

D13 Speicherseen und Hochwasserrückhalt

Machbarkeitsstudie



Speichersee Zervreila

Impressum

Autoren

Firma

Hunziker, Zarn & Partner AG

Hydrologie Software Consulting

Geschäftsstelle Verband Bündner Elektrizitätsversorgungsunternehmen (VBE)

Amt der Vorarlberger Landesregierung,
Abteilung Wirtschaftsrecht

Personen

Benno Zarn, Dr. sc. Tech. Dipl. Bau-Ing. ETH, ME

Jörg Schulla, Dr. sc. nat.

Christian Schreiber, Dr. jur. Rechtsanwalt

Walter Sandholzer, Dr. jur.

Dokumentbezeichnung und Version

Dokument A-871 D13 Speicherseen und Hochwasserrückhalt V1.0.docx

Datum

Nr.

Status / Änderungen Bezeichnung

| | | |
|-------------------|-----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 11. Juli 2017 | 0.1 | Entwurf Kapitel 1 bis 4 |
| 13. August 2017 | 0.2 | Entwurf Kapitel 1 bis 4 mit Rückmeldungen Jörg Schulla und Hans-Peter Wächter |
| 31. Oktober 2017 | 1.0 | Ergänzt mit den Stellungnahmen der Mitglieder der Projektgruppen Energie und Flussbau zu den Kapiteln 2 bis 4, den Beiträgen von Christian Schreiber und Walter Sandholzer (Kapitel 5) und dem Fazit (Kapitel 6) |
| 06. November 2017 | 1.1 | Einarbeitung verschiedener Präzisierungen, Schlussversion |

Auftraggeber

Internationale Regierungskommission Alpenrhein IRKA, vertreten durch
Amt für Energie und Verkehr Graubünden, Rohanstrasse 5, 7000 Chur
Kontaktperson: Erich Büsser, 081 257 36 21, erich.buesser@aev.gr.ch

Auftragnehmer

Hunziker, Zarn & Partner AG, Gassa Sutò 43a, CH-7013 Domat/Ems, UID CHE-324.988.824 HR
Kontaktperson: Benno Zarn, 081 630 36 18, benno.zarn@hzp.ch

Zusammenfassung

Ausgangslage

Im Einzugsgebiet des Alpenrheins hat es zahlreiche grosse Speicherseen mit einem Nutzvolumen von rund 730 Mio. m³. Der Abfluss aus bis zu 15% des Einzugsgebiets fliesst direkt in diese Speicherseen oder kann über Fassungen und Stollensysteme zugeleitet werden. Deshalb können die Speicherseen die Abflussspitze der Hochwasser im Alpenrhein reduzieren. Weil der Füllungsgrad im Jahresverlauf klima- bzw. produktionsbedingt variiert, ist die dämpfende Wirkung bei Hochwasser nicht garantiert. Im Frühling ist der Seestand in der Regel minimal und die Dämpfungswirkung maximal, im Herbst ist es gerade umgekehrt. Zur Verbesserung der Hochwasser-sicherheit im Einzugsgebiet des Alpenrheins soll deshalb die mögliche Nutzung der Speicherseen geprüft werden. Im Vordergrund steht dabei eine Vorabsenkung bei grossem Füllungsgrad der Speicherseen zur Maximierung des Rückhalteraums bei seltenen Ereignissen.

Grundlagen

Die durchgeführten Abklärungen basieren im Wesentlichen

- auf den Kenndaten der Kraftwerksanlagen, welche im IRKA-Projekt A1 Hydrologie Alpenrhein systematisch erhoben wurden,
- dem Abflussprognosemodell des Bundesamts für Umwelt (BAFU), in welchem diese Kenndaten implementiert sind und seit 2014 für die Hochwasserprognose am Alpenrhein verfügbar ist
- sowie den Szenarien, welche für die Notfallplanung entwickelt wurden.

Inhalt/Methodik

Die Auswirkungen der Speicherseen auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein wird mit Hilfe von beobachteten Ereignissen vor und nach der Inbetriebnahme dieser Anlagen sowie mit Simulationen mit dem Abflussprognosemodell mit und ohne Speicherseen für ein nord- und ein südzentriertes Niederschlagsereignis dargelegt. Um diese Resultate einordnen zu können, beginnt der Bericht mit einer Übersicht über die massgebenden Wetterlagen für Hochwasser, die Hochwasserabflüsse und die Abflusskapazität des Alpenrheins, gibt anschliessend einen Überblick über die Auswirkung von Seen und Stauseen auf eine Hochwasserwelle sowie über die grossen Speicherseen im Einzugsgebiet des Alpenrheins. Schliesslich werden die mögliche Bewirtschaftung der Speicherseen im Hinblick auf eine maximale Dämpfung der Abflussspitze von seltenen Hochwasserereignissen diskutiert und mit einfachen Mittelwertbetrachtungen die möglichen Auswirkungen auf die Energieproduktion aufgezeigt. Zudem wird in einem separaten Kapitel auf die rechtlichen Aspekte der Wasserkraftnutzung im Vorarlberg und in den Kantonen St.Gallen und Graubünden eingegangen.

Resultate

Die mit dem Abflussprognosemodell untersuchten Szenarien liegen im Bereich eines HQ₁₀₀ bis HQ₃₀₀. Die maximale Dämpfungswirkung resultiert bei einem Füllungsgrad der Stauseen von 70% oder weniger und bei südzentrierten Ereignissen. Sie liegt bei

rund 450 m³/s für den ganzen Alpenrhein zwischen Reichenau und Bodensee. Das entspricht 20% bis 17% der HQ₁₀₀- bzw. 17% bis 10% der HQ₃₀₀-Abflussspitze. Für das Hochwasser vom Juli 1987 kann eine Dämpfungswirkung in diesem Ausmass nachgewiesen werden. Bei nordzentrierten Ereignissen ist die Wirkung geringer, weil in den Einzugsgebieten mit den höchsten Niederschlagsintensitäten die Anzahl der grossen Speicherseen kleiner ist als in den Einzugsgebieten, in welchen bei den südzentrierten Ereignissen die Niederschlagsintensitäten maximal sind. Bei nordzentrierten Ereignissen kann mit einer maximalen Abflussreduktion von rund 170 m³/s (8% und 7%) bei Reichenau gerechnet werden, mit 120 m³/s oberhalb der Illmündung (5% bis 3%) sowie mit 270 m³/s (9% bis 6%) im untersten Abschnitt zwischen der Illmündung und dem Bodensee. Die Werte in Klammern entsprechen der Reduktion der HQ₁₀₀- und der HQ₃₀₀-Abflussspitze. Liegt der Niederschlagsschwerpunkt ausserhalb der Einzugsgebiete der grossen Speicherseen oder sind die Ereignisse grösser als die Szenarien, welche zu einem HQ₁₀₀ bis HQ₃₀₀ führen, so kann die dämpfende Wirkung der grossen Speicherseen kleiner sein, als aus den untersuchten Szenarien resultiert.

Der Füllungsgrade der Speicherseen steigt in der Regel ab Mitte Juni/Juli auf über 70%. Von den über 110 beobachteten Jahresmaxima im Alpenrhein oberhalb des Bodensees entfallen 35% auf die Periode mit einem Füllungsgrad von unter 70% und die Dämpfungswirkung ist maximal. Bei den restlichen 65% der Jahresmaxima ist die Dämpfungswirkung der Speicherseen immer noch vorhanden, aber nicht mehr zwingend optimal.

Die maximale Dämpfungswirkung kann garantiert werden, wenn in den Speicherseen der Füllungsgrad dauerhaft 70% nicht überschreitet. Dies würde im Winterhalbjahr zu einem Produktionsausfall von bis zu 600 Mio. kWh elektrischer Energie und einer stark eingeschränkten Flexibilität der Anlagen führen, was im Widerspruch zur Energiestrategie der Anrainerstaaten des Alpenrheins steht. Diese negativen Aspekte können theoretisch reduziert werden, wenn die Bereitstellung von Rückhaltevolumen auf Perioden begrenzt wird, für welche sich grosse Hochwasserereignisse abzeichnen. Dazu müsste der Seespiegel in den Speicherseen bei Füllungsgraden über 70% rechtzeitig abgesenkt werden können. Um dies zu erreichen, sind ausreichend genaue Abflussprognosen über einen Zeitraum von mindestens 4 bis 6 Tage und mehr erforderlich. Die heutigen Instrumente, mit denen Niederschlag und Abflüsse prognostiziert werden, sind dafür zu ungenau und eignen sich deshalb nicht.

rechtliche Aspekte

Ohne einvernehmliche Lösung mit den Kraftwerksbetreibern ist eine Einbindung der grossen Speicherseen in den Hochwasserschutz des Alpenrheins über die bereits vorhandene Wirkung hinaus nicht möglich. Bei neuen Anlagen oder bei einer Konzessionserneuerung kann die Behörde in der Schweiz, welche die Konzession erteilt, Auflagen machen, wobei die Auflagen im öffentlichen Interesse und insgesamt verhältnismässig sein müssen. In Graubünden sind es die Gemeinden und in St. Gallen ist es der Kanton. In Österreich sind Eingriffe in bestehende Rechte und beschränkende

Auflagen bei Neuerteilungen von Bewilligungen nur denkbar, wenn eine Anlage an sich zu einer Gefährdung öffentlicher Interessen führen würde, nicht aber zur Nutzbarmachung der Anlage bei Hochwassergefahr. In Vorarlberg ist dafür abhängig von der Leistung der Anlage die Bezirkshauptmannschaft, der Landeshauptmann oder der Bundesminister zuständig. Lösungen auf vertraglicher Basis sind immer möglich. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Leistungen zugunsten der Hochwassersicherheit eine Entschädigung nach sich ziehen. Bei einer Lösung mit einer Vorabsenkung ist eine Organisation erforderlich, welche weitreichende Entscheidungsbefugnisse hat und es stellen sich auch Haftungsfragen.

