schwallausleitungskraftwerke. Auf Grund der Vertraulichkeit der ökonomischen Eingangsdaten sind die Ergebnisse jedoch ohne Zuordnung zu einem der vier Ausleitungskraftwerke und als relative Größe bezogen auf die Engpassleistung dargestellt.

Abb. 17: Kapitalwert (NPV), interner Zinsfuß (IRR) und Annuität möglicher Schwallausleitungskraftwerke für repräsentative Fallbeispiele bezogen auf Engpassleistung



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Drei der möglichen Ausleitungskraftwerke zeigen dabei einen deutlich negativen Kapitalwert mit einem IRR zwischen 2,9 und 3,7%. Demgegenüber wäre ein Ausleitungskraftwerk unter Maßgabe der berücksichtigten Ein-

[5] Durch das Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die den Netzbetreibern für Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Über das Systemdienstleistungsentgelt werden die Kosten der Sekundärregelung sowie Ausfallreserve (positive Tertiärreglung) aus dem von der Austrian Power Grid organisierten Regelenergiemarkt abgedeckt, die nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie von den Bilanzgruppenverantwortlichen aufgebracht werden.

gangsparameter mit einem leicht positiven NPV und einer 0,2%-igen Überrendite sogar wirtschaftlich darstellbar. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Schwallausleitungskraftwerks durch den betroffenen Kraftwerksbetreiber nicht notwendigerweise mit den hier unterstellten Eingangsparametern erfolgt. Bspw. würde bei einer pessimistischeren Annahme zur mittel- und langfristigen Entwicklung der Großhandelsstrompreise der Kapitalwert für alle vier Ausleitungskraftwerke negativ werden.

Eine generelle Aussage oder Ableitung einer allgemein gültigen Größenordnung zur Beurteilung der ökonomischen Effekte des Maßnahmentyps Ausleitungskraftwerk kann aus den vier Fallbeispielen nicht abgeleitet werden. Tendenziell sind Schwallausleitungskraftwerke jedoch eher durch einen negativen Kapitalwert gekennzeichnet, da wirtschaftliche Projekte an sich unabhängig von der Schwallproblematik umgesetzt werden würden.

2.4 Morphologische Maßnahmen

Zusätzlich zu den bisher betrachteten hydrologischen Maßnahmen können morphologische Maßnahmen erforderlich sein, um im Falle von stark regulierten Gewässerabschnitten Lebensraum für Gewässerorganismen zu schaffen. Morphologische Maßnahmen, wie bspw. eine Aufweitung der Fließstrecke, führen i. Allg. außerdem auch zu einer Verringerung der Schwallbelastung, wodurch sich erhebliche Synergieeffekte mit den hydrologischen Maßnahmen ergeben können. Die Kosten von morphologischen Maßnahmen leiten sich einerseits aus den benötigten Flächen ab, die in der Regel landwirtschaftlich genutzt werden. Andererseits sind die Kosten für Aushubarbeiten und Deponie des Aushubmaterials zu berücksichtigen. Eine Kostenabschätzung für morphologische Maßnahmen bei den Fallbeispielen bzw. die daraus abgeleitete Ermittlung der erforderlichen Investitionskosten wurde im Rahmen diese Projekts durch das Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau der Universität für Bodenkultur (BOKU) durchgeführt; vgl. auch Technischer Bericht B.

Tabelle 16 zeigt die Investitionskosten sowie die Annuität morphologischer Maßnahmen – auf Grund der Vertraulichkeit und Vorläufigkeit der Kostenstrukturen aggregiert als Summe über alle Fallbeispiele. Die Bandbreite der Investitionskosten leitet sich dabei aus den beiden berücksichtigten Varianten in Bezug auf die maximal zulässige Abstiegsgeschwindigkeit von <0,1 cm/min (untere Grenze) und <0,4 cm/min (obere Grenze) ab. In einem ersten Schritt wird dabei davon ausgegangen, dass sämtliche Gewässerstrecken mit aktuell sehr geringer Habitatverfügbarkeit morphologisch saniert werden können, wenn die Schwallintensität (in Abhängigkeit der hydrologischen Wirkungsszenarien) so gering ist, dass im jeweiligen Abschnitt keine Strandungsgefahr besteht. Der Umfang der morphologischen Maßnahmen stellt somit jeweils eine hypothetische Maximalbetrachtung dar. Im Fallbeispiel Bregenzer Ach mit den Kraftwerken Langenegg und Alberschwende sind keine morphologischen Maßnahmen möglich.

Tabelle 16: Bandbreite Investitionskosten und Annuität morphologischer Maßnahmen bei repräsentativen Fallbeispielen für Abstiegsgeschwindigkeit < 0,1 cm/min (untere Grenze) und < 0,4 cm/min (obere Grenze) (€$_{2016}$).

		Szenario F			Szenario E			Szenario C			Szenario B_{GW40}		
Investitionskosten	[Mio. €]	26,2	bis	160,4	88,4	bis	219,8	160,4	bis	251,9	281,2	bis	286,6
Annuität	[Mio. €/a]	-1,0	bis	-5,9	-3,3	bis	-8,1	-5,9	bis	-9,3	-10,3	bis	-10,6

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Aus den Investitionskosten der morphologischen Maßnahmen kann entsprechend der in Abschnitt 2.1.5 für die ökonomischen Effekte betrieblicher Einschränkungen beschriebenen Vorgehensweise der Kapitalwert und die Annuität ermittelt werden. Dabei wird ebenfalls eine Betrachtungszeit von 80 Jahren, ein WACC von 5,5% nach Steuern und einer Inflation von 1,5% p.a. unterstellt. Für die Umsetzung morphologischer Maßnahmen wird der 1. Jänner 2025 angenommen – vereinfachend werden die Investitionskosten vollständig im Jahr 2024 angesetzt. Die Barwerte der Investitions- und Betriebskosten werden auf den 1. Jänner 2025 ab- bzw. aufgezinst und zum Kapitalwert aufsummiert. Anschließend wird der im Geldwert 2025 ermittelte Kapitalwert inflationsbereinigt in den Geldwert des Jahres 2016 umgerechnet und daraus eine rechnerisch gleichbleibende Zahlungsreihe der jährlichen Kosten über die Betrachtungsdauer von 80 Jahren abgeleitet. Die Annuität wird dabei mit dem realen inflationsbereinigten Zinssatz von rd. 3,94% berechnet. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung sind ebenfalls in Tabelle 16 dargestellt.

3 Systemrelevante und volkswirtschaftliche Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen

Neben den betriebswirtschaftlichen Auswirkungen auf den betroffenen Kraftwerksbetreiber können schwalldämpfenden Maßnahmen auch Auswirkungen auf das übergeordnete Stromversorgungssystem und damit die gesamte Volkswirtschaft haben. Zur Bewertung dieser systemrelevanten Auswirkungen werden im Folgenden (a) als systemrelevante Auswirkungen die Effekte auf die Versorgungssicherheit (verlorene flexible Leistung und Erzeugungsmenge) und (b) als volkswirtschaftliche Auswirkungen die Effekte auf die CO_2-Emissionen sowie die zusätzlichen Kosten bzw. Einsparungen im Versorgungssystem berücksichtigt. Zusätzlich können betriebliche Einschränkungen von 16,7 Hz-Speicherkraftwerken zur Bahnstromversorgung die Energieaufbringung im Bahnstromsystem und damit letztendlich auch den öffentlichen Verkehr verteuern. Auf diesen Effekt wird im Folgenden jedoch nicht näher eingegangen. Abschließend erfolgt eine qualitative Zusammenführung der Ergebnisse mit den Ergebnissen der betriebswirtschaftlichen Bewertung aus Kapitel 2.

3.1 Versorgungssicherheit

Schwalldämpfende Maßnahmen bei Speicherkraftwerken können einen Effekt auf die Versorgungssicherheit haben, wenn dadurch die Freiheitsgrade bei der Bewirtschaftung der Anlagen negativ beeinflusst werden. Dies ist in der Regel beim Maßnahmentyp „betriebliche Einschränkungen“ der Fall, der zu einer Verringerung der in einem Speicherkraftwerk verfügbaren flexiblen Leistung und flexiblen Erzeugungsmengen führt (vgl. auch Technischer Bericht C, Abschnitt 3.3. „Systemrelevante Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken“). Im Folgenden werden die verlorene flexible Leistung sowie die verlorene flexible Energiemenge für die exemplarischen Fallbeispiele quantifiziert und die Ergebnisse auf den gesamten österreichischen Speicherkraftwerkspark übertragen.

3.1.1 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 bzw. von einer zur nächsten Viertelstunde und damit auf die Vermarktungsmöglichkeiten eines Speicherkraftwerks. Dies betrifft sowohl den Day Ahead-Spotmarkt und Intraday-Markt mit Handel im 15-Minutenraster als auch den Regelreservemarkt mit Abrufänderungen im 15-Minutenraster (Tertiärregelung) bzw. Sekundenraster (Sekundärregelung). Bei einer Begrenzung des maximalen Abflussrückgangs $v_{A,max}$ je Viertelstunde auf bspw. 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses Q_a (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 Wirkungsszenarios.

Dieser direkte Zusammenhang gilt dabei 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. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Speicher des „letzten“ Kraftwerks im Verhältnis zu den anderen Speichern der Kraftwerksgruppe klein ist und da-

mit zur Einhaltung des Abflussrückgangs während des Abfahrvorgangs eine permanente Nachdotation aus den Oberliegerkraftwerken erforderlich ist. Zusätzlich sind auch Rückwirkungen auf Pumpspeicherkraftwerke in der Gruppe möglich, wenn nur mehr ein Teil des Speicherwassers zum Pumpen zur Verfügung steht. 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. Der proportionale Zusammenhang zwischen dem maximalen Abflussrückgang und der verlorenen flexiblen Leistung kann hingegen nur bei Speicherkraftwerken ohne Rückwirkungen auf Oberliegerkraftwerke angewendet werden. Innerhalb dieser Studie erfolgt die Quantifizierung der „verlorenen" flexiblen Leistung daher fallbeispielspezifisch durch den jeweiligen Kraftwerksbetreiber, wobei die einzelnen Fallbeispiele wie folgt in eine Kraftwerksgruppe integriert sind:

- Das Fallbeispiel Mayrhofen ist Teil der Kraftwerksgruppe Zemm-Ziller, jedoch ist der Speicher Stillup bis einschließlich Szenario C ausreichend groß, so dass erst ab dem Szenario B Rückwirkungen auf die Kraftwerke Häusling, und Rosshag entstehen.
- Einschränkungen für das Kraftwerk Gerlos können auf Grund des kleinen Volumens des Speichers Gmünd Rückwirkungen auf das Kraftwerk Funsigau haben.
- Das Speicherkraftwerk Malta-Unterstufe (41 MW) ist Teil der Kraftwerksgruppe Reißeck-Kreuzeck mit in Summe 1.460 MW (inkl. Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II), von denen 910 MW in Wechselwirkung mit Einschränkungen von Malta-Unterstufe stehen.
- Das Fallbeispiel Außerfragant wirkt mit Ausnahme auf das Pumpspeicherkraftwerk Feldsee (140 MW) auf die gesamte Kraftwerksgruppe Fragant.
- Einschränkungen für die Speicherkraftwerke Uttenforf I und II (in Summe 128 MW) haben Rückwirkungen auf die weiteren Anlagen der Stubachtalgruppe, so dass in Summe eine Engpassleistung von 208 MW betroffen ist.
- Zwischen den Kraftwerken Kaprun-Hauptstufe und -Oberstufe liegt mit dem Speicher Wasserfallboden ein ausreichend großer Speicher, so dass die Oberstufe (112 MW sowie Pumppeicherkraftwerk Reißeck II 480 MW) von Einschränkungen der Hauptstufe nicht betroffen ist.
- Das Fallbeispiel Walgauwerk (86 MW) ist in mehrerlei Hinsicht ein Sonderfall:
  - Das Walgauwerk ist Teil der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee mit in Summe 1.832 MW Turbinenengpassleistung. Für die Analysen im Rahmen dieser Studie wurde das Walgauwerk jedoch isoliert betrachtet, ohne weitere Rückwirkungen auf die verbleibende Kraftwerksgruppe zu untersuchen. Etwaige Schwall-/Sunkvorschriften gelten hier nur für den Rückgabepunkt Beschling und nicht für die weiteren Rückgabepunkte der Kraftwerksgruppe in die Ill in Rodund und Partenen. In der Folge erfolgen daher keine Aussagen über die Auswirkungen auf die gesamte Kraftwerksgruppe Obere Ill/Lünersee
  - Das Walgauwerk verfügt über ein Ausgleichsbecken mit 280.000 m^3. Dieses Becken dient der Einhaltung vertraglicher Verpflichtungen gegenüber „unterliegenden" Kraftwerken. Unter der Voraussetzung der Ablösung dieser Verpflichtungen könnte mit dem Becken ein Abflussrückgang von 17% der maximalen Wasserrückgabemenge aus dem Becken Beschling (100 m^3/s) in die Ill eingehalten werden.