Fazit/Empfehlung

Die Aufgabe der Bewirtschafter der grossen Speicherseen ist die Optimierung der Energieproduktion, das heisst möglichst viel Wasser auf die Turbinen zu leiten und die Abgabe von Wasser über die Hochwasserentlastung oder den Grundablass zu minimieren. Deshalb werden die Speicherseen bereits heute, mit einer Einschränkung, im Sinne der Hochwasserdämpfung betrieben. Im Herbst wird ein hoher Seestand für die Energieproduktion im Winter angestrebt. Dies führt dazu, dass bei grossen Hochwasserereignissen die Speicherseen die Abflussspitzen grob geschätzt in rund 7 bis 8 von 10 Fällen maximal dämpfen. Von dieser «Sowieso-Wirkung» soll möglichst profitiert werden. Weitergehenden Massnahmen beziehungsweise vertiefte Abklärungen werden derzeit nicht empfohlen. Stehen dereinst verbesserte Prognoseinstrumente zur Verfügung, kann die Optimierung der Hochwasserdämpfung durch Vorabsenkung der grossen Speicherseen wieder geprüft werden.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 | Einleitung | 8 |
| 1.1 | Projektadministration | 8 |
| 1.2 | Projektgrundlagen..... | 9 |
| 1.3 | Methodik | 11 |
| 2 | Hochwasserabflüsse im Alpenrhein | 13 |
| 2.1 | Nord- und südzentriertes Niederschlagsereignis | 13 |
| 2.2 | Hochwasserabflüsse HQ ₁₀₀ und seltener..... | 14 |
| 2.3 | Abflusskapazität..... | 15 |
| 3 | Übersicht Speicherseen und Auswirkung auf Hochwasser | 17 |
| 3.1 | Auswirkung von Seen auf Hochwasserabflüsse | 17 |
| 3.2 | Speicherseen – Definitionen und Auswirkungen auf Hochwasser | 18 |
| 3.3 | Speicherseen und Zentralen im Einzugsgebiet des Alpenrheins | 20 |
| 3.4 | Direkte und indirekte Einzugsgebiete der Speicherseen..... | 25 |
| 3.5 | Auswirkungen der Speicherseen auf das Abflussregime | 26 |
| 3.5.1 | Umlagerung Sommerabflüsse in den Winter | 26 |
| 3.5.2 | Beobachtete Jahresmaxima | 27 |
| 3.5.3 | Untersuchungen Hauptstudie Hydrologie Alpenrhein | 31 |
| 3.5.4 | Abstellung der Turbinen bei Hochwasser im Alpenrhein | 32 |
| 3.5.5 | Permanent verfügbares Rückhaltevolumen..... | 34 |
| 3.5.6 | Vorabsenkung von Füllungsgrad 100% auf 70%..... | 34 |
| 3.5.7 | Wasserwirtschaftliche Aspekte | 36 |
| 3.5.8 | Lokaler Hochwasserschutz..... | 38 |
| 4 | Füllungsgrad der Speicherseen und Hochwasserabfluss | 39 |
| 4.1 | Abflussprognosemodell WaSiM-ETH-Alpenrhein..... | 39 |
| 4.2 | Szenarien - Handbuch | 41 |
| 4.3 | Einfluss Füllungsgrad der Speicherseen..... | 42 |
| 5 | Rechtliche Aspekte | 46 |
| 5.1 | Ausgangslage | 46 |
| 5.2 | St.Gallen und Graubünden (Beitrag von Dr. Christian Schreiber)..... | 47 |
| 5.2.1 | Rechtliche Grundlagen Hochwasserschutz | 47 |
| 5.2.2 | bestehende wohlerworbene Rechte | 47 |
| 5.2.3 | Schutz der sogenannten Polizeigüter | 49 |
| 5.2.4 | Entschädigung..... | 50 |
| 5.2.5 | Neukonzessionierung | 51 |

| | | |
|----------|----------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.2.6 | Haftung | 52 |
| 5.3 | Vorarlberg bzw. Österreich (Beitrag von Dr. Walter Sandholzer) | 54 |
| 5.3.1 | Rechtsgrundlage | 54 |
| 5.3.2 | Zuständigkeiten | 54 |
| 5.3.3 | Wasserrechtliche Bewilligung | 54 |
| 5.3.4 | Eingriffe in bestehende Rechte | 54 |
| 5.3.5 | Anwendung des § 21a für die Bewirtschaftung von Speichers | 55 |
| 5.3.6 | Einstweilige Verfügungen | 56 |
| 6 | Fazit | 57 |
| 6.1 | Übersicht | 57 |
| 6.2 | Empfehlung | 60 |

Anhang

| | | |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Anhang 1 | Übersicht Kraftwerksanlagen (aus /1/) | 63 |
| Anhang 2 | Situation Anlagen Kraftwerke Hinterrhein (aus /16/) | 64 |
| Anhang 3 | Niederschlagsverteilung Basisszenarien und untersuchte Szenarien B und G | 65 |
| Anhang 4 | Auswirkungen von Speicherseen auf den HW-Rückhalt im Alpenrheingebiet; Ergebnisbericht über die modellierten Szenarien mit dem Abflussprognosemodell; Stand 23. Juni 2017 | 67 |
| Anhang 5 | Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz, Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats 12.4271 Darbellay vom 12.13.2012; Auszug Kapitel 5.3.1 | 68 |

1 Einleitung

1.1 Projektadministration

Ausgangslage

Im Einzugsgebiet des Alpenrheins hat es zahlreiche grosse Speicherseen. Sie wurden mehrheitlich zwischen 1950 und 1970 gebaut, vorwiegend im südlichen Teil des Einzugsgebiets. Das Nutzvolumen aller Speicherseen im Einzugsgebiet oberhalb der Rheinmündung in den Bodensee liegt bei über 750 Mio. m³. Davon entfallen mehr als 500 Mio. m³ auf das Einzugsgebiet oberhalb von Reichenau. Der Abfluss aus 12 bis 15% des Rheineinzugsgebietes kann direkt oder über Fassungen und Zuleitungen in die Speicherseen geleitet werden. Untersuchungen über den Einfluss der Speicherseen auf den Hochwasserabfluss am Beispiel des Ereignisses vom Juli 1987 zeigen, dass dieser markant beeinflusst sein kann. Weil der Füllungsgrad der Speicherseen bei diesem Hochwasser relativ gering war, wurde durch den Wasserrückhalt der Hochwasserabfluss im Alpenrhein um rund 450 m³/s gedämpft. Bei Hochwasser im Herbst, wie z.B. im September 1927, ist der Rückhalt wesentlich kleiner, weil der Füllungsgrad der Speicherseen in dieser Jahreszeit in der Regel gross ist.

An der 35. Sitzung der Internationalen Regierungskommission Alpenrhein vom 13. November 2014 wurde der Antrag gestellt, zur Verbesserung der Hochwassersicherheit im Einzugsgebiet des Alpenrheins die mögliche Nutzung der Speicherseen für den Hochwasserrückhalt zu prüfen. Im Vordergrund steht dabei eine Vorabsenkung bei hohem Füllungsgrad der Speicherseen zur Erhöhung des Rückhalterums bei seltenen Ereignissen mit Hilfe des bestehenden regionalen Abflussprognosemodells.

Ziel und Abgrenzung

Die technischen Möglichkeiten von Vorabsenkungen und deren Auswirkungen auf die Hochwasserabflüsse im Alpenrhein und möglichst auch in den Gewässern unterhalb der betroffenen Speicherseen sollen möglichst mit einfach verfügbaren Grundlagen auf Stufe Machbarkeit / Zweckmässigkeit überprüft werden. Gleichzeitig sollen mögliche Zuständigkeiten, die rechtlichen Voraussetzungen, Haftungs- und allfällige Entschädigungsfragen geprüft werden. Detailabklärungen z.B. für einzelne Speicherseen, die Auswirkungen auf die Einzugsgebiete zwischen den Speicherseen und dem Alpenrhein oder eine zweckmässige Organisationsform werden vorerst nicht abgeklärt. Eine solche Vertiefung ist erst notwendig und zweckmässig, wenn eine Vorabsenkung der Speicherseen sich für die Hochwasserreduktion im Alpenrhein als grundsätzlich machbar und zielführend erweist.

Auftrag

Das Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubünden beauftragte die Hunziker, Zarn & Partner AG in Vertretung der Projektgruppe Energie der Internationalen Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) im Oktober 2016 mit den notwendigen Abklärungen. Für die Bearbeitung wurden verschiedene Fachspezialisten beigezogen. Sie sind aus der Projektorganisation ersichtlich.

Projektorganisation

Die Projektleitung liegt bei Erich Büsser, dem Vorsitzenden der Projektgruppe Energie. Das Projektteam besteht aus den Mitgliedern der Projektgruppen Energie und Flussbau (Tab. 1).

Tab. 1: Projektorganisation

| | | |
|--------------------------|--------------------------------------------------|------------------------|
| Projektleiter | Erich Büsser, Vorsitzender Projektgruppe Energie | |
| Projektteam | Gruppe Energie | Gruppe Flussbau |
| St. Gallen | Urs Arnold | Daniel Dietsche |
| Vorarlberg | Peter Matt | Dieter Vondrak |
| Fürstentum Liechtenstein | Jürg Senn | Emanuel Banzer |
| Graubünden | Peter Müller | Marcel Roth |
| IRR | | Markus Mähr |

Die Projektbearbeitung ist wie folgt organisiert:

- | | |
|---------------------------------------------|---------------------------------|
| B. Zarn, Hunziker, Zarn & Partner: | - Projektleitung |
| | - Zusammenstellung Grundlagen |
| | - Dokumentation |
| J. Schulla, Hydrologie Software Consulting: | - Szenarienmodellierung |
| Hans-Peter Wächter, Rheinunternehmen: | - Projektbegleitung |
| Dr. Christian Schreiber: | - rechtliche Aspekte SG/GR |
| Dr. Walter Sandholzer: | - rechtliche Aspekte Vorarlberg |

Projekttablauf

Im ersten Halbjahr 2017 wurden die Grundlagen zusammengestellt, teilweise neu analysiert und interpretiert, die Szenarien für das Abflussprognosemodell, mit welchem der Einfluss der Speicherseen auf die Hochwasserabflüsse aufgezeigt werden kann, simuliert und ausgewertet sowie in einem ersten Entwurf in den Kapiteln 2 bis 4 dokumentiert. Basierend auf diesem Arbeitsstand wurden die rechtlichen Fragestellungen formuliert und mit den beiden Wasserrechtsspezialisten Christian Schreiber und Walter Sandholzer diskutiert, welche diese im Anschluss bearbeiteten. Die Resultate der hydrologischen Abklärungen (Kapiteln 2 bis 4) wurden anfangs Oktober 2017 mit den Projektgruppen Flussbau und Energie der IRKA diskutiert. Der Berichtsentwurf V0.2 wurde vorgängig zugestellt. Die Rückmeldungen dieser beiden IRKA-Gruppen wurden in der zweiten Oktoberhälfte zusammen mit den Beiträgen der beiden Wasserrechtsspezialisten eingearbeitet. Der vollständige Entwurf lag am 31. Oktober 2017 vor und wurde der IRKA zugestellt. Am 23. November 2017 wurden die Resultate an der 41. IRKA-Sitzung in St.Gallen abschliessend vorgestellt.

1.2 Projektgrundlagen

Berichte und Dokumente

/1/ Projekt A1 Hydrologie Alpenrhein, Heierli AG, Tergeso AG, Hunziker, Zarn & Partner AG im Auftrag der internationalen Regierungskommission Alpenrhein,

Juli 2000

- /2/ Projekt A2 Schadenrisiken und Schutzmassnahmen im Alpenrheintal, Teilbericht hydraulische und morphologische Analyse des Alpenrheins; IG Flussbau Alpenrhein im Auftrage der Projektgruppe Flussbau der Internationalen Regierungskommission Alpenrhein, 2003
 - /3/ Vertiefung Notentlastung Alpenrhein, Hunziker, Zarn & Partner AG im Auftrag der internationalen Regierungskommission Alpenrhein, Mai 2009
 - /4/ Modellaufbau WaSiM Alpenrhein, Abschlussbericht, Hydrologie Software Consulting J. Schulla im Auftrag des Bundesamts für Umwelt BAFU, April 2013
 - /5/ Hochwassersimulation Alpenrhein, Szenarien-Handbuch, Hydrologie Software Consulting J. Schulla im Auftrag der internationalen Regierungskommission Alpenrhein IRKA, 2015
 - /6/ Projekt D6 Quantitative Analyse von Schwall/Sunk-Ganglinien für unterschiedliche Anforderungsprofile, Arbeitspaket 1+ Hydrologie, Hunziker, Zarn & Partner AG im Auftrag der internationalen Regierungskommission Alpenrhein, März 2012
 - /7/ Juni-Hochwasser am Alpenrhein, PowerPoint-Präsentation des Rheinunternehmens St. Gallen für die IRR-Sitzung vom Freitag, 18.10.2016 in St. Margrethen
 - /8/ Rückblick auf das Juni-Hochwasser im Alpenrhein aus Sicht BAFU, nicht datierte PowerPoint-Präsentation
 - /9/ Systemsicherheit Alpenrhein, Niederer + Pozzi Umwelt AG, im Auftrag der internationalen Regierungskommission Alpenrhein, in Bearbeitung
 - /10/ Aktennotiz Entscheidungsgrundlage Brücke/Furt Nüland, Hunziker, Zarn & Partner AG, Projekt Nr. A-729.2, 13.10.2016
 - /11/ Folgeprojekt Hochwasser August 2005 Landquart + Schlappinbach, Tiefbauamt Graubünden, Fromm&Partner AG, Hunziker, Zarn & Partner AG, Projekt Nr. A-315.4, April 2009
 - /12/ Taschinasbach/Schmittnerbach, Hochwasserschutz für den Mündungsbereich Taschinasbach/Landquart; Hunziker, Zarn & Partner AG, Projekt Nr. A-083, Dezember 2002
 - /13/ Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz, Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats 12.4271 Darbellay vom 12.13.2012
 - /14/ Vorderrhein bei Trun, Hydrologie und wasserbauliche Beurteilung, Hunziker, Zarn & Partner AG im Auftrag des Amts für Wald Graubünden, Projekt Nr. A-289, Dezember 2005
 - /15/ Forschungsbericht SUREMMA, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Juli 2017
 - /16/ Gesamterneuerung der Kraftwerke Hinterrhein AG, Fachbericht Hydrologie und Verlandung Stauseen, Beilage 1 Auswirkungen von Spülungen und Entleerungen der Stauanlagen auf den Geschiebetransport; Hunziker, Zarn & Partner AG im Auftrag der Kraftwerke Hinterrhein AG; Projekt Nr. A-422, 31. Mai 2017
- Gesetze
- /17/ Schweizer Bundesgesetz über den Wasserbau vom 21. Juni 1991 (Wasserbaugesetz, WBG SR 721.100, Stand am 1. Januar 2011)
 - /18/ Schweizer Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (Wasserrechtsgesetz, WRG SR 721.80, Stand am 1. Juli 2012)
 - /19/ Schweizer Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer vom 24. Januar 1991 (Gewässerschutzgesetz, GSchG SR 814.20. Stand am 1. Januar 2017)
 - /20/ Wasserrechtsgesetz des Kantons Graubünden vom 12.03.1995 (BWRG, Stand 01.01.2013)
 - /21/ Gesetz über die Gewässernutzung des Kantons St.Gallen vom 05.12.1960 (GNG Nr. 751.1, Stand 17.05.2009)

/22/ Stauanlagenverordnung der Schweiz vom 17. Oktober 2012 (StAV SR 721.101.1, Stand 1. Januar 2013)

/23/ Wasserrechtsgesetz 1957 der Republik Österreich (WRG, idF BGBl. I Nr. 58/2017)

*Motion Darbellay –
Strategie Bundesrat
der Schweiz*

Der Bundesrat hat sich zum Ziel gesetzt, die künstlichen Speicherseen auch für den Hochwasserrückhalt zu nutzen. Er will dazu die Möglichkeiten einer angepassten Speicherbewirtschaftung sowie der operationellen Berechnung von Szenarien bei Hochwasserlagen prüfen. Weiter ist angedacht, die gesetzlichen Grundlagen zu ergänzen, so dass Entschädigungen von Ertragsausfällen infolge baulicher und betrieblicher Massnahmen zum Schutz von Naturgefahren möglich werden sollen. Weitere Details siehe Auszug im Anhang 5.

1.3 Methodik

Konzept

Die Abklärungen über die technischen Möglichkeiten von Vorabsenkungen und deren Auswirkungen auf die Hochwasserabflüsse im Alpenrhein erfolgen mit Hilfe einfach verfügbarer Daten und Instrumenten. Auf die Erhebung von zusätzlichen Daten wird weitgehende verzichtet. In den Kapiteln 2 bis 5 werden die Grundlagen, die Beeinflussung der Hochwasserabflüsse im Alpenrhein durch die Speicherseen und rechtliche Aspekte dargelegt. Die Erkenntnisse werden im letzten Kapitel 6 zu einem Fazit zusammengeführt.

Grundlagen

Die Wettersituationen, welche zu Hochwasserabflüsse im Alpenrhein führen, die resultierenden Abflussganglinien sowie die Abflusskapazität des Alpenrheins sind im Kapitel 2 zusammengefasst. Diese Angaben zeigen, bei welchen Hochwasserereignissen die grossen Speicherseen einen Beitrag für die Risikoreduktion liefern können. Im Kapitel 3 wird zuerst allgemein die Auswirkung von Seen und Speicherseen auf eine Hochwasserganglinie dargelegt (Abschnitte 3.1 und 3.2). Danach folgt eine Übersicht über die grossen Speicherseen im Einzugsgebiet des Alpenrheins (Abschnitt 3.3) und Angaben zu den Einzugsgebieten der Speicherseen und der Überleitungen (Abschnitt 0).

*Auswirkung der
Speicherseen auf
den Hochwasser-
abfluss im Alpen-
rhein*

Die Speicherseen beeinflussen mit der aktuellen Betriebsweise das Abflussregime im Alpenrhein und damit auch die Hochwasser. Auf dieses Thema wird im Abschnitt 3.5 eingegangen, indem die Jahresmaxima von verschiedenen Messstationen in den Perioden vor und nach dem Bau der Speicherseen dargestellt werden. Dabei sind zu Vergleichszwecken auch Stationen ohne relevante Beeinflussung von Speicherseen enthalten. Auch werden die Erkenntnisse aus den Modellrechnungen der beiden Ereignisse von 1981 und 1987 betreffend Beeinflussung durch die Speicherseen der Studie Hydrologie Alpenrhein zusammengefasst /1/. Schliesslich wird am Beispiel der mehr-

stufigen Anlagen der Kraftwerke Hinterrhein dargelegt (Abschnitt 3.5.4), dass bei grossen Hochwasserereignissen vor allem der Betrieb der grossen Speicherseen die Abflussganglinie beeinflusst, aber kaum die Anlagen der nachfolgenden, tiefer gelegenen Stufen.

*Möglichkeiten der
Beeinflussung des
Rückhaltevolumens
in den Speicherseen*

In den Abschnitten 3.5.5 und 3.5.6 werden die Themen Stauvolumen, welches permanent für den Hochwasserrückhalt verfügbare ist und die Möglichkeiten der Vorabsenkung über die Turbinen und über die Grundablässe diskutiert.