– Die Speicherkraftwerke Amlach, Wald und Langenegg/Alberschwende sind nicht Teil einer Kraftwerksgruppe und können damit unabhängig von anderen Kraftwerken bewertet werden. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Kraftwerke Langenegg/Alberschwenden bereits über ein gemeinsames Ausgleichsbecken mit 160.000 m³ verfügen, mit dem ein Abflussrückgang von rd. 20% des maximalen Kraftwerksdurchflusses bereits heute eingehalten werden könnte. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass das Kraftwerk Amlach eine Mindestleistung von 5 MW, das Walgauwerk eine Mindestleistung von 12 MW, die Kraftwerke Langenegg/Alberschwende eine Mindestleistung von 24 MW und die Kraftwerke Uttendorf I und II eine Mindestleistung von 1 bis 3 MW je Maschinensatz haben. Hydrologische Wirkungsszenarios, die eine Leistung unterhalb dieser technischen Grenze ergeben, können daher von den Kraftwerken operativ nicht umgesetzt werden, so dass in diesen Fällen die gesamte Kraftwerksleistung als verlorene flexible Leistung zu quantifizieren ist.

Tabelle 17 zeigt auf Grund der Vertraulichkeit der fallbeispielspezifischen Ergebnisse eine aggregierte Zusammenfassung der Ergebnisse, wobei das Szenario B sowohl mit dem fallbeispielspezifischen GW40-Werte als auch einer einheitlichen Beschränkung des Abflussrückgangs im Szenario B* auf 12,5%, 6,3% und 3,0% berücksichtigt wird.

Tabelle 17: Verlorene flexible Leistung der Fallbeispiele für hydrologische Wirkungsszenarios A bis F

Fallbeispiel		**Einheit**	**Ziller 1**	**Ziller 2**	**Drau 1**	**Drau 2**	**Möll**	**Salzach 1**	**Salzach 2**	**Salzach 3**	**Untere Ill**	**Bregenzer Ach**	**Summe**
Kraftwerk		-	Mayr-hofen	Gerlos	Amlach	Malta Unterstufe	Außer-fragant	Wald	Uttendorf I und II	Kaprun Hauptstufe	Walgau-werk	Langenegg und Alberschwende	
Kraftwerksgruppe		-	Zemm-Ziller	Gerlos	Einzel-standort	Reißeck-Kreuzeck	Fragant	Einzel-standort	Stubachtal	Kaprun	Obere Ill-Lünersee	Einzelstandort	
EPL Fallbeispiel[1]		[MW]	355	202	58	41	100	24	128	260	86[4]	104	**1.358**
EPL KW-Gruppe[2]		[MW]	970	227	58	1.460	476	24	208	372	86[4]	104	**3.985**
EPL betroffene KW[3]		[MW]	946	227	58	907	336	24	208	260	86[4]	104	**3,156**
verlorene flexible Leistung	F (100%)	[MW]											**0**
	E (75%)	[MW]											**333**
	D (50%)	[MW]											**668**
	C (25%)	[MW]											**1.102**
	B* (12,5%)	[MW]											**1.435**
	B* (6,3%)	[MW]											**1.761**
	B* (3%)	[MW]											**2.097**
	B_{GW40}[5]	[MW]											**2.211**
	A (0%)	[MW]											**3.088**

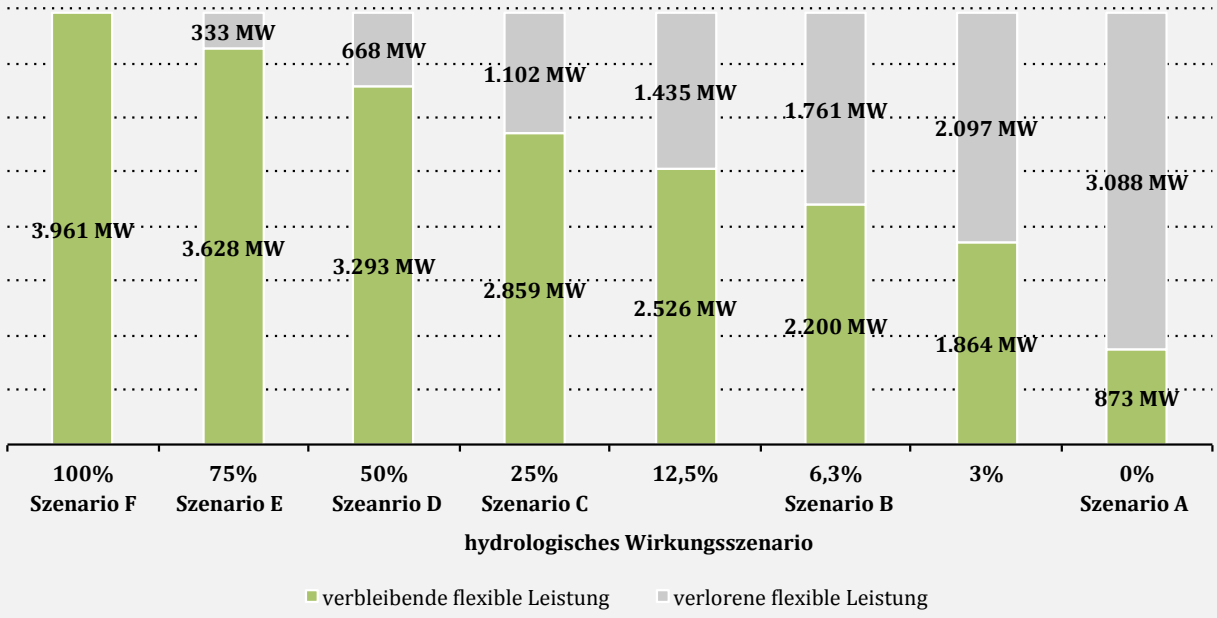
[1] Engpassleistung des Fallbeispiels; [2] Engpassleistung der gesamten mit dem Fallbeispiel hydraulisch zusammenhängenden Kraftwerksgruppe; [3] Engpassleistung der von betrieblichen Einschränkungen des Fallbeispiels betroffenen Kraftwerke der Kraftwerksgruppe; [4] nur Walgauwerk ohne Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee; [5] fallbeispielspezifischer %-Wert

Quelle: TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, illwerke vkw, Verbund Hydro Power GmbH, ÖBB Infrastruktur AG, KELAG, Salzburg AG

Insgesamt werden durch die 10 Fallbeispiele Kraftwerke und Kraftwerksgruppen mit einer Engpassleistung von in Summe rd. 4.000 MW erfasst, d. h. knapp die Hälfte der in Österreich installierten Speicherkraftwerkskapazitäten. Von den analysierten Kraftwerken und Kraftwerksgruppen sind knapp 3.160 MW potenziell von betrieblichen Einschränkungen am Rückgabepunkt der Fallbeispiele betroffen, wobei die untersuchten Fallbeispiele in Summe eine Engpassleistung von rd. 1.360 MW haben. Mit zunehmender Einschränkung der betrieblichen Freiheitsgrade des Fallbeispiels steigen dabei i. Allg. auch die Rückwirkungen auf die gesamte Kraftwerksgruppe. Dadurch liegt bspw. im hydrologischen Wirkungsszenarios B_{GW40} mit einer fallbeispielspezifischen Festlegung des maximalen Abflussrückgangs die verlorene flexible Leistung bei knapp 2.200 MW oder 56% der insgesamt durch die Fallbeispiele abgedeckten Speicherkraftwerkskapazitäten.

Abb. 18 fasst die Ergebnisse der verlorenen flexiblen Leistung innerhalb der von betrieblichen Einschränkungen der Fallbeispiele betroffenen Kraftwerksgruppen noch einmal zusammen. Die Differenz zur gesamten Engpassleistung der betroffenen Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen von rd. 4.000 MW stellt die verbleibende flexible Leistung dar.

Abb. 18: Summe der verlorenen und verbleibenden flexiblen Leistung durch betriebliche Einschränkungen der Fallbeispiele in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Bei einer Speicherkraftwerksleistung von rd. 8.000 MW in Österreich und einer durch die Fallbeispiele „abgedeckten“ Engpassleistung von rd. 4.000 MW können die Ergebnisse aus Abb. 18 näherungsweise über den Faktor 2 auf den gesamten Speicherkraftwerkspark in Österreich übertragen werden.

3.1.2 Verlorene flexible Erzeugungsmenge

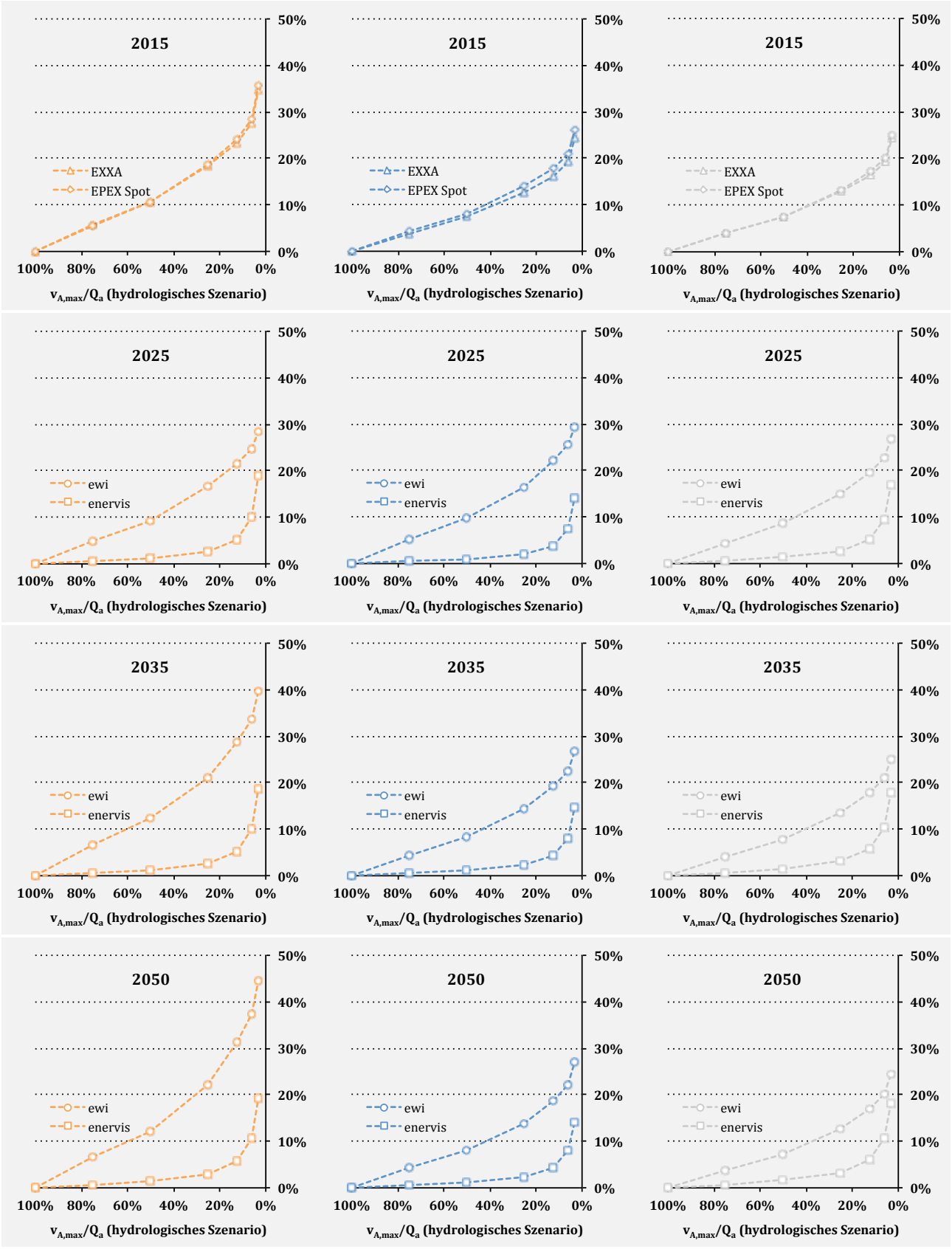
Neben dem Verlust von flexibler Leistung bewirken Restriktionen im Abflussrückgang für Speicherkraftwerke auch eine zeitliche Verschiebung der Erzeugungsmengen, da die zusätzliche Stromerzeugung in den Abfahrrampen die zu einem späteren Zeitpunkt „frei“ verfügbare Wassermenge für den optimierten Kraftwerkseinsatz 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 kann bspw. aus den Ergebnissen der deterministischen Einsatzmodellierung der generischen Speicherkraftwerke abgeleitet werden (vgl. Abschnitt 2.1.2), in dem die viertelstundenscharfen Erzeugungsmengen der einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios den Erzeugungsmengen im uneingeschränkten Betrieb gegenübergestellt werden und daraus der Anteil an der Jahreserzeugung bestimmt wird, der nicht mehr flexibel eingesetzt werden kann. In Abb. 19 sind die Ergebnisse für diesen Quantifizierungsansatz für den generischen Saison-, Wochen- und Tagesspeicher dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt eine vergleichsweise große Bandbreite für die mit den viertelstündlichen Day Ahead-Spotpreisen des *enervis Marktpreisszenarios Best Guess Q I 2016* und der *ewi Strompreisprojektion April 2016* analysierten Stützjahre 2025, 2035 und 2050. Während die verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen auf Basis der ewi-Zeitreihen in einem ähnlichen Bereich liegen, wie die mit den historischen Spotpreisen für das Jahr 2015 ermittelten Ergebnisse, liegen die verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen auf Basis der enervis-Zeitreihen deutlich niedriger. Das Ergebnis spiegelt damit die sehr unterschiedlichen Erwartungshaltungen der beiden Strompreisprognosen in Bezug auf die mittel- und langfristige Entwicklung der stündlichen und viertelstündlichen Strompreischarakteristik wider.