*Simulationen von
Szenarien mit dem
Abflussprognose-
modell*

Für die Hochwasservorhersage am Alpenrhein steht seit 2014 ein Abflussprognosemodell zur Verfügung /4/. Es wird vom BAFU betrieben und wurde von der Hydrologie Software Consulting J. Schulla entwickelt. In diesem Modell sind auch die Kraftwerksanlagen implementiert. Im Jahr 2015 wurden für die Notfallplanung am Alpenrhein mit dem Abflussprognosemodell verschiedene Szenarien basierend auf beobachteten Hochwasserereignissen modelliert /5/. Mit je einem dieser Szenarien für ein süd- sowie für ein nordzentriertes Niederschlagsereignis, welche auch als Süd- und Nordstaulagen bezeichnet werden, wurde die Auswirkung des Füllungsgrads der Speicherseen auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein modelliert. Das Modell, die Szenarien und die Resultate sind im Kapitel 4 zusammengefasst und im Anhang 4 findet sich eine detailliertere Dokumentation der Resultate.

rechtliche Aspekte

Eine Änderung des Betriebs der Kraftwerksanlagen zur Minimierung der Abflussspitze im Alpenrhein bei grossen Hochwasser führt zu Eingriffen in bestehende Konzessionen. Auf verschiedenen Fragestellungen, welche sich daraus ergeben können, sowie auf allfällige Konsequenzen und auf den möglichen Spielraum werden im Kapitel 5 aus der Sicht von Vorarlberg, St.Gallen und Graubünden ausgegangen.

2 Hochwasserabflüsse im Alpenrhein

2.1 Nord- und südzentriertes Niederschlagsereignis

*Alpenhauptkamm
und Alpennordhang*

Ein grosser Teil des Einzugsgebiets des Alpenrheins liegt zwischen dem Alpenhauptkamm im Süden und dem Alpennordrand im Norden (Bild 1). Diese Gebirgsketten führen zu Staulagen. Bei nördlichen Winden wird vor allem der Norden des Einzugsgebiets beregnet (nordzentriertes Niederschlagsereignisse, Nordstaulage) und bei südlichen Winden der Süden (südzentriertes Niederschlagsereignisse oder Südstaulage, Bild 2).

Bild 1: Lage des Einzugsgebiets des Alpenrheins (hellblau) im Kontext mit den Hauptgebirgszügen und den Teileinzugsgebieten, welche primär bei nord- beziehungsweise bei südzentrierten Niederschlagsereignisse betroffen sind.

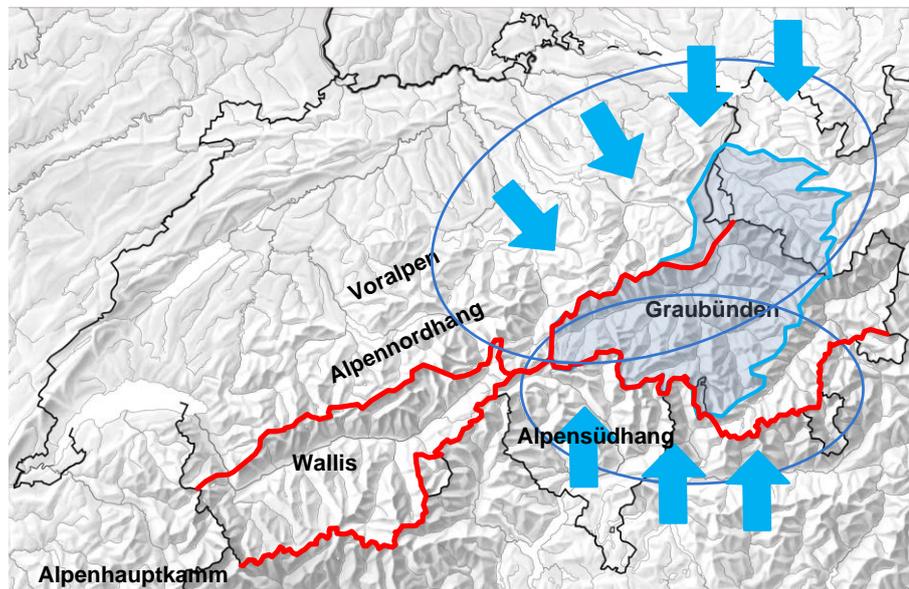
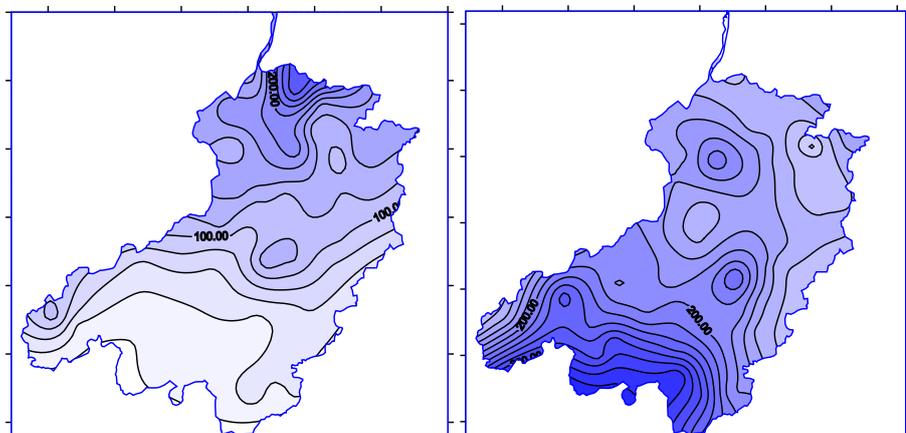


Bild 2: Niederschlagsverteilung des Ereignisses von 1910 (links) und 1987 (rechts) als Beispiele für ein nord- und ein südzentriertes Niederschlagsereignis.



Häufigkeit von nord- und südzentrierten Niederschlagsereignissen

Südzentrierte Niederschlagsereignisse führten in der Vergangenheit häufiger zu grossen Hochwasserereignissen im Alpenrhein als nordzentrierte (Tab. 2). In den letzten rund 100 Jahren waren es fünf südzentrierte und drei nordzentrierte Niederschlagsereignisse. Vom 19. Jahrhundert sind zwei weitere südzentrierte Ereignisse bekannt, welche zu grossen Hochwasserereignissen führten. Diese beiden Hochwasser hatten die gleiche Grössenordnung wie die beiden grössten Hochwasser im letzten Jahrhundert (1927, 1987) /1/.

Tab. 2: bekannte süd- und nordzentrierte Niederschlagsereignisse mit grossen Hochwasserabflüssen im Alpenrhein.

| | |
|----------------------------------------|------------------------------------------|
| südzentrierte Niederschlagsereignisse | 1834, 1868, 1927, 1954, 1987, 2002, 2016 |
| nordzentrierte Niederschlagsereignisse | 1910, 1999, 2005 |

2.2 Hochwasserabflüsse HQ₁₀₀ und seltener

Abflussspitzen ohne Speicherseen

Die Abflussspitzen der Hochwasser unterschiedlicher Jährlichkeit wurden in der Hauptstudie Hydrologie Alpenrhein erarbeitet und festgelegt /1/. Im Projekt „vertiefte Betrachtung der Notentlastung“ werden für das Extremhochwasser ein unterer bzw. ein oberer Wert vorgeschlagen /3/. Sie werden für die vorliegende Untersuchung übernommen und gleich bezeichnet wie in /9/. In der Tab. 3 sind die Hochwasserabflüsse zusammengestellt. Bei der Festlegung dieser Werte wurde die dämpfende Wirkung der grossen Speicherseen auf die Hochwasserabflüsse im Alpenrhein nicht berücksichtigt. Dazu wurden die Jahresmaxima der Periode nach dem Bau der Speicherseen um den Einfluss der Speicherseen bereinigt, d.h. erhöht.

Tab. 3: Zusammenstellung der Hochwasserabflüsse im Alpenrhein aus /1/ und /3/ (Mittelwert der publizierten Bandbreite; E¹: bei den Abflussmessstationen Domat/Ems, Bangs und Diepoldsau).

| Rheinabschnitt | E ¹ [km ²] | HQ ₁₀₀ [m ³ /s] | HQ ₃₀₀ [m ³ /s] | EHQ _A [m ³ /s] | EHQ _B [m ³ /s] |
|------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|
| Reichenau - Landquart | 3'229 | 2'250 | 2'625 | 3'200 | 3'500 |
| Landquart - Illmündung | 4'648 | 2'550 | 3'350 | 4'400 | 5'250 |
| Illmündung - Bodensee | 6'299 | 3'100 | 4'300 | 5'800 | 6'500 |

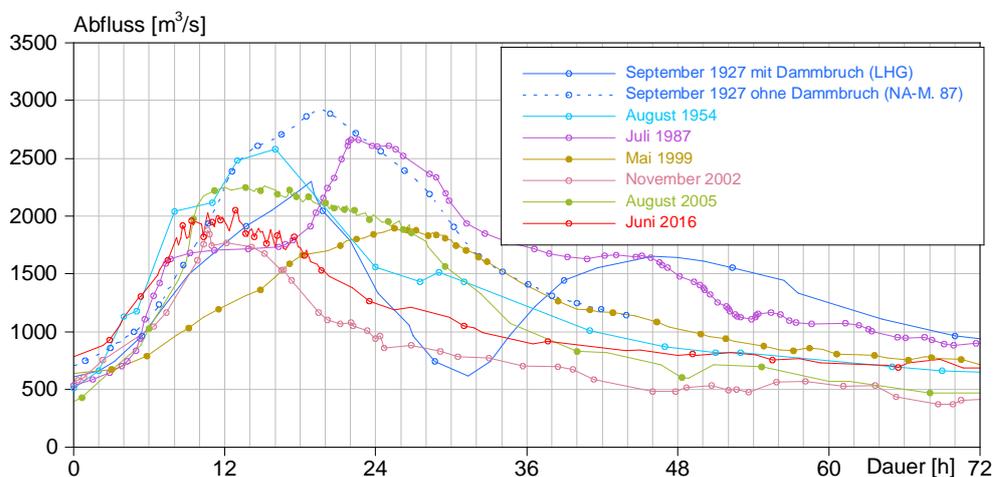
Jahresmaxima im Jahresverlauf

Rund 90% der beobachteten Jahresmaxima fanden in den Monaten Die Jahresmaxima treten in den Monaten Juni bis September auf (Bild 11 unten Seite 22). Die restlichen 10% entfallen auf die Monate Mai, sowie Oktober und November. In den letzten 115 Jahren wurde in den Monaten Dezember bis und mit April noch nie der maximale Jahresabfluss beobachtet.

Abflussganglinien von grossen, beobachteten Ereignissen

In Bild 3 sind die Abflussganglinien von sieben grossen Hochwassereignissen nach 1927 dargestellt, welche im untersten Rheinabschnitt oberhalb des Bodensees beobachtet wurden. Der Ausschnitt zeigt jeweils nur das Hauptereignis. Die Abflussspitze wurde jeweils 12 bis 24 h nach Beginn des Hochwassers beobachtet. Nach 48 h lag der Abfluss mit Ausnahme der beiden Ereignisse von 1927 und 1987 jeweils wieder unter 1'000 m³/s. Beim Hochwasser von 1927 war der Grund dafür der Dambruch bei Schaan. Die zweite Spitze dieses Ereignisses ist ein Resultat des verzögerten Rückflusses ins Rheinbett bei Ruggell. Die punktierte Linie zeigt den mutmasslichen Verlauf des Hochwassers 1927 ohne Dambruch. Das Hochwasser von 1987 hatte trotz des Wasserrückhalts in den Speicherseen das grösste Abflussvolumen¹.

Bild 3: Beobachtete Abflussganglinien bei den Pegelstationen St. Margrethen, Schmitter und Diepoldsau in der internationalen Rheinstrecke Diepoldsau von 1927 (mit und ohne Dambruch), 1954, 1987, 1999, 2002, 2005 und 2016.



2.3 Abflusskapazität

hydraulische Kapazität

Die Abflusskapazität liegt im ganzen Alpenrhein mit Berücksichtigung von 1 m Freibord mindestens beim sogenannten 100jährigen Abfluss HQ₁₀₀ (Bild 4). Rheinaufwärts von km 70 liegt sie sogar mehrheitlich im Bereich des HQ₃₀₀ oder darüber. Besonders hoch ist die Abflusskapazität zwischen Sargans bei km 35 und Feldkirch bei km 65.

Stabilität der Dämme

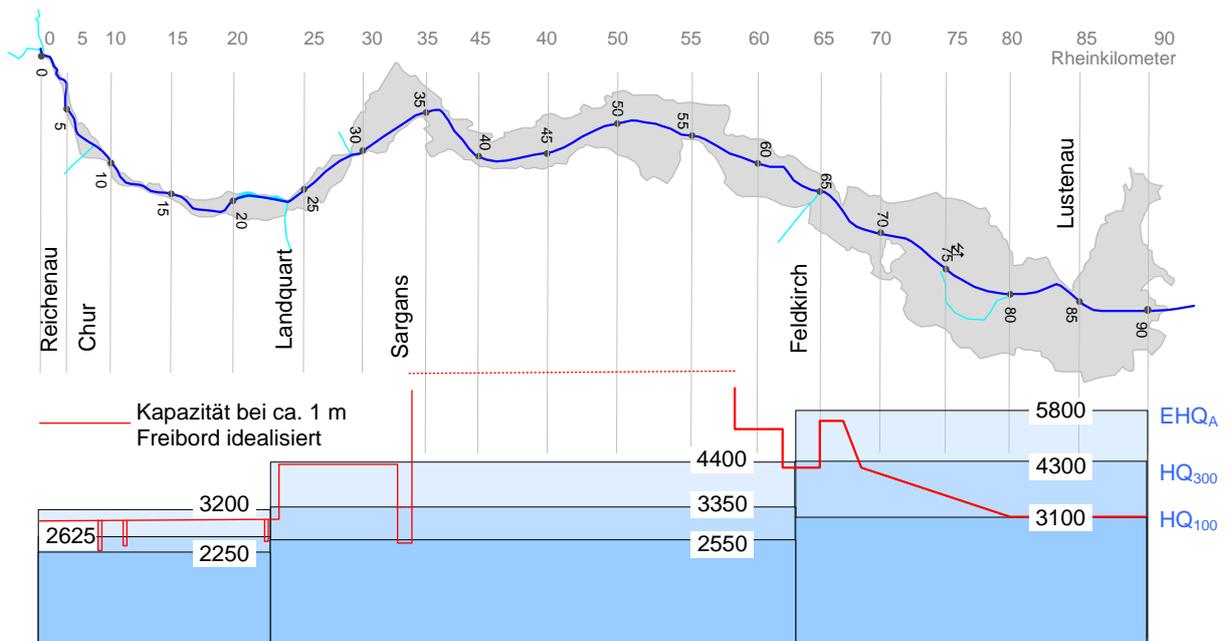
Unterhalb von Sargans, das heisst im Perimeter des Kantons St. Gallen, vom Fürstentum Liechtenstein und von Vorarlberg ist die Stabilität der Dämme bis zum HQ₁₀₀ gewährleistet. Im mittleren Abschnitt mit der grossen Abflusskapazität, also zwischen Feldkirch und Sargans, wird davon ausgegangen, dass die Dammstabilität bei einem HQ₃₀₀ mit Interventionen verteidigt werden kann. Bei Abflüssen über dem HQ₃₀₀ ist dies nicht mehr in jedem Fall möglich.

¹ Z.B. in den 72 h, welche in Bild 3 dargestellt sind, waren es beim Hochwasser 1927 345 Mio. m³ und beim Hochwasser 1987 395 Mio. m³.

Fazit

Weil davon ausgegangen werden kann, dass ein Hochwasserereignis im Bereich des HQ₁₀₀ im Alpenrhein ohne relevante Schäden abgeleitet werden kann, sind die Speicherseen für den Hochwasserrückhalt besonders bei Ereignissen interessant, welche grösser bzw. seltener als das HQ₁₀₀ sind.

Bild 4: Schematisches Längenprofil des Alpenrheins mit den Hochwasserabflüssen aus Tab. 3 und den Abflusskapazitäten bei einem Freibord von ca. 1 m.



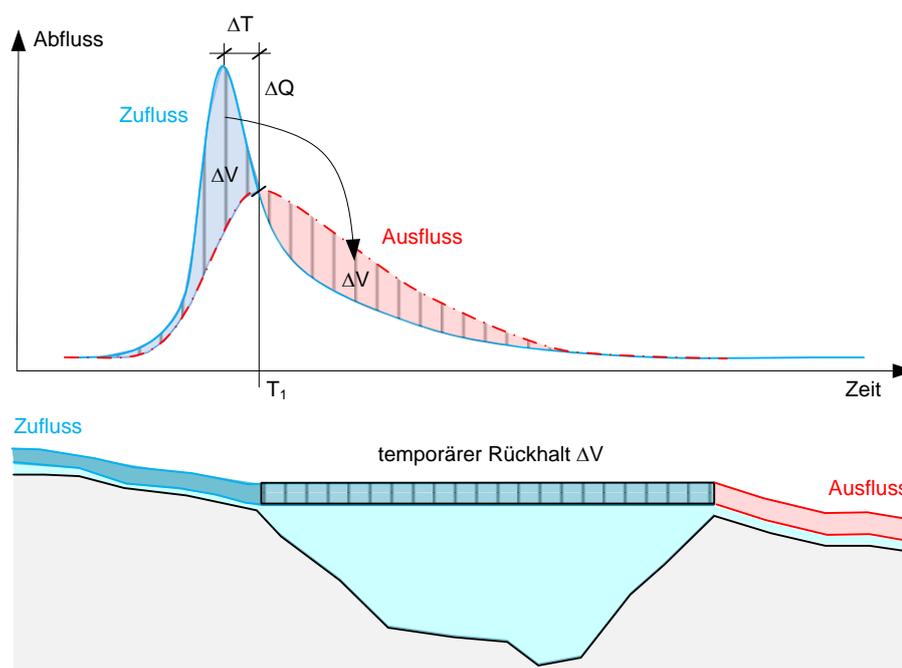
3 Übersicht Speicherseen und Auswirkung auf Hochwasser

3.1 Auswirkung von Seen auf Hochwasserabflüsse

nicht regulierte Seen

Eine Abflussänderung im Zufluss eines nicht regulierten natürlichen oder künstlichen Sees führt immer zu einer Veränderung der Ausflussganglinie. Bei einer Zunahme des Zuflusses muss der Seespiegel ansteigen, damit der Ausfluss grösser wird und umgekehrt. In Bild 5 ist dieser Zusammenhang schematisch skizziert. Der Anstieg des Seespiegels führt zu einem temporären Rückhalt von Wasser. Deshalb ist die Spitze des Ausflusses immer kleiner als diejenige des Zuflusses und zeitlich verzögert. Wegen dieses Rückhalts ändert auch die Form und Länge der Hochwasserganglinien. Im Ausfluss ist sie deutlich länger als im Zufluss. Die schraffierten Volumina in Bild 5 sind identisch.

Bild 5: Zusammenhang zwischen einer instationären Zuflussganglinie eines Sees und der Ausflussganglinie (oben) sowie dem Rückhaltevolumen im See zum Zeitpunkt T_1 (unten, schraffiert).



regulierte Seen, Vorabsenkung

Häufig sind Seen mit einem steuerbaren Wehr reguliert. Wird mit einem Wehr der Seespiegel konstant auf dem Stauziel gehalten, so ist die Zu- und Ausflussganglinie auch bei einem Hochwasser identisch. Die Hochwasserspitze wird nicht gedämpft. Ein regulierter See kann vor dem Eintreffen einer Hochwasserspitze abgesenkt werden (Vorabsenkung). Der Ausfluss wird grösser als der Zufluss und der Seespiegel sinkt. Unterhalb des Sees wird ein künstliches Hochwasser erzeugt. Dafür kann bei Eintreffen des Hochwassers gezielt Wasser im See zurückgehalten werden. Dabei wird

angestrebt, dass unterhalb des regulierten Sees die Abflussspitze der Vorabsenkung und während des Wasserrückhalts im See kleiner ist als diejenige des natürlichen Hochwassers. Bei einer optimalen Regulierung steigt auch der Seespiegel nicht übermässig an. Muss bzw. wird nicht mehr Wasser zurückgehalten, als mit der Vorabsenkung abgegeben wurde, steigt der Seespiegel nicht über das Stauziel an.