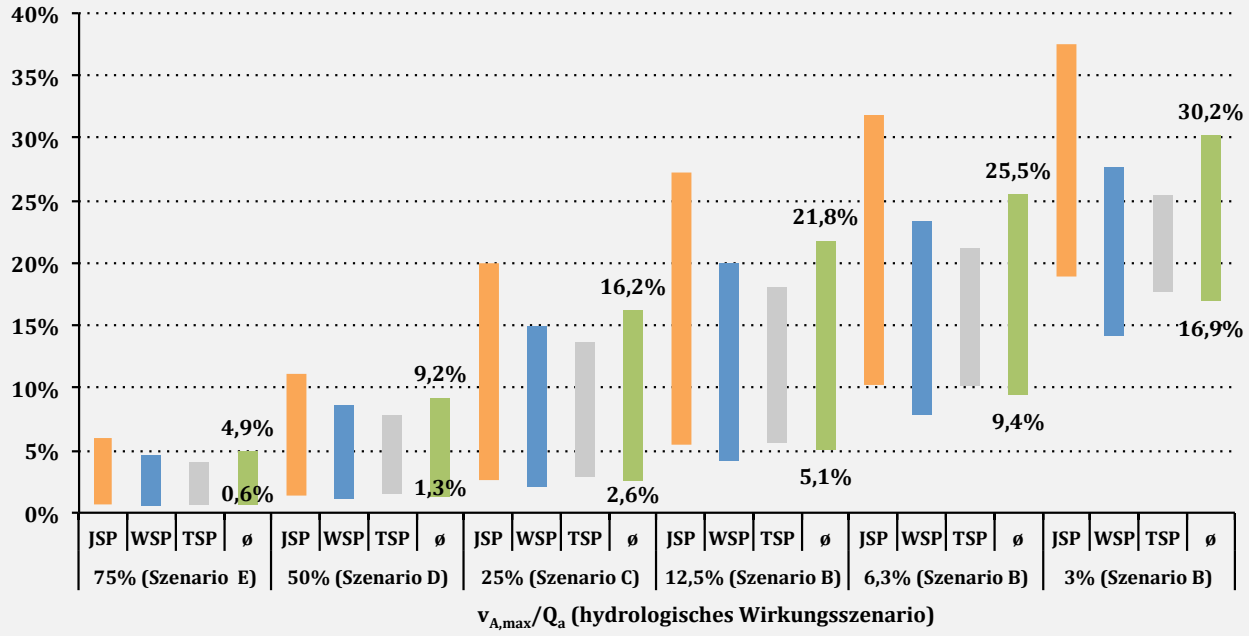
Dabei geht enervis davon aus, dass insbesondere durch die zunehmende Flexibilität des Kraftwerksparks, der Weiterentwicklung des Marktdesigns sowie einer effizienteren Bewirtschaftung von (Photovoltaik)-Portfolios durch die Marktteilnehmer die heute feststellbare hohe Volatilität der Viertelstundenpreise innerhalb einer Stunde sukzessive kleiner wird. Demgegenüber sieht ewi auf Grund der eingeschränkten Flexibilität konventioneller Kraftwerke weiterhin relativ hohe Schwankungen der Viertelstundenpreise innerhalb einer Stunde. Dadurch kommt es in der deterministischen Einsatzmodellierung mit den ewi-Spotpreisen zu deutlich häufigeren An- und Abfahrvorgängen, was bei betrieblichen Einschränkung dazu führt, dass deutlich mehr Erzeugungsmenge als bei der Modellierung mit enervis-Spotpreisen für die erzwungen Abfahrrampen erforderlich ist. Diese Unsicherheiten werden bei der Bewertung der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge dadurch berücksichtigt, dass eine Bandbreite der verlorenen flexiblen Leistung aus den Ergebnissen der Einsatzmodellierungen mit den ewi- und enervis-Spotpreiszeitreihen abgeleitet wird. Da die Ergebnisse der einzelnen Stützjahre vergleichsweise ähnlich sind, können diese zusammengefasst werden, so dass für jeden generischen Speicher in jedem hydrologischem Wirkungsszenario die in Abb. 20 dargestellte Bandbreite der verlorenen Energie in den Rampen und damit der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge abgeleitet werden kann.

Abb. 19: Verlorene Energie in % der Jahreserzeugung für generischen Jahresspeicher (links), Wochenspeicher (Mitte) und Tagesspeicher (rechts) Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft auf Basis Daten EXAA, EPEX Spot ewi und enervis

Abb. 20: Mittlere verlorene Energie in den Rampen bezogen auf Regelarbeitsvermögen in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario für generische Speicherkraftwerke

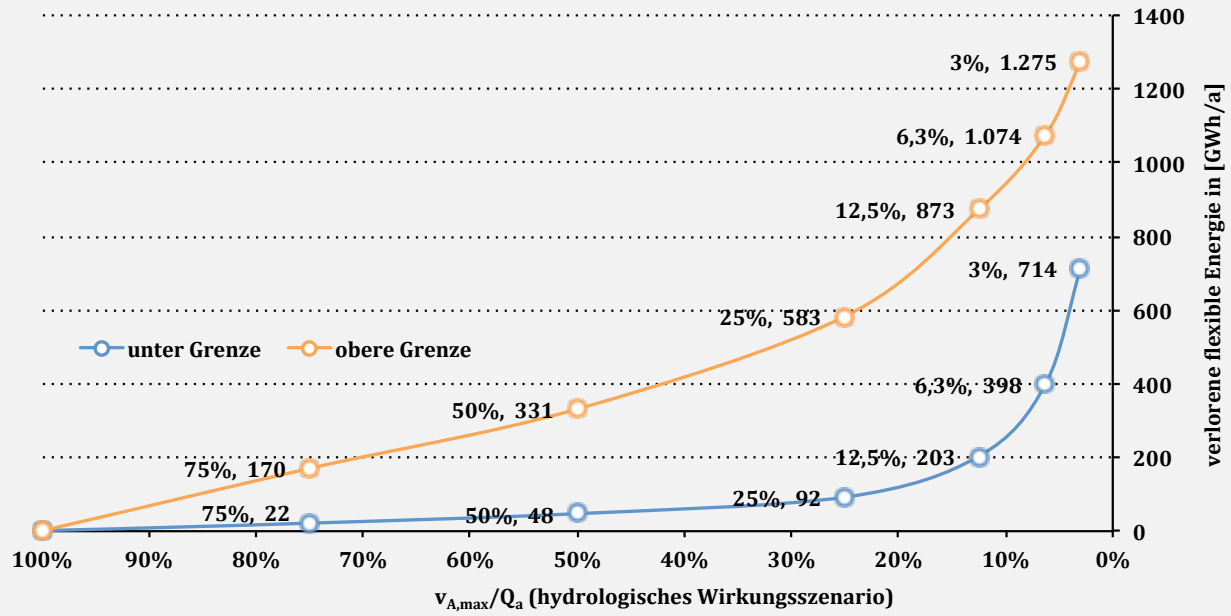


Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Zur weiteren Vereinfachung werden zusätzlich auch die Ergebnisse der drei generischen Speicher zusammengefasst, in dem ein Mittelwert für die obere und untere Grenze gebildet wird. Die aus diesem abschließenden Schritt für die weitere Bewertung bestimmte Bandbreite der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge ist ebenfalls in Abb. 20 als %-Wert des von betrieblichen Einschränkungen betroffenen Regelarbeitsvermögens dargestellt.

Insgesamt werden durch die 10 Fallbeispiele Kraftwerke und Kraftwerksgruppen mit einem Regelarbeitsvermögen von rd. 5,4 TWh/a erfasst, d. h. knapp die Hälfte des Regelarbeitsvermögens von 11,2 TWh/a der in Österreich im Jahr 2014 installierten Speicherkraftwerkskapazitäten. Davon sind in Abhängigkeit vom hydrologischen Wirkungsszenario allerdings „nur“ rd. 3,5 bis 4,2 TWh/a von Restriktionen im Abflussrückgang am Rückgabepunkt der Fallbeispiele in den Vorfluter direkt oder indirekt betroffen. Wird dieses Regelarbeitsvermögen mit der Bandbreite der verlorenen Energie in den Rampen aus Abb. 20 verknüpft, kann die Summe der verlorenen flexiblen Erzeugungsmengen durch betriebliche Einschränkungen für die Fallbeispiele ermittelt werden. Bei den Ergebnissen dieser Quantifizierung in Abb. 21 ist zu berücksichtigen, dass die verlorene flexible Erzeugungsmenge der Fallbeispiele Walgauwerk und Langenegg/Alberschwende im Sinne einer einheitlichen Vorgehensweise ohne die potenziell schwalldämpfenden Wirkung der bestehenden Ausgleichsbecken berücksichtigt wird. Bei einer schwalldämpfenden Bewirtschaftung dieser Becken würde sich die verlorene flexible Erzeugungsmenge der beiden Fallbeispiele und damit auch der Summenwert aller 10 Fallbeispiele reduzieren.

Abb. 21: Summe der verlorenen flexiblen Erzeugungsmenge durch betriebliche Einschränkungen der Fallbeispiele in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft (Fallbeispiele Walgauwerk und Langenegg/Alberschwende ohne Berücksichtigung der potenziell schwalldämpfenden Wirkung der bestehenden Ausgleichsbecken)

Bei einem Regelarbeitsvermögen aller österreichischen Speicherkraftwerk von rd. 11,2 TWh/a und einer durch die Fallbeispiele „abgedeckten" Erzeugung von rd. 5,4 TWh/a können die Ergebnisse aus Abb. 21 näherungsweise über den Faktor 2 auf den gesamten Speicherkraftwerkspark in Österreich übertragen werden.

3.2 Effekte auf CO_2-Emissionen im Versorgungssystem

Bei Vernachlässigung der CO_2-Emissionen durch den während der Bauphase erforderlichen Material- und Energieeinsatz (bspw. Beton, Stahl, Diesel der Baufahrzeuge) zeigen die hydrologische Maßnahme Schwalldämpfungsbecken sowie die morphologischen Maßnahmen keine Effekte auf die CO_2-Emissionen im Versorgungssystem. Demgegenüber können Schwallausleitungskraftwerke die CO_2-Emissionen durch die Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark reduzieren und betriebliche Einschränkungen zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen durch Wirkungsgradverluste im konventionellen Kraftwerkspark sowie durch eine ggf. geringere Integrationsfähigkeit des Versorgungssystems für fluktuierende Wind- und PV-Stromerzeugung führen.

3.2.1 Schwallausleitungskraftwerke

Die zusätzliche Stromerzeugung in einem Schwallausleitungskraftwerk substituiert konventionelle Erzeugung in kohle-, gas- oder ölbefeuerten Kraftwerken, wodurch einem Schwallausleitungskraftwerk ein entsprechendes CO_2-Vermeidungspotenzial angerechnet werden kann. Dabei wird grundsätzlich die Stromerzeugung im sog. Grenzkraftwerk verdrängt, d. h. im „letzten" Kraftwerk, das zur Deckung der Nachfrage gerade noch eingesetzt werden muss. Auf Grund der unterschiedlichen saisonalen und tageszeitlichen Stromnachfrage sowie Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerke (Wind-, Wasser- und solares Dargebot; Revisionen und Ausfälle von Anlagen) ändert sich das Grenzkraftwerk kontinuierlich – im westeuropäischen Regionalmarkt kann das Grenzkraft-

werk z. B. ein deutsches Steinkohlekraftwerk, ein holländisches Gaskraftwerk oder ein Ölkraftwerk in Niederösterreich sein. Mittel- und langfristig wird diesem sog. Merit-Order-Effekt jedoch die „allgemeine" Kapazitäts- und Technologieentwicklung im konventionellen Kraftwerkspark überlagert, so dass sich durch die zusätzliche Wasserkrafterzeugung in einem Schwallausleitungskraftwerk der konventionelle Kraftwerkspark anders entwickeln würde als ohne diesen Ausbau. Damit kann grundsätzlich zwischen kurz- und langfristigen CO_2-Vermeidungseffekten unterschieden werden.

Während die Quantifizierung der kurzfristigen CO_2-Vermeidung die Abbildung des europäischen Strommarktes mit einer stunden- oder viertelstundenscharfen Kraftwerkseinsatzmodellierung erfordert (hoher datentechnischer Aufwand) und sich diese Effekte auch von Jahr zu Jahr mehr oder weniger stark ändern können (hohe Unsicherheit in den Ergebnissen), können die langfristigen Klimaeffekte durch eine vergleichsweise einfache und damit transparente Quantifizierung des vermiedenen Zubaus im konventionellen Kraftwerkspark bestimmt werden.

Ein solcher Ansatz ist bspw. im „Österreichischen Wasserkatalog Wasser schützen – Wasser nutzen" beschrieben [4]. Die Grundüberlegung dieses Ansatzes ist dabei, dass je nach Lastbereich eines Wasserkraftwerks (Grund-, Mittel- oder Spitzenlast) der Zubau unterschiedlicher konventioneller Kraftwerke vermieden werden kann. Typischerweise vermeiden Laufkraftwerke und damit Schwallausleitungskraftwerke einen Mix aus Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerken und Erdgas-GuD-Anlagen. Wasserkraftanlagen mit Wochen- und Tagesspeicher vermeiden den Zubau eines Mixes aus Gasturbinenkraftwerken und Erdgas-GuD-Anlagen und Wasserkraftanlagen mit Jahresspeicher den Zubau von Gasturbinenkraftwerken als konventionelle Technologie im Spitzenlastbereich. Die Bewertung der CO_2-Vermeidung erfolgt im Österreichischen Wasserkatalog daher anhand eines von den Jahresvolllaststunden des jeweiligen Wasserkraftprojektes abhängigen Verdrängungsmixes, wobei die CO_2-Äquivalentemissionen für konventionelle Neubaukraftwerke entsprechend Tabelle 18 innerhalb des Bewertungsansatzes berücksichtigt werden.[6]

Tabelle 18: CO_2-Äquivalentemissionen konventioneller Neubaukraftwerke

	CO_2-Äquivalentemissionen Brennstoff (kg/MWh_{th})		Wirkungsgrad	CO_2-Äquivalentemissionen Strom (kg/MWh_{el})		
	direkt	indirekt		direkt	indirekt	Gesamt
Gasturbine (Erdgas)	200	34,0	38%	526	89	616
Erdgas-GuD	200	34,0	58%	345	59	403
Steinkohle	340	76,2	45%	756	169	925

Quelle: u. a. GEMIS, Kaltschmitt/Streicher [5] [6]

Angewendet auf die vier exemplarischen Fallbeispiele, bei denen ein Schwallausleitungskraftwerk technisch möglich ist, ergeben sich die in Tabelle 19 dargestellten jährlich vermiedenen CO_2-Emissionen.

[6] Neben den direkten CO_2-Emissionen der konventionellen Kraftwerke (d. h. aus der Verbrennung des Brennstoffes im Kraftwerk) sind auch die Emissionen weiterer Treibhausgase sowie die indirekten Treibhausgasemissionen innerhalb der Vorketten der Brennstoffbereitstellung berücksichtigt.

Tabelle 19: Vermiedene CO_2-Emissionen durch Schwallausleitungskraftwerke für Fallbeispiele

Fallbeispiel	Schwallausleitungskraftwerk	Engpassleistung	Regelarbeitsvermögen	Volllaststunden	CO_2-Vermeidung
		[MW]	[GWh/a]	[h/a]	[t_{CO2eq}/a]
Mayrhofen	Rotholz	116	170	1.470	91.400
Außerfragant	Außerfragant	25	101	4.040	41.300
Walgauwerk	Kapf	25	93	3.720	38.900
Langenegg	Lochau	43	116	2.200	57.900

Quelle: Verbund Hydro Power GmbH, KELAG und Illwerke AG (technische Parameter) sowie Öst. Wasserkatalog (Bewertungsansatz [4])

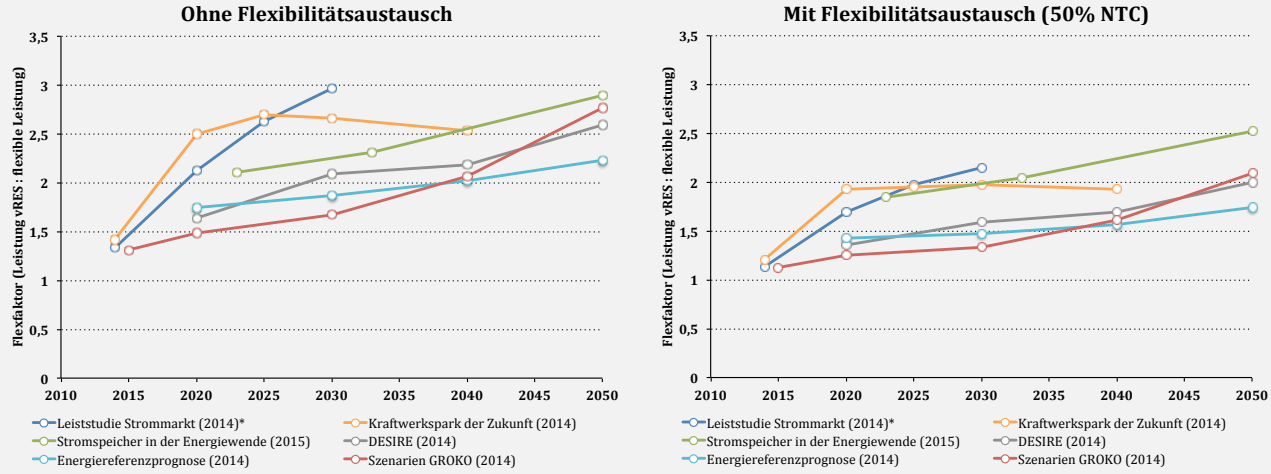
3.2.2 Betriebliche Einschränkungen

Durch betriebliche Einschränkungen auf Grund schwalldämpfender Maßnahmen wird die insgesamt von Speicherkraftwerken erzeugte Strommenge zwar nicht reduziert. Allerdings kommt es zu einer zeitlichen Verschiebung eines Teils der Erzeugung, da die benötigten Wassermengen in den Abfahrrampen durch eine Mindererzeugung in anderen Stunden wieder ausgeglichen werden müssen. Durch die „erzwungenen" Abfahrrampen der Speicherkraftwerke muss in einzelnen Stunden die Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks reduziert werden, d. h. Kraftwerke gehen in den Teillastbetrieb oder werden vollständig vom Netz genommen, wodurch in der Regel höhere Brennstoff-, Anfahr- und Abfahrkosten sowie CO_2-Emissionen im Kraftwerksportfolio entstehen. Daneben führt die Stromerzeugung in den Abfahrrampen dazu, dass es zu einem anderen Zeitpunkt zu einer Mindererzeugung in Speicherkraftwerken kommt, wodurch in diesen Stunden zusätzliche konventionelle Kraftwerksleistung ans Netz genommen werden muss. Kraftwerke, die dann zum Einsatz kommen, haben in der Regel nicht nur höhere variable Kosten als die bereits im Einsatz befindlichen konventionellen Kraftwerke, sondern auch höhere spezifische CO_2-Emissionen (vgl. auch Technischer Bericht C, Abschnitt 3.3.1). Neben diesem Effekt der „verlorenen" flexiblen Erzeugungsmengen führen betriebliche Einschränkungen auch zu Verlusten an flexibler Erzeugungsleistung. Diese flexible Leistung steht dann bspw. nicht mehr für den Ausgleich der schwankenden und nur eingeschränkt prognostizierbaren Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zur Verfügung und muss mittel- und langfristig entweder durch andere Flexibilitätsoptionen ersetzt werden oder es kann weniger an Windkraft- und PV-Leistung in das Versorgungssystem integriert werden.

Insgesamt führen betriebliche Einschränkungen von Speicherkraftwerken damit tendenziell zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen im gesamten Erzeugungssystem. Allerdings ist die Quantifizierung der verschiedenen kurz-, mittel- und langfristigen Effekte komplex und zusätzlich mit hohen Unsicherheiten behaftet. Daher erfolgt die Abschätzung der Effekte betrieblicher Einschränkungen auf die CO_2-Emissionen im gesamten Versorgungssystem im Rahmen dieser Studie durch einen vereinfachenden qualitativ-quantitativen Ansatz. Der gewählte Ansatz geht dabei von der Annahme aus, dass im residualen Kraftwerkspark stets ausreichend flexible Erzeugung zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vorhanden sein muss und sich damit durch den Verlust flexibler Leistung in Speicherkraftwerken das Zubaupotenzial der Wind- und Solarstromerzeugung langfristig reduzieren würde. Die reduzierte Erzeugungsmenge in Windkraft- und PV-Anlagen müsste dann durch konventionelle Erzeugung mit entsprechenden CO_2-Emissionen ersetzt werden. Für die Beurteilung des langfristigen Flexibilitätsbedarfs im Versorgungssystem wird dabei auf die Ergebnisse der im Technischen Bericht C (Abschnitt 2.2.2) durchgeführten Analysen von sechs verschiedenen Studien zur Entwicklung

der installierten steuerbaren Kraftwerksleistung sowie der erzeugungsseitigen und sonstigen Flexibilitätspotenziale in Deutschland bis 2050 zurückgegriffen.[7] Der steuerbaren und damit flexiblen Kraftwerksleistung wird zusätzlich die volatile Erzeugungsleistung in Windkraft-, Laufwasserkraft- und PV-Anlagen (vRES) gegenübergestellt und daraus das im Folgenden als Flexibilitäts- oder Flexfaktor definierte Verhältnis P_{vRES} zu P_{flex} gebildet.[8] Dabei wird als Sensitivität zusätzlich zu den in Deutschland verfügbaren Flexibilitäten auch ein Austausch von Flexibilitäten mit dem benachbarten Ausland betrachtet. Hierzu werden exemplarisch 50% der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland (engl. net transfer capacity, NTC) berücksichtigt. Abb. 22 zeigt die Ergebnisse der Analysen zur Entwicklung des Flexibilitätsfaktors in Deutschland bis 2050.

Abb. 22: Flexibilitätsfaktor als Verhältnis der installierten Leistung volatiler erneuerbarer Energien zur installierten flexiblen Erzeugungsleistung in Deutschland ohne (links) und mit Berücksichtigung eines grenzüberschreitenden Flexibilitätsaustauschs (rechts)



Quelle: Analyse e3 consult auf Basis Daten r2b (Leitstudie Strommarkt [7]), enervis (Kraftwerkspark der Zukunft[8]), Agora Energiewende (Stromspeicher in der Energiewende [9]), Bucksteeg, M. et al. (DESIRE [10]), Schlesinger, M. et al. (Energiereferenzprognose [11]), Nitsch, J. (Szenarien GROKO [12]); in Klammer Jahr der Veröffentlichung

Mittel- und langfristig liegt der Flexfaktor ohne Berücksichtigung eines Flexibilitätsaustausches mit den Nachbarländern in einem Bereich zwischen 2 und 2,5 bzw. unter Berücksichtigung des unter dem Aspekt eines europäischen Strombinnenmarkts sehr wahrscheinlichen Flexibilitätsaustausches zwischen den Ländern in einem Bereich zwischen 1,5 und 2,0. Da für Österreich derzeit keine entsprechenden Studien zur Verfügung stehen, werden die Ergebnisse für das deutsche Erzeugungssystem zur Bewertung der Effekte betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken auf die CO_2-Emissionen für Österreich herangezogen, was vor dem Hintergrund der engen stromwirtschaftlichen Verflechtungen zwischen den beiden Ländern gut argumentierbar ist.