3.2 Speicherseen – Definitionen und Auswirkungen auf Hochwasser

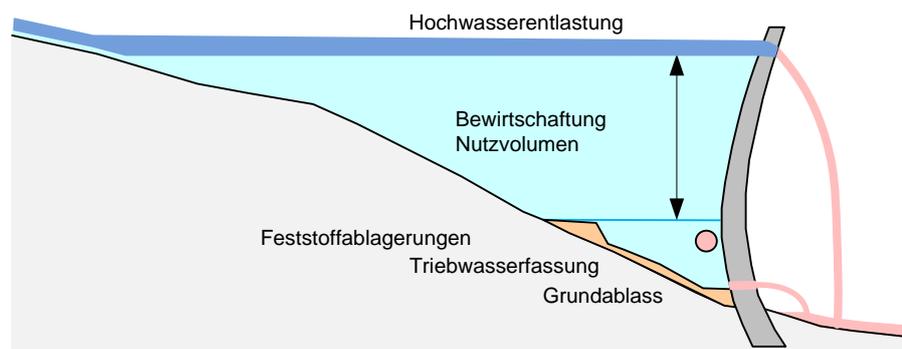
Speicherseen, Ablassorgane und Nutzvolumen

Speicherseen haben in der Regel mindestens drei Ablassorgane (Bild 6):

- Grundablass
- Triebwasserfassung
- Hochwasserentlastung

Der Grundablass ist am tiefsten angeordnet. Mit ihm kann der Speichersee entleert werden. Der Seeinhalt unter dem Grundablass wird auch als Totvolumen bezeichnet. In der Regel verlandet dieses Volumen vollständig. Oberhalb des Grundablasses ist die Triebwasserfassung angeordnet. Durch diese fliesst das Wasser aus dem Speichersee zu den Turbinen. Der Bereich zwischen der Triebwasserfassung und der Hochwasserentlastung bzw. dem Stauziel wird mit Nutzvolumen bezeichnet. Dieser Bereich wird durch den Betreiber bewirtschaftet. Grundablass und Triebwasserfassung sind regulierbar und können geschlossen werden. Die Hochwasserentlastung kann reguliert oder nicht reguliert ausgebildet sein.

Bild 6: Speicherseen mit Nutzvolumen und den Ablassorganen Grundablass, Triebwasserfassung und Hochwasserentlastung.



Bewirtschaftung und Hochwasserüberlauf

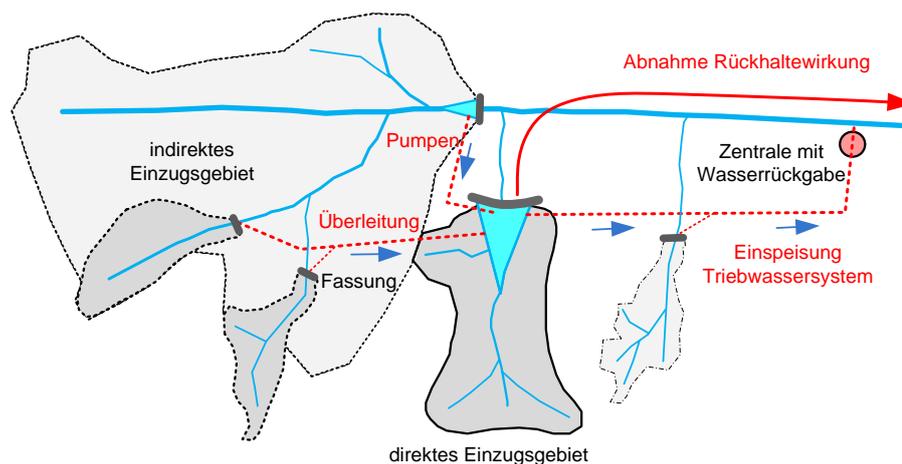
Zweck der Stauanlagen im Einzugsgebiet des Alpenrheins ist die Stromproduktion. Deshalb ist der Betreiber bestrebt, das anfallende Wasser durch die Triebwasserfassung auf die Turbinen zu leiten. Der Speichersee wird so betrieben, dass möglichst kein Wasser über die Hochwasserentlastung bzw. den Grundablass abgegeben werden muss. Deshalb sind die Hochwasserentlastungen und die Grundablässe der grossen Speicherseen ausser zu Kontrollzwecken selten in Betrieb. Je kleiner das See- bzw. Stauvolumen im Verhältnis zur Grösse des Einzugsgebiets ist, desto häufiger wird die Hochwasserentlastung beansprucht. Deshalb hat z.B. das Wehr

Reichenau (Nutzvolumen ca. 0.1 Mio. m³; Einzugsgebiet 3'229 km²) häufiger als der Stausee Solis (1.4 Mio. m³; 880 km²) Überlauf und dieser wiederum viel häufiger als z.B. der Speichersee Curnera (41 Mio. m³, 24 km²).

direktes und indirektes Einzugsgebiet, Zuleitungen

Das Einzugsgebiet, welches oberhalb einer Staumauer liegt, wird als direktes Einzugsgebiet bezeichnet (Bild 7). Alles Wasser aus diesem Einzugsgebiet wird im Speichersee zurückgehalten, sofern keine Weiterleitung bzw. Entlastung durch die Ablassorgane erfolgt. In die grossen Speicherseen wird häufig aus benachbarten Einzugsgebieten Wasser zugeleitet oder gepumpt. Diese Einzugsgebiete werden als indirekte Einzugsgebiete bezeichnet. Es kann nur eine begrenzte Wassermenge gefasst oder gepumpt werden. In der Regel haben diese Fassungen bei Hochwasser Überlauf oder müssen infolge des Feststoffaufkommens ausgeleitet und gespült werden, so dass kein Wasser aus dem indirekten Einzugsgebiet in die Speichersee fließt.

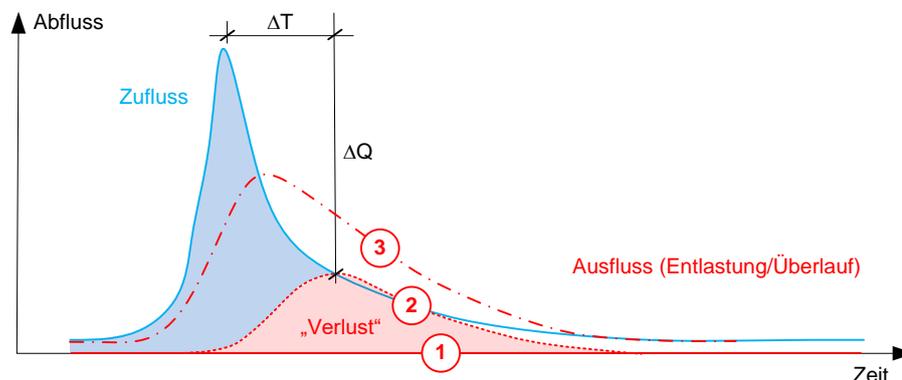
Bild 7: Schematische Darstellung des direkten und indirekten Einzugsgebiets einer Kraftwerksanlage mit Zuleitungen zum Speichersee.



Auswirkungen auf Hochwasser

Speicherseen dämpfen wegen ihrer Betriebsweise (und der Zuleitungen) Hochwasser stärker als natürliche Seen, weil immer angestrebt wird, dass möglichst wenig Wasser über die Hochwasserentlastung fließt. Im Idealfall wird bei einem Hochwasser kein Wasser (Fall 1 in Bild 8) bzw. möglichst wenig Wasser (Fall 2) über die Entlastung geleitet. Dies ist möglich, weil die Speicherseen zugunsten eines flexiblen Betriebs selten bis zum Stauziel gefüllt sind und zwischen Stauziel und Hochwasserentlastung in der Regel ein Freibord vorhanden ist. Je nach Verhältnissen kann der Seespiegel über die Turbinen vorabgesenkt werden. Aus all diesen Gründen darf eine stärkere Dämpfung der Hochwasserspitze erwartet werden als bei einem natürlichen See (Fall 3).

Bild 8: Einfluss der Speicherseebewirtschaftung bei einem Hochwasserzufluss (blau) auf die entlastete Wassermenge bzw. den Überlauf (rot; siehe auch Text und Bild 5).



3.3 Speicherseen und Zentralen im Einzugsgebiet des Alpenrheins

Lage der grossen Speicherseen

Die grossen Speicherseen, welche für den Hochwasserabfluss im Alpenrhein relevant sind, liegen mehrheitlich im südlichen Einzugsgebiet am Alpenhauptkamm (Bild 9, Tab. 4), also im Quellgebiet von Vorder- und Hinterrhein. Einer dieser Speicherseen, der Lago di Lei, befindet sich mehrheitlich in Italien. Im mittleren Einzugsgebiet hat es an der Tamina Speicherseen und im nördlichen liegen sie im Einzugsgebiet der Ill. In /1/ werden die fett geschriebenen Speicherseen als relevant für den Hochwasserabfluss im Alpenrhein eingestuft. Bei diesen ist das Verhältnis von Nutzvolumen zu direktem Einzugsgebiet grösser als 0.3 Mio. m³/km² Einzugsgebiet.