- Als Basis wird ein Flexibilitätsfaktor zwischen 1,5 und 2,0 unterstellt, – d. h. pro MW flexibler Leistung sind zwischen 1,5 und 2,0 MW an volatilen erneuerbaren Energien installiert bzw. der Verlust von 1 MW flexibler Leistung würde das Zubaupotenzial an volatilen erneuerbaren Energien um 1,5 bis 2,0 MW verringern.
- Unter Vernachlässigung der Laufwasserkraft leitet sich aus den in Abb. 18 angeführten Studien ein Verhältnis der installierten Leistung in Photovoltaik, Wind onshore und Wind offshore von langfristig 50% : 40% :

[7] Als steuerbare und damit flexible Kraftwerksleistung werden neben Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichern und sonstigen Flexibilitätsoptionen das Leistungsband oberhalb der jeweiligen Mindestlast konventioneller Kraftwerke sowie die flexiblen Leistungsscheiben von Biomassekraftwerken und KWK-Anlagen unterstellt (vgl. Technischer Report Teil C, Abschnitt 2.2.2).

[8] vRES: volatile erneuerbare Energien (engl. volatile Renewable Energy Sources)

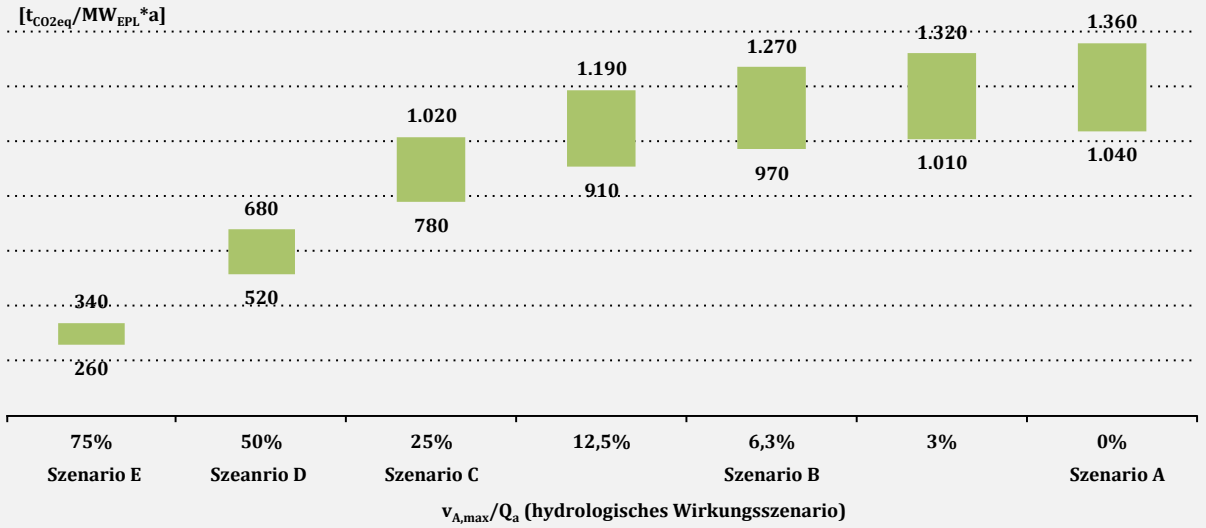
10% ab. Bei mittleren Vollastbenutzungsstunden von 1.000 h/a für PV, 2.000 h/a für Wind onshore und 4.000 h/a für Wind offshore ergeben sich für das gesamte volatile Anlagenkollektiv rd. 1.700 Volllastbenutzungsstunden bzw. 1,7 GWh Erzeugung je MW pro Jahr.

– 1 MW „verlorene“ flexible Speicherleistung führt demnach zu einer Verringerung des Wind-/PV-Zubaupotenzials von 1,5 bis 2,0 MW oder 2.600 bis 3.400 MWh/a.

– Die Erzeugung dieser Strommenge in einem modernen Erdgas-GuD-Kraftwerk mit CO_2-Emissionen von rd. 0,4 t_{CO2eq}/MWh (vgl. Tabelle 18) würde zu jährlich 1.040 bis 1.360 t an CO_{2eq}-Emissionen je MW Verlust an flexibler Leistung führen.

Wird dieser Ansatz auf die generischen Speicherkraftwerke mit 1 MW Engpassleistung angewendet, ergeben sich in Abhängigkeit von den hydrologischen Wirkungsszenarios die in Abb. 23 dargestellten zusätzlichen CO_2-Emissionen im Versorgungssystem durch den Verlust flexibler Leistung von Speicherkraftwerken.

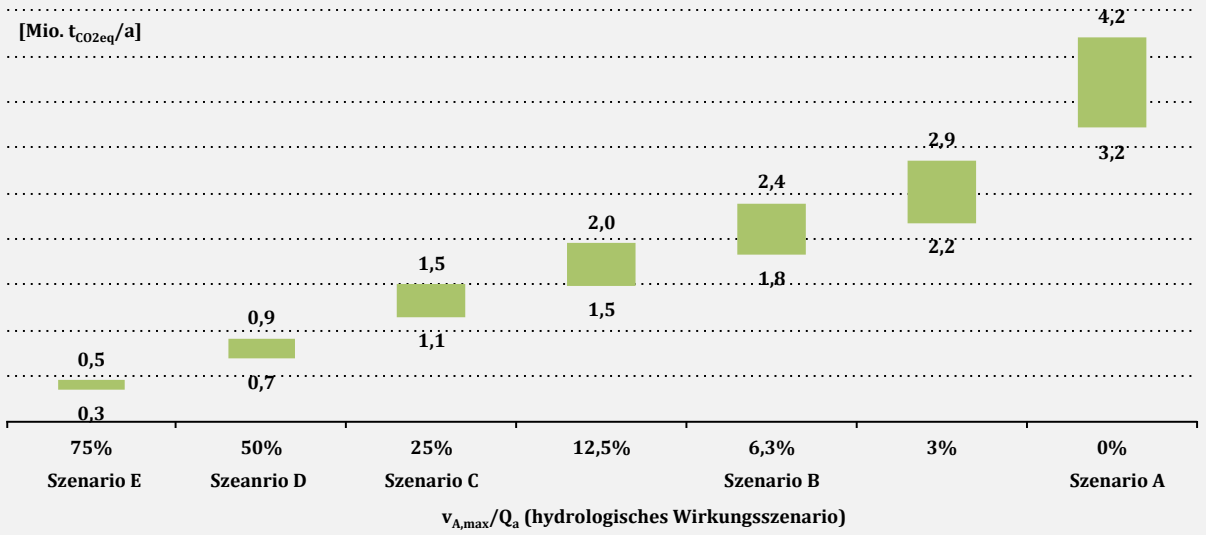
Abb. 23: Zusätzliche CO_2-Emissionen im Versorgungssystem durch Verlust flexibler Leistung von Speicherkraftwerken in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario je MW Engpassleistung am Beispiel der generischen Speicherkraftwerke



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Zu berücksichtigen ist bei einer Übertragung der Ergebnisse auf bspw. die exemplarischen Fallbeispiele oder andere Speicherkraftwerke, dass bei Speicherkraftwerksketten auf Grund der unterschiedlichen Rückwirkungen auf die Oberliegerkraftwerke die „verlorene“ flexible Leistung nicht notwendigerweise direkt aus der Engpassleistung des „letzten“ Kraftwerks einer Kraftwerksgruppe und den Einschränkungen des Abflussrückgangs am Rückgabepunkt in den Vorfluter abgeleitet werden kann. Daher sollte die Quantifizierung der CO_2-Effekte betrieblicher Einschränkungen immer anhand einer standortspezifischen Beurteilung des Verlusts an flexibler Leistung für ein definiertes hydrologisches Wirkungsszenario erfolgen (Fallbeispiele vgl. Tabelle 17). Für die im Rahmen dieser Studie analysierten Fallbeispiele zeigt Abb. 24 die Summe der möglichen zusätzlichen jährlichen CO_2-Emissionen durch den Verlust flexibler Leistung aller Fallbeispiele für die hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E.

Abb. 24: Summe der zusätzlichen CO_2-Emissionen im Versorgungssystem durch betriebliche Einschränkungen der Fallbeispiele in Abhängigkeit von hydrologischem Wirkungsszenario



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Bei einer Speicherkraftwerksleistung von rd. 8.000 MW in Österreich und einer durch die Fallbeispiele „abgedeckten" Engpassleistung von rd. 4.000 MW können die Ergebnisse aus Abb. 24 näherungsweise über den Faktor 2 auf den gesamten Speicherkraftwerkspark in Österreich übertragen werden.

3.3 Volkswirtschaftliche Effekte

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 kann es zu einer Erhöhung der Systemkosten durch die zusätzlich erforderlichen Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen kommen (vgl. auch Technischer Bericht C, Abschnitt 3.3). Umgekehrt können Schwallausleitungskraftwerke Investitionen in erneuerbare Energien an anderer Stelle vermeiden, da sie zusätzliche Leistung und Erzeugungsmengen bereitstellen.

3.3.1 Zusätzliche Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen durch betriebliche Einschränkungen

Der Verlust an flexiblen Erzeugungsmengen und flexibler Leistung in bestehenden Speicherkraftwerken führt langfristig zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf an schnell regelbaren Erzeugungskapazitäten und damit letztendlich auch zu höheren Kosten im Versorgungssystem. Innerhalb des Technischen Berichts C, Abschnitt 3.3.2 „Bedarf an alternativen Flexibilitätsoptionen" wird hierzu ein Vergleich der ökonomischen Kenngrößen von ausgewählten Flexibilitätsoptionen durchgeführt. Tabelle 20 zeigt die Ergebnisse dieses Vergleichs aus denen sich eine Bandbreite von 50.000 bis 150.000 €/MW*a für die gesamten jährlichen Fixkosten von alternativen Flexibilitätsoptionen ableiten lässt. Diese Bandbreite kann nun bspw. mit der verlorenen flexiblen Leistung der Fallbeispiele in den einzelnen hydrologischen Wirkungsszenarios verknüpft und daraus die Summe der langfristigen jährliche Systemkosten durch betriebliche Einschränkungen für die Fallbeispiele ermittelt werden. Abb. 25 zeigt das Ergebnis dieser Bewertung, zusätzlich sind die ggf. entstehenden kurzfristigen variablen Kosten der alternativen Flexibilitätsoptionen dargestellt (bspw. Brennstoffkosten für Gasturbinen).

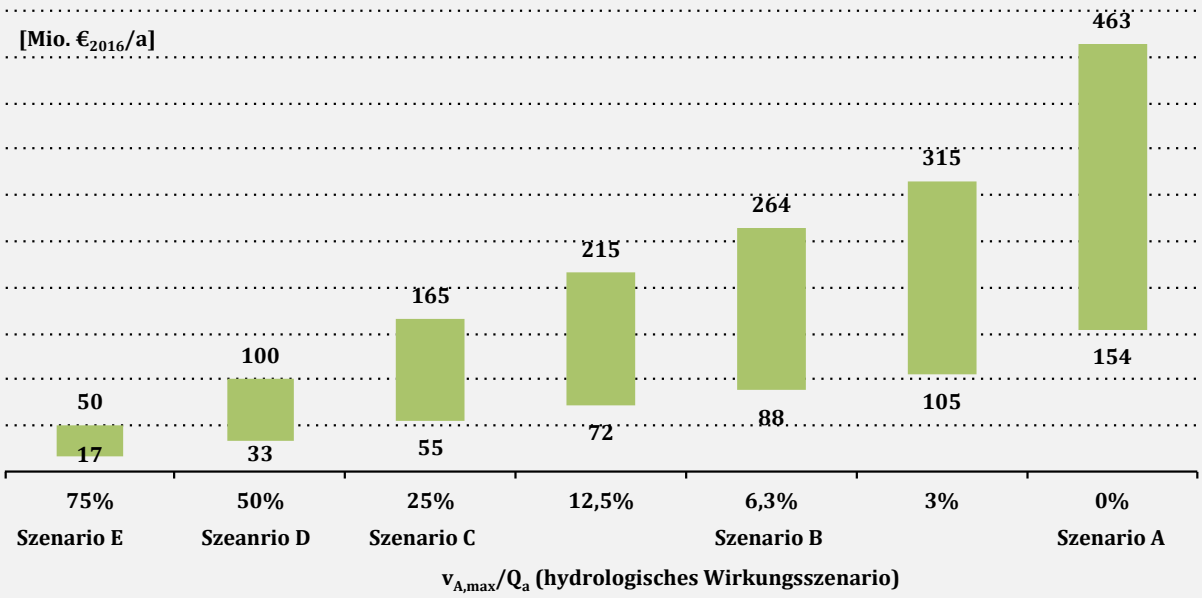
Tabelle 20: Ökonomische Parameter ausgewählter Flexibilitätsoptionen (Geldwert 2016)

		Investitionskosten		Abschreibungsdauer [1]	annuitätische Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	Gesamte Fixkosten	kurzfristige variable Kosten
		(€/kW)	(€/kWh)	(Jahre)	(€/kW/a)	(€/kW/a)	(€/kW/a)	(€/MWh)
Speicherkraftwerk		3.000	10	55	135	15	150	5
Pumpspeicherkraftwerk		1.000	10	55	45	15	60	8[2]
Gasturbinenkraftwerk		500	N/A	25	30	10	40	45 - 90[3]
Gasmotorenkraftwerk		600	N/A	20	45	10	55	35 - 75[3]
GuD-Kraftwerk		800	N/A	30	45	20	65	30 - 60[3]
Biogasanlage (Gasmotor)		4.000	N/A	15	360	400	760	70 - 100
Li-Ion-Batteriespeicher (2 kWh je kW)	2016	150 - 200	500 - 800	6 - 10	140 - 340	10	150 - 350	2[2]
	2030	50 - 100	200 - 400	10- 15	40 - 110	10	50 - 120	2[2]
Lastmanagement[4]		10 - 30	N/A	15	1 - 3	0 - 1	1 - 4	100 - 25.000[5]
Power-to-Heat		200 - 400	N/A	20	15 - 30	5	20 - 35	N/A[6]
Netzersatzanlagen		10 - 20	N/A	15	1 - 2	0	1 - 2	350

[1] Durchschnitt über alle Gewerke, [2] ohne Strombezugskosten, [3] exemplarische Bandbreite bei unterstellter Entwicklung der Gas- und CO_2-Preise von 15 €/MWh_{Hu} bzw. 8 €/t_{CO2} im Jahr 2016 auf 28 €/MWh_{Hu} bzw. 30 €/t_{CO2} im Jahr 2030, [4] Industrie und Gewerbe, [5] Kosten des Lastverzichts, [6] Strombezugskosten bzw. Steuern und Abgaben bei Vermarktung im Regelreservemarkt (in Österreich derzeit ca. 20€/MWh)

Quelle: r2b[7], Umsicht [13], IWES [14], Frontier und swissQuant [15], FCH JU [16], Lazard [17], Buer, T. [18], WEC [19] und BVES [20]

Abb. 25: Summe der langfristigen jährliche Systemkosten durch betriebliche Einschränkungen der Fallbeispiele in Abhängigkeit von hydrologischen Wirkungsszenarios A bis E



Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Bei einer Speicherkraftwerksleistung von rd. 8.000 MW in Österreich und einer durch die Fallbeispiele „abgedeckten“ Engpassleistung von rd. 4.000 MW können die Ergebnisse aus Abb. 25 näherungsweise über den Faktor 2 auf den gesamten Speicherkraftwerkspark in Österreich übertragen werden.

3.3.2 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 spezifischen Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) stellen dabei den über die Nutzungsdauer einer Anlage ermittelten finanzmathematischen Mittelwert der Stromgestehungskosten dar. Hierzu werden die Barwerte aller Ausgaben (Investitionskosten und jährliche Betriebsausgaben) durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt (vgl. u. a. [21]). In einer Metaanalyse hat die deutsche Agentur für Erneuerbare Energien die Ergebnisse verschiedener LCOE-Studien analysiert und eine Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten für u. a. Windenergie und Photovoltaik veröffentlicht. Abb. 26 zeigt die Zusammenfassung dieser Analysen, deren Ergebnisse auch auf Österreich übertragen werden können.

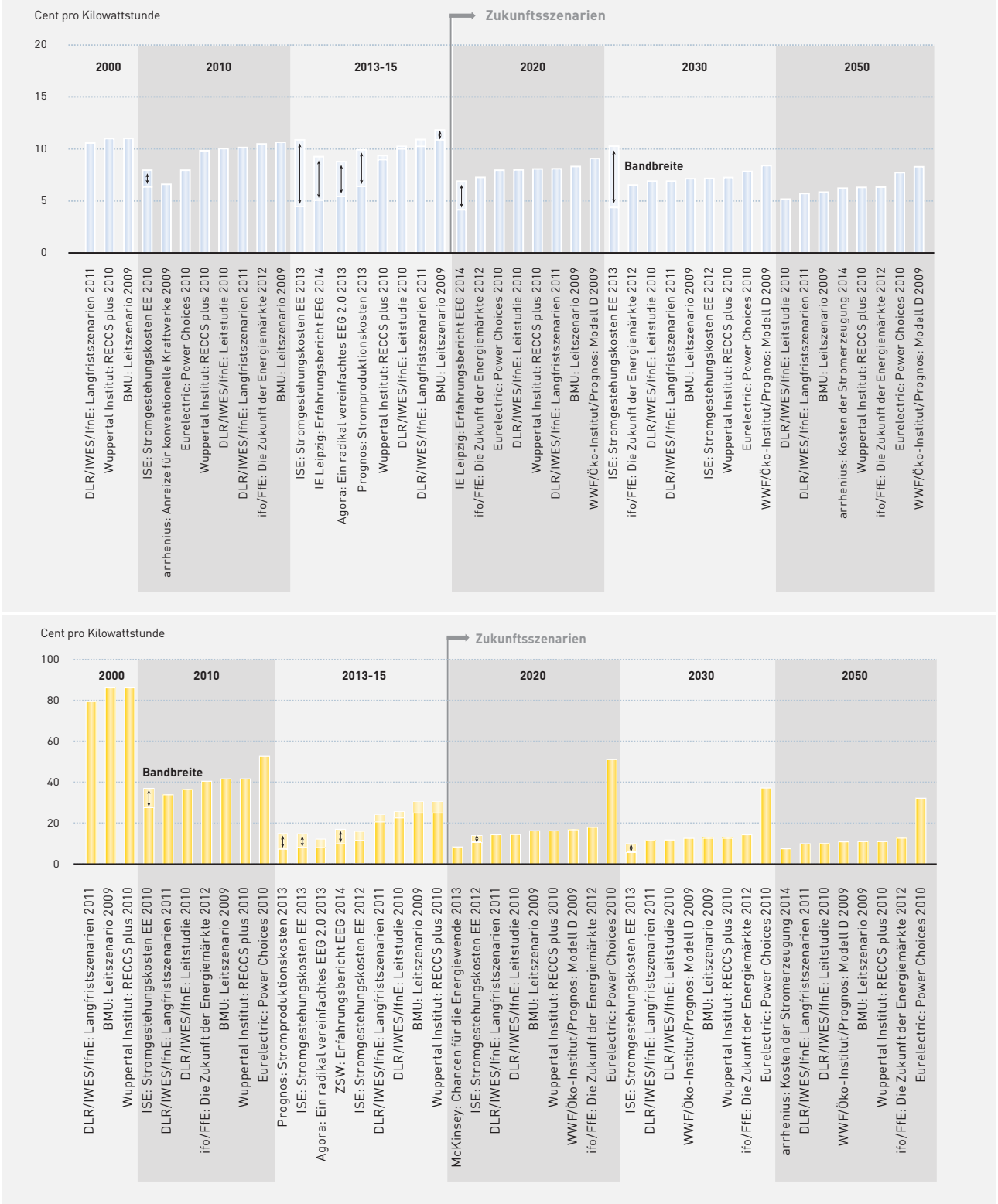
Die Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten für Windenergie und Photovoltaik liegt mittel- und langfristig etwa bei 60 bis 120 €/MWh. Wird diese mit dem Regelarbeitsvermögen der Ausleitungskraftwerke multipliziert, können die jährlichen Systemkosten einer Erzeugung derselben Strommengen in Windkraft- und/oder Photovoltaikanlagen abgeschätzt werden. Tabelle 21 zeigt als Ergebnis dieser Quantifizierung die vermiedenen Systemkosten von Schwallausleitungskraftwerke durch die Vermeidung alternativer Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Tabelle 21: Vermiedene Systemkosten von Schwallausleitungskraftwerke durch Vermeidung alternativer Investitionen in Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Fallbeispiel	Schwallausleitungskraftwerk	Engpassleistung	Regelarbeitsvermögen	Volllaststunden	Vermiedene Systemkosten
		[MW]	[GWh/a]	[h/a]	[Mio. €/a]
Mayrhofen	Rotholz	116	170	1.470	10,2 – 20,4
Außerfragant	Außerfragant	25	101	4.040	6,1 – 12,1
Walgauwerk	Kapf	25	93	3.720	5,6 – 11,2
Langenegg	Lochau	43	116	2.200	7,0 – 13,9

Quelle: Verbund Hydro Power GmbH, KELAG und Illwerke AG (technische Parameter) sowie Österreichischer Wasserkatalog (Bewertungsansatz [4])

Abb. 26: Stromgestehungskosten Windenergie onshore (oben) und Photovoltaik (unten)



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien [22] (reale Kosten im geldwert 2014)

4 Anwendung der Bewertungssystematik auf Fallbeispiele

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellte Systematik zur energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen wird im folgenden Abschnitt auf die im Rahmen des SuREmMa-Projekts berücksichtigten repräsentativen Fallbeispiele angewendet. Da auf Grund der Sensibilität der fallbeispielspezifischen Ergebnisse diese nur in aggregierter Form dargestellt werden können, wird der Bewertungsansatz zusätzlich anhand eines fiktiven Fallbeispiels „durchgespielt". Abschließend erfolgt eine qualitativ-quantitative Zusammenführung und Diskussion der betriebs- und volkswirtschaftlichen sowie systemrelevanten Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen auf Speicherkraftwerke.

4.1 Repräsentative Fallbeispiele

Im Rahmen des SuREmMa-Projekts werden 10 Speicherkraftwerke als Fallbeispiele für die ökologische und energiewirtschaftliche Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen detailliert analysiert und bewertet (vgl. Technischer Bericht B). Tabelle 22 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Parameter der Fallbeispiele sowie die jeweils umsetzbaren Maßnahmen zur Schwalldämpfung. Neben morphologischen Maßnahmen werden die schwalldämpfenden hydrologischen Maßnahmen Schwalldämpfungsbecken, Schwallausleitungskraftwerk und betriebliche Einschränkungen berücksichtigt. Bei den Fallbeispielen mit bestehenden Ausgleichs- bzw. Dämpfungsbecken werden die vorhandenen Volumina für die Bewertung der betriebswirtschaftlichen und systemrelevanten Auswirkungen berücksichtigt, sofern die Becken aus technischer Sicht für eine Schwalldämpfung geeignet sind. Dies trifft jedoch nur auf die Ausgleichsbecken der Fallbeispiele Untere Ill mit Walgauwerk und Bregenzer Ach mit den Kraftwerken Langenegg und Alberschwende sowie dem Fallbeispiel Salzach 2 mit den Kraftwerken Uttendorf I und II zu, da die Becken von Mayrhofen und Gerlos keine verstellbaren Ablassorgane haben und damit kein gezielter schwalldämpfender Betrieb möglich ist. Das Ausgleichsbecken Beschling des Walgauwerkes wird zur Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen gegenüber unterliegenden Kraftwerken jedoch nicht zur Schwalldämpfung bewirtschaftet. Das Ausgleichsbecken Bozenau der Kraftwerke Langenegg und Alberschwende wird bereits heute gemäß behördlicher Auflagen zur Schwalldämpfung genutzt, wobei die aktuellen behördlichen Auflagen vor allem eine Dämpfung der Amplitude aber auch eine Dämpfung des Abflussrückgangs vorsehen. Die Nutzung der bestehenden Becken als Schwalldämpfungsbecken zur Limitierung des Abflussrückgangs würde daher eine Änderung der behördlichen Auflagen oder eine Ablösung der Unterliegerverpflichtungen erfordern.

Insgesamt werden durch die 10 Fallbeispiele Kraftwerke und Kraftwerksgruppen mit einer Engpassleistung von in Summe rd. 4.000 MW erfasst, d. h. knapp die Hälfte der in Österreich installierten Speicherkraftwerkskapazitäten. Von den analysierten Kraftwerken und Kraftwerksgruppen sind knapp 2.600 MW von betrieblichen Einschränkungen am Rückgabepunkt der Fallbeispiele betroffen, wobei die eigentlichen Fallbeispiele in Summe eine Engpassleistung von rd. 1.360 MW haben. Auch bezogen auf das Regelarbeitsvermögen der von den 10 Fallbeispielen erfassten Kraftwerke und Kraftwerksgruppen wird mit rd. 5,4 TWh/a knapp die Hälfte des Regelarbeitsvermögens von 11,2 TWh/a der in Österreich im Jahr 2014 installierten Speicherkraftwerkskapazitäten erfasst. Davon sind in Abhängigkeit vom hydrologischen Wirkungsszenario allerdings „nur" rd. 3,5 bis 4,2 TWh/a von Restriktionen im Abflussrückgang am Rückgabepunkt der Fallbeispiele in den Vorfluter potenziell betroffenen.