Tab. 4: Zusammenstellung der grossen Speicherseen im Einzugsgebiet des Alpenrheins. Bei den fett geschriebenen Speicherseen wird gemäss /1/ die Auswirkung auf die Hochwasser im Alpenrhein als relevant eingestuft.

| Einzugsgebiet | Gesellschaft | Speichersee |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| südliches Einzugsgebiet (Vorder- und Hinterrhein) | Kraftwerke Vorderrhein (Axpö) Kraftwerke Zervreila AG Kraftwerke Hinterrhein AG ewz | Curnera, Nalps, St. Maria, Panix Zervreila Lago di Lei (Sufers, Bärenburg) Marmorera (Solis) |
| mittleres Einzugsgebiet (Tamina) | Kraftwerke Sarganser Land AG (Axpö) | Gigerwald (Mapragg) |
| nördliches Einzugsgebiet (Ill) | Vorarlberger Illwerke AG Vorarlberger Kraftwerke Österreichische Bundesbahnen | Kops, Silvretta, Lünensee (Vermunt) (Raggal) Spullersee |

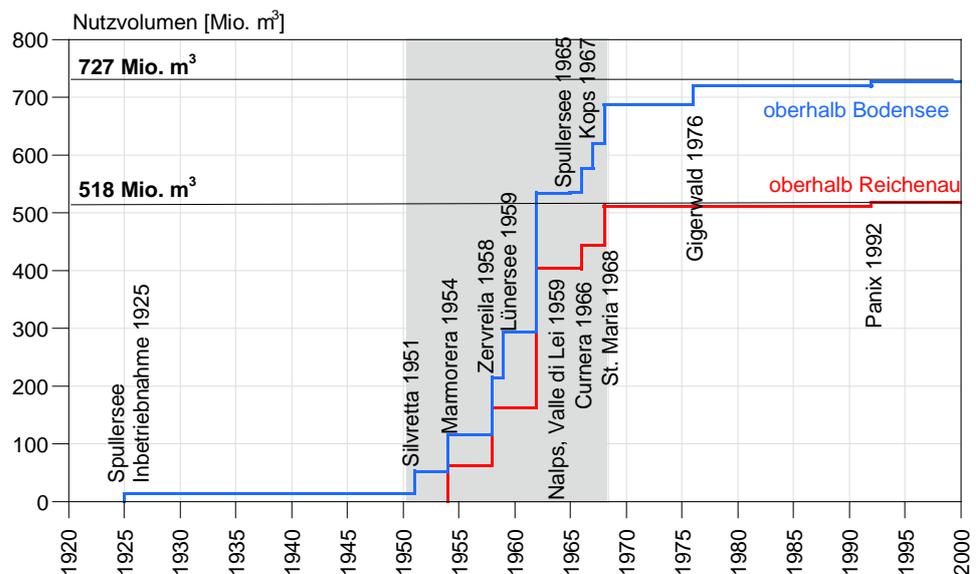
kleine Speicherseen und Ausgleichsbecken

Neben den grossen Speicherseen von Tab. 4 gibt es noch eine Vielzahl von kleineren Stauseen und Ausgleichsbecken (Anhang 1). Diese haben im Vergleich zur Grösse des Einzugsgebiets ein kleines Nutzvolumen, so dass sie für die Hochwasserdämpfung im Alpenrhein vernachlässigt werden können. Zudem müssen einzelne

Bild 9: Einzugsgebiet des Alpenrheins mit den Standorten der grossen Speicherseen (fett) sowie den Zentralen mit den installierten Turbinenleistungen in m³/s.



Bild 10: Inbetriebnahme der grossen Speicherseen und Nutzvolumen (aus /1/: Silvretta: 1943 Teilstau und 1951 Vollstau).



davon während Hochwasserereignissen aus Gründen der Verlandungsproblematik und/oder der Geschiebekontinuität gespült werden.

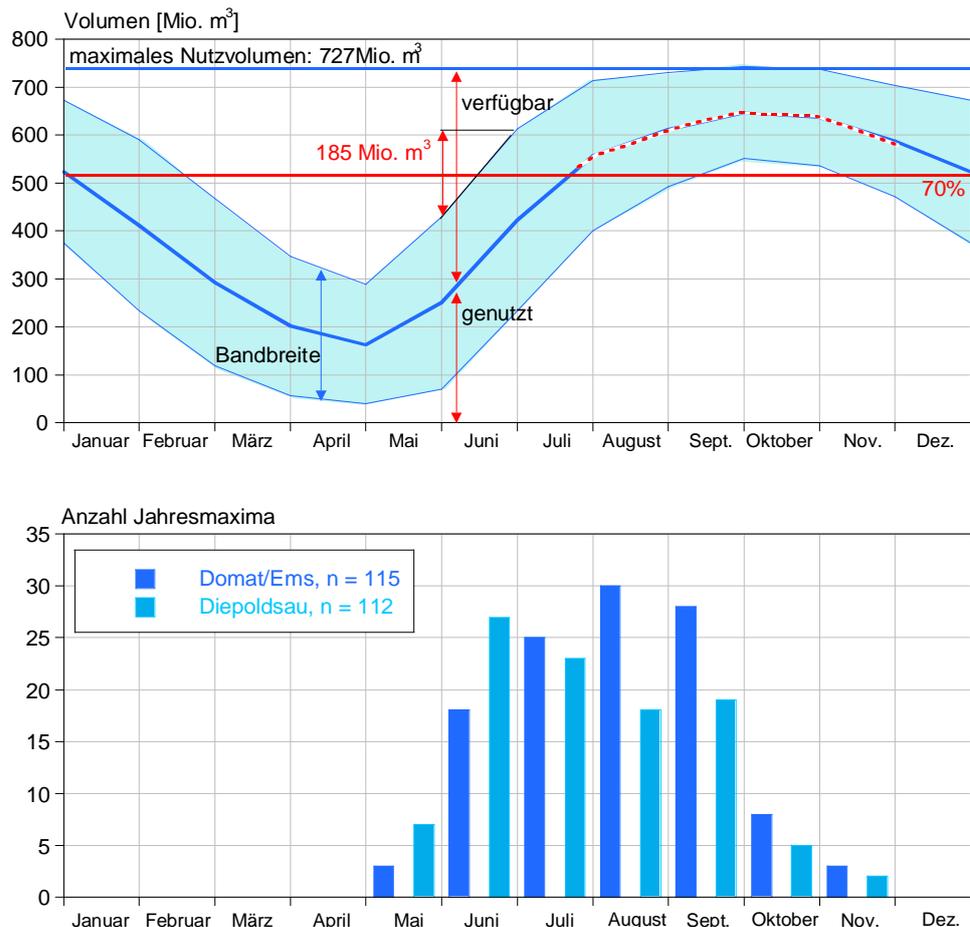
Inbetriebnahme und Nutzvolumen

Die meisten Speicherseen wurden zwischen 1950 und 1970 gebaut bzw. in Betrieb genommen (Bild 10). Die Anlagen im Einzugsgebiet der Tamina (Gigerwald und Mapragg) sowie der Speichersee Panix wurden deutlich später realisiert. Der erste grössere Speichersee war der Spullersee (1925), welcher mit der Erhöhung der Staumauer im Jahr 1965 um 4.6 m substantiell vergrössert wurde. Das Nutzvolumen der grossen Speicherseen oberhalb des Bodensees liegt bei fast 730 Mio. m³ und oberhalb von Reichenau bei fast 520 Mio. m³.

Füllungsgrad Speicherseen und Jahresmaxima Alpenrhein

Die Speicherseen werden in der Regel im Sommerhalbjahr mit den Zuflüssen aus dem direkten und indirekten Einzugsgebiet (Abschnitt 0) gefüllt. Dazu tragen die Schneeschmelze und Niederschläge bei. Im Winterhalbjahr werden die Speicherseen für die

Bild 11: Verfügbares und genutztes Nutzvolumen aller grossen Speicherseen im Rheineinzugsgebiet ohne Solis, Sufers, Mapragg, Vermunt und Raggal (oben, Darstellung aus /1/ angepasst) sowie Anzahl der beobachteten Jahresmaxima der Messstationen Domat/Ems und Felsberg pro Monat (unten, Domat/Ems ab 1899 bis 2016 ohne 1907-1909 und Diepoldsau ab 1905 bis 2016).



Stromproduktion wieder entleert. Mit dieser Nutzung resultiert ein Füllungsgrad bzw. ein verfügbares Nutzvolumen der Speicherseen, wie es in Bild 11 skizziert ist. Ende April/anfangs Mai ist der Wasserspiegel in den Speicherseen auf einem Tiefstand und das verfügbare Nutzvolumen ist maximal. In der Vergangenheit² schwankte es für die Speicherseen im Rheineinzugsgebiet zwischen 460 und 720 Mio. m³. Die höchsten Seespiegel werden Ende September bzw. anfangs Oktober erreicht. Je nach Jahr sind im Herbst noch 10 bis 200 Mio. m³ Nutzvolumen verfügbar. Es ist denkbar, dass mit den Veränderungen im Strommarkt heute die verfügbaren Nutzvolumina im Jahresverlauf von Bild 11 abweichen. Das Grundmuster bzw. der Jahresverlauf dürften sich jedoch nicht geändert haben.