Tabelle 22: Wesentliche Parameter der und mögliche Maßnahmen zur Schwalldämpfung bei repräsentativen Fallbeispielen

Fallbeispiel	Einheit	Ziller 1	Ziller 2	Drau 1	Drau 2	Möll	Salzach 1	Salzach 2	Salzach 3	Breg. Ach	Untere Ill
Kraftwerk	-	Mayr-hofen	Gerlos	Amlach	Malta Unter-stufe	Außer-fragant	Wald	Uttendorf I und II	Kaprun	Langenegg und Alber-schwende	Walgau-werk
Gewässer	-	Ziller	Ziller	Drau	Drau	Möll/ Drau	Salzach	Stubache/ Salzach	Kapruner Ache/ Salzach	Bregenzer Ach	Ill
Betreiber	-	VHP	VHP	TIWAG	VHP	KELAG	Salzburg AG	ÖBB-Infrastr. AG	VHP	VIW-VKW	VIW-VKW
Kraftwerkstyp	-	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Jahres-speicher	Jahres-speicher	Tages-speicher	Tages-speicher
Dämpfungsbe-cken[1]	m^3	35.000	25.000	-	-	-	-	11.750	-	160.000	280.000
EPL[2]	MW	355/946	202/227	58	41/907	100/476	23,5	128/208	260	104	86
Mindestleistung	MW	-	-	5	-	-	-	1 - 3	-	24	12
RAV[2]	GWh/a	700/1.217	317/344	219	118/1.005	600	64	357	550	307	356
Ausbauwasser-menge	m^3/s	92	41,5	20	110	23	14,1	27	36,5	70,4	68 /100[3]
Dämpfungs-becken	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nein [3]	ja
Ausleitungs-kraftwerk	-	ja	nein	nein	nein	ja	nein	nein	nein	ja	ja
betriebliche Ein-schränkungen[4]	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja

[1] bestehende Schwalldämpfungs- und Ausgleichsbecken; [2] Kraftwerk bzw. Summe Engpassleistung/Regelarbeitsvermögen aller von schwalldämpfenden Maßnahmen betroffenen Kraftwerken in einer Kraftwerksgruppe; [3] Turbine 68 m^3/s und Rückgabepunkt nach Ausgleichsbecken 100 m^3/s; [3] Kein weiterer Ausbau des bestehenden Beckens möglich (mit dem bestehenden Ausgleichsbecken könnte ein Abflussrückgang von rund 20% je 15 Minuten bezogen auf die maximale Rückgabemenge erreicht werden, wenn die derzeitigen behördliche Auflagen für die Bregenzer Ach nicht fortbestehen und Unterliegerverpflichtungen an der Ill abgelöst werden können); [4] auf Grund anlagenspezifischer Minimalleistungen der Turbinen sind betriebliche Einschränkungen z. T. nur bis zu einer gewissen unteren Grenze des Abflussrückgangs möglich (EPL = Engpassleistung, RAV = Regelarbeitsvermögen)

Quelle: TIWAG Tiroler Wasserkraftwerke AG, illwerke vkw, VERBUND Hydro Power GmbH, ÖBB Infrastruktur AG, KELAG, Salzburg AG

Die verlorene flexible Leistung der Fallbeispiele wird jeweils durch den verantwortlichen Kraftwerksbetreiber für die hydrologischen Wirkungsszenarios A bis F bestimmt und fließt anschließend in die Ableitung der betriebs- und volkswirtschaftlichen sowie systemrelevanten Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen ein. Neben der Quantifizierung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen (d. h. Erlösminderungen für den Kraftwerksbetreiber) werden aus der verlorenen flexiblen Leistung auch die zusätzlichen CO_2-Emissionen im Versorgungssystem sowie die Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen als systemrelevante Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen bestimmt. Die Bewertung erfolgt dabei für die hydrologischen Wirkungsszenarios B bis E, wobei die Ergebnisse für das Szenario B jeweils anhand des fallbeispielspezifischen GW40-Wertes ermittelt werden (B_{GW40}; Bewertungsfaktoren durch Interpolation der Ergebnisse Szenario B* 12,5%, 6,3% und 3% sowie Szenario A). Tabelle 23 zeigt die aggregierte Zusammenfassung die Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für die repräsentativen Fallbeispiele in den hydrologischen Wirkungsszenarios B_{GW40}, C, D und E.

Tabelle 23: Aggregierte Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für repräsentative Fallbeispiele (€$_{2016}$)

Auswirkung	Kriterium	-	Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt des Fallbeispiels			
			E	D	C	B_{GW40}
			75%	50%	25%	∅ 3,1%[1]
Betriebswirtschaftliche Auswirkungen	Annuität betriebliche Einschränkungen	[Mio. €/a]	-11 bis -19	-24 bis -39	-45 bis 71	-129 bis -215
	Annuität Schwalldämpfungsbecken	[Mio. €/a]	-1,3	-1,7	-2,6	(-14,2)[2]
	Annuität Schwallausleitungskraftwerk	[Mio. €/a]	(-13,9)[3]			
	Annuität morphologische Maßnahmen[4]	[Mio. €/a]	-1,0 bis -5,9	-3,3 bis -8,1	-5,9 bis -9,3	-10,3 bis -10,6
Systemrelevante Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen	Zusätzliche CO_2-Emissionen	[Mio. t_{CO2eq}/a]	0,4 bis 0,5	0,7 bis 0,9	1,1 bis 1,5	2,3 bis 3,0
	Verlorene flexible Leistung	[MW]	333	668	1.102	2.211
	Verlorene flexible Erzeugungsmenge	[GWh/a]	22 bis 170	48 bis 331	92 bis 583	719 bis 1.277
	Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen	[Mio. €/a]	17 bis 50	33 bis 100	55 bis 165	111 bis 332
Systemrelevante Auswirkungen Ausleitungskraftwerk	Vermiedene CO_2-Emissionen	[Mio. t_{CO2eq}/a]	0,2[3]			
	Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	[Mio. €/a]	28,8 bis 57,6[3]			

[1] mit der Engpassleistung der Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppe gewichteter mittlerer GW40-Wert; [2] ohne Kraftwerk Mayrhofen; [3] nicht repräsentativ, da nur bei 4 Fallbeispielen möglich; [4] bei Fallbeispiel Bregenzerach mit Kraftwerken Langenegg und Alberschwende keine morphologischen Maßnahmen möglich

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Betriebliche Einschränkungen zeigen im Vergleich zu Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerken nicht nur deutlich höhere betriebswirtschaftliche Auswirkungen, sondern sind in Abhängigkeit vom hydrologischen Wirkungsszenario auch durch stärkere volkswirtschaftliche und systemrelevante Auswirkungen gekennzeichnet. So liegt bspw. im hydrologischen Wirkungsszenario B_{GW40} die verlorene flexible Leistung betrieblicher Einschränkungen bei knapp 2.200 MW oder 56% der insgesamt durch die Fallbeispiele abgedeckten Speicherkraftwerkskapazitäten sowie die verlorene flexible Erzeugungsmenge zwischen 719 und 1.277 GWh/a oder 13 bis 24% des Regelarbeitsvermögens der von den Fallbeispielen erfassten Kraftwerke und Kraftwerksgruppen. Die zusätzlichen CO_2-Emissionen betrieblicher Einschränkungen im Versorgungssystem können im SzenarioB_{GW40} zwischen 2,3 und 3,0 Mio. t_{CO2eq}– dies entspricht etwa 3 bis 4% der gesamtösterreichischen Treibhausgasemissionen – und die Kosten für Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen zwischen 111 und 332 Mio. €/a liegen. Demgegenüber können Schwallausleitungskraftwerke durch die Vermeidung von CO_2-Emissionen im Versorgungssystem sowie die Vermeidung von alternativen Investitionen in erneuerbare Energien zur Erreichung politischer Zielvorgaben einen positiven volkswirtschaftlichen Effekt haben. Bei den in Tabelle 23 dargestellten Ergebnissen systemrelevanter Auswirkungen von Schwallausleitungskraftwerke muss jedoch berücksichtigt werden, dass diese im Vergleich zur Bewertung von betrieblichen Einschränkungen und Schwalldämpfungsbecken nur eingeschränkt repräsentativ bzw. nicht unmittelbar vergleichbar sind, da Ausleitungskraftwerke nur bei 4 Fallbeispielen möglich sind.

4.2 Fiktives Fallbeispiel

Die energiewirtschaftliche Bewertung des fiktiven Fallbeispiels erfolgt nach der gleichen Systematik, wie für die repräsentativen Fallbeispiele. Es wird unterstellt, dass für das fiktive Fallbeispiel mit einer Engpassleistung von 100 MW, einem Regelarbeitsvermögen von 230 GWh/a und einem Ausbaudurchfluss von 25 m^3/s (dies entspricht Jahresvolllaststunden von 2.300 h/a) alle im Rahmen des SuREmMa-Projekts berücksichtigten schwalldämpfenden Maßnahmen umgesetzt und somit energiewirtschaftlich bewertet werden können. Tabelle 24 zeigt die unterstellten Investitions- und Betriebskosten für Schwalldämpfungsbecken sowie die Kosten morphologischer Maßnahmen des fiktiven Fallbeispiels.

Tabelle 24: Bandbreite Investitions- und Betriebskosten Schwalldämpfungsbecken sowie Investitionskosten morphologischer Maßnahmen für fiktives Fallbeispiel (€$_{2016}$)

			Szenario E	Szenario D	Szenario C	Szenario B_{GW40}
Schwalldämpfungsbecken	Beckenvolumen[1]	[m^3]	18.000	26.000	53.000	441.000
	Investitionskosten	[Mio. €]	2,7 bis 3,6	3,1 bis 3,9	3,7 bis 5,3	22,1 bis 30,9
	Betriebskosten	[€/a]	36.000	36.000	37.000	53.000
Morphologische Maßnahmen	Investitionskosten	[Mio. €]	bis 11,6[2]	4,5 bis 12,6	12,6	14,7

[1] inkl. 15% Totraum; [2] für die Untergrenze ist keine Maßnahme sinnvoll

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft, BOKU

Das Schwallausleitungskraftwerk des fiktiven Fallbeispiels hat eine Engpassleistung von 43,5 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 100 GWh/a. Die Investitionskosten liegen in Anlehnung an die mittleren spezifischen Investitionskosten der möglichen Schwallausleitungskraftwerke bei vier repräsentativen Fallbeispielen (2,0 €/kWh) bei 200 Mio. €$_{2016}$. Mit diesen Randbedingungen können die in Tabelle 25 dargestellten Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für das fiktive Fallbeispiel abgeleitet werden. Die Ergebnisse der Bewertung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen zeigen für das fiktive Fallbeispiel ein sehr ähnliches Bild, wie für die repräsentativen Fallbeispiele. Einschränkungen durch eine Änderung der Betriebsweise führen insgesamt zu einer deutlich höheren Kostenbelastung für den (fiktiven) Kraftwerksbetreiber als ein Schwalldämpfungsbecken. Schwallausleitungskraftwerke können bei stärkeren Beschränkungen des Abflussrückgangs ggü. betrieblichen Einschränkungen einen Kostenvorteil haben, ggü. Dämpfungsbecken in der Regel jedoch erst bei sehr starken Beschränkungen des Abflussrückgangs.

Durch den Vergleich der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen können diese zwar relativ zueinander gereiht werden, die Ergebnisse liefern jedoch noch keine absolute Einordnung. Um die Größenordnungen der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen besser einordnen zu können, werden im Folgenden die Kosten schwalldämpfender Maßnahmen exemplarisch für das fiktive Fallbeispiel auf die Umsatzerlöse im uneingeschränkten Betrieb bezogen. Die Umsatzerlöse geben allerdings keine Information über den Gewinn des Speicherkraftwerkes beziehungsweise des Speicherkraftwerksbetreibers, da sie lediglich die Erlöse am Day-Ahead-Markt sowie im Intraday- und Regelenergiemarkt ohne Abzug von u.a. Betriebs- und Wartungskosten, Kosten für Reinvestitionen, System- und Netzverlustentgelte sowie Kapitalkosten umfassen. Die mittleren annuitätischen Umsatzerlöse des fiktiven Fallbeispiels liegen in einer Bandbreite zwischen 17,7 und 23,7 Mio. €/a.

Dementsprechend spiegeln die Umsatzerlöse keine Gewinne wider und sollten auch nicht als solche missinterpretiert werden. Tabelle 26 zeigt die Ergebnisse dieser Bewertung.

Tabelle 25: Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für fiktives Fallbeispiel (€$_{2016}$)

Auswirkung	Kriterium	-	Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt des Fallbeispiels			
			E	D	C	B_{GW40}
			75%	50%	25%	3,0%
Betriebswirtschaftliche Auswirkungen	Annuität betriebliche Einschränkungen	[Mio. €/a]	-0,85 bis -1,40	-1,75 bis -2,85	-3,00 bis -4,65	-5,24 bis -7,76
	Annuität Schwalldämpfungsbecken	[Mio. €/a]	-0,12 bis -0,16	-0,14 bis -0,17	-0,16 bis -0,22	-0,85 bis -1,18
	Annuität Schwallausleitungskraftwerk	[Mio. €/a]	-3,0			
	Annuität morphologische Maßnahmen	[Mio. €/a]	bis -0,43	-0,17 bis -0,47	-0,47	-0,54
System-relevante Auswirkungen betr. Einschränkungen	Zusätzliche CO_2-Emissionen	[kt_{CO2eq}/a]	26 bis 43	52 bis 68	78 bis 102	101 bis 132
	Verlorene flexible Leistung	[MW]	25	50	75	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
	Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen	[Mio. €/a]	1,3 bis 3,8	2,5 bis 7,5	3,8 bis 11,3	4,9 bis 14,6
System-relevante Auswirkungen ALKW	Vermiedene CO_2-Emissionen	[kt_{CO2eq}/a]	49,4			
	Vermiedene Kosten alternativer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	[Mio. €/a]	5,0 bis 10,0			

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft (ALKW = Ausleitungskraftwerke)

Tabelle 26: Relativer Rückgang der Umsatzerlöse im Vergleich zum uneingeschränkten Betrieb des fiktiven Speicherkraftwerks

	Hydrologisches Wirkungsszenario / maximaler Abflussrückgang am Rückgabepunkt			
	E	D	C	B_{GW40}
	75%	50%	25%	3%
Betriebliche Einschränkungen	4,8% bis 5,9%	9,9% bis 12,0%	17,0% bis 19,6%	29,7% bis 32,7%
Schwalldämpfungsbecken	0,5% bis 0,9%	0,6% bis 1,0%	0,7% bis 1,2%	3,6% bis 6,7%
Schwallausleitungskraftwerk	12,6% bis 17,0%			

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

Der Rückgang der Umsatzerlöse betrieblicher Einschränkungen liegt bereits im Szenario E bei bis zu 6% der Umsatzerlöse im uneingeschränkten Betrieb des fiktiven Fallbeispiels und kann im Szenario B_{GW40} auf mehr als 30% steigen. Für Schwalldämpfungsbecken liegt der Rückgang der Umsatzerlöse im Szenario E zwar noch knapp

unter 1%, dieser kann im Szenario B_{GW40} jedoch schon fast 7% betragen. Demgegenüber liegt der Rückgang der Umsatzerlöse für ein Schwallausleitungskraftwerk unabhängig vom hydrologischen Wirkungsszenario bei bis zu 17% der Umsatzerlöse im uneingeschränkten Betrieb.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass im Rahmen der SuREmMa-Studie lediglich die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen im Hinblick auf die Reduktion von Schwallbelastungen bewertet werden. Weitere kostenrelevante Maßnahmen (bspw. Dotierwasser, Fischwanderhilfen etc.), die zur Erreichung des guten ökologischen Potentials ggf. erforderlich sind, sind im Rahmen der Verhältnismäßigkeit ökologischer Maßnahmen ergänzend zu berücksichtigen.

4.3 Qualitativ-quantitative Zusammenführung der Bewertungsergebnisse

Die Entwicklung und Anwendung der Bewertungssystematik für repräsentative Fallbeispiele hat gezeigt, dass die Ergebnisse der Bewertung von Maßnahmen zur Schwalldämpfung von Speicherkraftwerken stark von standortabhängigen Faktoren abhängig sind. Da mit den Fallbeispielen in Summe knapp 50% der österreichischen Speicherkraftwerksleistung abgedeckt werden, stellen die Ergebnisse jedoch nicht nur die „Betroffenheit" der einzelnen Fallbeispiele dar, sondern es können auch allgemein gültige Aussagen in Bezug auf die systemrelevanten, volks- und betriebswirtschaftlichen Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen in Form von einer „Toolbox" abgeleitet werden. Hierzu werden die Ergebnisse der Bewertung der einzelnen Maßnahmen in eine zusammenfassende fünfstufige qualitativ-quantitativen Matrix übergeführt. Da die Auswirkungen schwalldämpfender Maßnahmen aus betriebswirtschaftlicher aber aus systemrelevanter Sicht insgesamt tendenziell negativ sind, wird zur besseren Differenzierung der negativen Effekte die Matrix nicht symmetrisch, sondern mit einer negativen „Schiefe" aufgebaut. Tabelle 27 zeigt die qualitativ-quantitative Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für die hydrologische Wirkungsszenarios B bis E. Die Tabelle kann auch als Zusammenfassung der energiewirtschaftlichen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für Speicherkraftwerke in Österreich interpretiert werden, wobei noch einmal hervorzuheben ist, dass die Ergebnisse der Bewertung der repräsentativen Fallbeispiele in diese Zusammenfassung eingeflossen sind.

- **Schwalldämpfungsbecken:** Schwalldämpfungsbecken haben keine systemrelevanten Auswirkungen, da mit ihnen der Betrieb eines Speicherkraftwerks weiterhin uneingeschränkt möglich ist. Allerdings erfordern sehr starke Restriktionen des Abflussrückgangs (Szenario B) sehr große Dämpfungsbecken, die einen deutlichen Eingriff in das Landschaftsbild und einen hohen Flächenverbrauch nach sich ziehen. Daher werden Schwalldämpfungsbecken im Szenario B mit einer negativen volkswirtschaftlichen bzw. systemrelevanten Auswirkung bewertet. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht führen Schwalldämpfungsbecken in Abhängigkeit vom zulässigen Abflussrückgang und der notwendigen Beckengröße zu einer Kostenbelastung für die Kraftwerksbetreiber und damit zu „negativen" bis „stark negativen" betriebswirtschaftlichen Auswirkungen.
- **Schwallausleitungskraftwerke:** Schwallausleitungskraftwerke haben eine „positive" volkswirtschaftliche bzw. systemrelevante Auswirkung, da diese die CO_2-Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark reduzieren, zusätzliche gesicherte Leistung und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitstellen sowie alternative Investitionen in erneuerbare Energien zur Erreichung der politischen Zielvorgaben vermeiden. Die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen von Schwallausleitungskraftwerken zeigen demgegenüber in Abhängigkeit von der standortabhängigen Kostenstruktur eine relativ

große Bandbreite von „neutral“ (in Ausnahmenfällen) bis „negativ“. Gegenüber Schwalldämpfungsbecken können diese daher betriebswirtschaftliche Vor- oder Nachteile zeigen.

Tabelle 27: Qualitativ-quantitative Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen für hydrologische Wirkungsszenarios B bis E

Szenario	Maßnahme	Systemrelevante bzw. volkswirtschaftliche Auswirkungen					Betriebswirtschaftliche Auswirkungen				
		+	o	-	--	---	+	o	-	--	---
E (75%)	Betriebliche Einschränkung		■	■					■	■	
	Dämpfungsbecken		■						■		
	Ausleitungskraftwerk	■						■	■	■	
	Morphologische Maßnahmen		■						■		
D (50%)	Betriebliche Einschränkung			■						■	
	Dämpfungsbecken		■						■		
	Ausleitungskraftwerk	■						■	■	■	
	Morphologische Maßnahmen		■						■		
C (25%)	Betriebliche Einschränkung			■	■					■	■
	Dämpfungsbecken		■						■		
	Ausleitungskraftwerk	■						■	■	■	
	Morphologische Maßnahmen		■						■	■	
B (∅3,1%)*	Betriebliche Einschränkung					■					■
	Dämpfungsbecken		■	■					■	■	
	Ausleitungskraftwerk	■						■	■	■	
	Morphologische Maßnahmen		■						■	■	

Bewertungsschema: „+“ positiv; „o“ neutral; „-“ negativ; „--“ sehr negativ; „---“ stark negativ;
* RAV-gewichteter Mittelwert der Fallbeispiele

Quelle: SuREmMa Projektgruppe Energiewirtschaft

- **Betriebliche Einschränkungen:** Betriebliche Einschränkungen sind sowohl aus volkswirtschaftlicher bzw. systemrelevanter als auch betriebswirtschaftlicher Sicht durch „sehr negative“ bis „stark negative“ Auswirkungen gekennzeichnet, wobei die negativen Effekte mit zunehmender Einschränkung der betrieblichen Freiheitsgrade stärker werden. Aus Systemsicht führen betriebliche Einschränkungen zu einer tendenziellen Erhöhung der CO_2-Emissionen, zu einem Verlust an flexibler Leistung und Erzeugungsmenge, zu einer Gefährdung der sicheren Bahnstromversorgung sowie zu langfristig höheren Kosten im Versorgungssystem. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht können betriebliche Einschränkungen zu einer weitgehenden Entwertung von Speicherkraftwerken führen und zeigen im Vergleich zu Schwalldämpfungsbecken und Schwallausleitungskraftwerken sowie morphologischen Maßnahmen die mit Abstand größten negativen Effekte. Lediglich in hydrologischen Wirkungsszenarios mit vergleichsweise geringen Restriktionen (Szenario E und in Ausnahmen Szenario D) können bei günstigen Standortbedingungen die Kosten von Schwalldämpfungsbecken

und/oder Schwallausleitungskraftwerken sowie morphologischen Maßnahmen über den Kosten betrieblicher Einschränkungen liegen.

- **Morphologische Maßnahmen:** Morphologische Maßnahmen haben keine systemrelevanten Auswirkungen, da mit ihnen der Betrieb eines Speicherkraftwerks weiterhin uneingeschränkt möglich ist. Die Umsetzung morphologischer Maßnahmen führt zu einer Kostenbelastung in einer ähnlichen Größenordnung wie Schwalldämpfungsbecken und damit zu „negativen" betriebswirtschaftlichen Auswirkungen. In Ausnahmefällen können morphologische Maßnahmen auch „sehr negative" Auswirkungen zeigen. Die konkrete Kostentragung morphologischer Maßnahmen ist jedoch für den Einzelfall zu klären. Im Weiteren ist im Zusammenhang mit der Bewertung morphologischer Maßnahmen anzumerken, dass diese im Allgemeinen nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zu hydrologischen Maßnahmen zu sehen sind.

5 Literatur

[1] ewiEnergyResearch & Scenarios: Strompreisprojektionen für das Marktgebiet DE-AT bis 2050. Analyse im Auftrag der alpS GmbH für das Projekt SuREmMa, Köln, April 2016.

[2] 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.

[3] Widmann, W.: Schwallreduzierung durch Zwischenbecken bei Speicherkraftwerken. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft Heft 3-4, März/April 2008.

[4] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: Österreichischer Wasserkatalog Wasser schützen – Wasser nutzen Kriterien zur Beurteilung einer nachhaltigen Wasserkraftnutzung, 2012.

[5] GEMIS: Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, verfügbar unter http://iinas.org/gemis-de.html.

[6] Kaltschmitt, M.; Streicher, W. (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich. Springer Vieweg, 2009.

[7] r2b energy consulting: Endbericht Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Köln 2014.

[8] enervis energy advisors GmbH: Der „ideale Kraftwerkspark der Zukunft. Studie im Auftrag der Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG, Berlin, 2014.

[9] Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, 2014.

[10] Bucksteeg, M. et al.: Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien (DESIRE Studie). Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Diusburg Essen, Endbericht Stand 24.10.2014.

[11] Schlesinger M. et. al: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie von Prognose, EWI und GWS im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, 2014.

[12] Nitsch, J.: Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Stuttgart, 2014.

[13] Fraunhofer Umsicht: Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Oberhausen, 2014.

[14] Fraunhofer IWES: Roadmap Speicher. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Kassel 2014.

[15] Frontier und swissQuant: Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE), Bern 2013.

[16] Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (Hrsg.): Commercialisation of Energy Storage in Europe, Brüssel 2015.

[17] Lazard (Hrsg.): Lazard's Levelized Costs of Energy Storage Analysis - Version 1. New York, 2015

[18] Buer, T.: Optimising the Uprading Process of Biogas. Vortrag im Rahmen des Global Biomethane Congress 2012, Brüssel.

[19] World Energy Council (Hrsg.): World Energy Resources - E-storage: Shifting from cost to value, Wind and solar applications. London, 2016.

[20] Bundesverband Energiespeicher: Speichertechnologie Steckbrief Li-Ionen Stromspeicher, Stand Jänner 2016.

[21] Kost, C. et al: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Version: November 2013), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013.

[22] Agentur für Erneuerbare Energien: Metaanalyse zu Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien (verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/stromgestehungskosten-und-die-kosten-der-energiewende.html), 2014.