*installierte
Turbinenleistung*

Die Wasserrückgabe der Anlagen mit den Speicherseen erfolgt mit einer Ausnahme an den Zuflüssen des Alpenrheins (Tab. 5). Sie betrifft die Wassernutzung im Einzugsgebiet der Tamina. Das Turbinenwasser wird bei Sarelli (Gemeinde Bad Ragaz) direkt in den Alpenrhein eingeleitet. Die grösste Turbinenleistung ist mit insgesamt 148 m³/s am Hinterrhein installiert, gefolgt von der III (114 m³/s)³, dem Vorderrhein (58 m³/s) und

Tab. 5: Zusammenstellung der installierten Turbinenleistung der Zentralen der grossen Speicherseen sowie bei der Wasserrückgabe in den Alpenrhein bzw. in seine Zuflüsse (Lage Bild 9; *: genehmigte Wasserrückgabe, siehe Fussnote 3; **: ohne Rodund und Partenen, siehe Fussnote 3).

| Gewässer | Ort | installierte Turbinenleistung [m ³ /s] | |
|-------------|---------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|
| | | Wasserrückgabe Alpenrhein oder Zuflüsse | Zentralen grossen Speicherseen |
| Vorderrhein | Ilanz | 58 | Sedrun, 20 Zervreila, 20 |
| Hinterrhein | Sils i.D. | 95 | Ferrera, 45 |
| | Rothenbrunnen | 53 | Tiefencastel, 17 |
| Landquart | Küblis | 14 | - |
| Alpenrhein | Sarelli | 30 | Mapragg, 74 |
| Alfenz | Wald a. A. | 6 | Spullersee, 6 |
| Lutz | Nenzing | 15 | Lutz Unterstufe, 15 |
| III* | Beschling | 68 | |
| III* | Rodund | 60/50 (Sommer/Winter) | Lünersee 78 |
| III* | Rifa | 25 | Kops 42 |
| III* | Partenen | 25 | Silvretta 38 |
| Total | | 364** (genehmigt 449) | 355 |

² Die Daten über die Veränderung der Nutzvolumina der grossen Stauseen sind von unterschiedlichen Perioden (Curnera, Nalps, St. Maria: 1980 – 1999; Panix: 1993 – 1999; Lago di Lei: unklar; Marmorera: 1988 – 1997; Gigerwald: 1989 – 1998; Koops, Silvretta, Lünersee: 1990 – 1999; Spullersee 1967 – 1980 + 1998).

³ Die Wasserrückgaben in die III bei Beschling, Rodund, Rifa und Partenen sind zwar genehmigt. Diese Wassermengen können aber nicht gleichzeitig bei allen Anlagen in die III geleitet werden. Gleichzeitig ist dies bei Beschling (68 m³/s) und bei Rifa (25 m³/s) möglich.

der Landquart⁴ (14 m³/s). Neben diesen Zentralen bzw. Turbinenleistungen hat es noch eine Vielzahl von kleineren Anlagen, welche als Laufkraftwerke betrieben werden, bzw. die Staueinrichtung in der Regel nur einen Tages- oder Wochenausgleich ermöglichen. Verschiedene dieser Anlagen liegen innerhalb der Einzugsgebiete der grossen Wasserkraftanlagen, so dass dieses Wasser mehrmals genutzt und über die bereits aufgeführten Turbinen in die Talgewässer eingeleitet wird, andere ausserhalb davon wie z.B. im Einzugsgebiet der Plessur, dem Vorderrhein unterhalb von Ilanz oder der Landquart.

Kraftwerk Reichenau

Der Vollständigkeit halber ist auch noch die Anlage des Ausleitkraftwerks Reichenau der Axpo mit Wehr und Zentrale in Domat/Ems erwähnt. Es hat einen Speichersee mit einem Inhalt von rund 0.3 Mio. m³ und wird als Ausleitkraftwerk mit einer Turbinenkapazität von 120 m³/s betrieben. Aus Geschiebekontinuitätsgründen muss das Stauwehr bei Abflüssen über 400 m³/s gelegt werden⁵. Deshalb hat diese Anlage keinen bzw. einen vernachlässigbaren Einfluss auf die grossen Hochwasser im Alpenrhein.

Pumpen

Insgesamt sind vier Anlagen mit Pumpen ausgerüstet, mit welchen Wasser von tief gelegenen Ausgleichsbecken oder Fassungsbauwerken in die grossen und hoch gelegenen Speicherseen gepumpt werden kann (Tab. 6). Insgesamt beträgt die Pumpenleistung 462 m³/s. Bei Hochwasser reduziert sich dieser Wert aus folgenden Gründen auf maximal 94 m³/s. Das Ausgleichsbecken Ferrera und vermutlich auch die Fassung aus dem Kleinvermuntbach müssen gespült werden. Mit den Pumpen Rodund 1 und 2 sowie dem Lünenseewerk können rund 68 m³/s in den Lünensee gepumpt werden (78 Mio. m³ Nutzvolumen; entspricht Turbinierwassermenge in Berschling). Die grossen Werke Kops II und Obervermunt II sind als Pumpspeicherkraftwerke konzipiert. Die Pumpleistungen dieser Werke tragen nicht zur Abflussminderung in der III bei.

⁴ Die Zentrale in Küblis bezieht das Wasser aus relativ kleinen Stauseen mit dem Charakter eines Tagesspeichers. Die Zentrale an der Landquart ist nur relevant für den Sunk/Schwall,

⁵ Die Staulegung führt temporär zu einem Anstieg des Abflusses. Er ist nicht sicherheitsrelevant, kann aber einen Alarm auslösen.

Tab. 6: Zusammenstellung der Anlagen mit Pumpmöglichkeiten. Die fett markierten Pumpleistungen können bei einer ausreichenden Stromversorgung vermutlich auch bei grossen Hochwasser und eingestelltem Turbinierbetrieb eingesetzt werden (*: von den Pumpwerken Rodund I + II und Lünersee sind 68 m³/s eingerechnet; siehe auch Text).

| Speichersee | installierte Pumpleistung [m ³ /s] | Bemerkung |
|------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Zervreila | 6 | Vom Ausgleichsbecken Zervreila am Fuss der Staumauer kann in den Speichersee Zervreila gepumpt werden. In dieses Ausgleichsbecken kann das Wasser von der Fassung Peilerbach eingeleitet werden. |
| Lago di Lei | 2*8 | Aus dem Speichersee Sufers und vom Ausgleichsbecken Ferrera können je bis zu 8 m ³ /s in den Speichersee Lago di Lei gepumpt werden. Bei grossen Hochwasser wird das Ausgleichsbecken Ferrera gespült und dieser Pumpbetrieb muss eingestellt werden. |
| Gigerwald | 12 | Vom Ausgleichsbecken Mapragg können bis zu 12 m ³ /s in den Speichersee Gigerwald gepumpt werden. |
| Kleinvermunt | 2.3 | Das Wasser aus dem Kleinvermuntbach muss in die Zuleitung aus dem Einzugsgebiet der Trisanna gepumpt werden. |
| Spullersee | 3 | Die Fassung des Schützbachs liegt tiefer als der Spullersee. Das Wasser wird deshalb in den höher gelegenen Speichersee gepumpt. Die Pumpleistung dürfte der Fassungskapazität von 3 m ³ /s entsprechen. |
| Rodund I | 10 | Pumpmöglichkeit von den Rodundbecken in das Latschaubecken |
| Rodund 2 | 75 | Pumpmöglichkeit von den Rodundbecken in das Latschaubecken |
| Lünerseewerk | 20 | Pumpmöglichkeit von den Latschaubecken in den Speicher Lünersee |
| Kopswerk II | 168 | Pumpmöglichkeit vom Becken Rifa in den Speicher Kops |
| Obervermuntwerk II (ab 2018) | 150 | Derzeit im Bau; Inbetriebnahme im Jahr 2018; Pumpmöglichkeit zwischen Speicher Vermunt und Speicher Silvretta |
| Total (gerundet) | 462 / 94* | |

3.4 Direkte und indirekte Einzugsgebiete der Speicherseen

Methodik

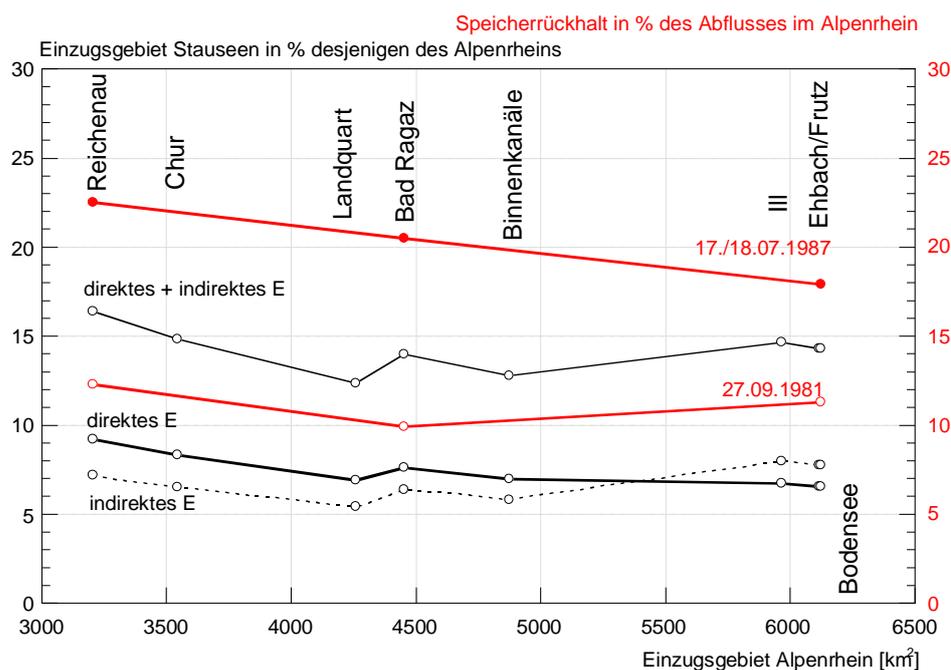
Für alle grossen Speicherseen, welche in der Tab. 4 fett aufgeführt sind, wurde in /1/ das direkte und das indirekte Einzugsgebiet bestimmt (Definition siehe Abschnitt 3.2, Randnotiz direktes und indirektes Einzugsgebiet). In Bild 12 sind diese Einzugsgebiete in Prozent des Einzugsgebiets des Alpenrheins unterhalb der wichtigsten Zuflüsse

dargestellt und zwar in Abhängigkeit des Einzugsgebiets des Alpenrheins. In den direkten und indirekten Einzugsgebieten ist jeweils die Summe aller Speicherseen oberhalb des entsprechenden Orts des Alpenrheins enthalten.

direktes und indirektes Einzugsgebiet in % vom Einzugsgebiet des Alpenrheins

Der Abfluss aus 6% bis 9% des Einzugsgebiets des Alpenrheins fliesst direkt in einen der grossen Speicherseen (direktes Einzugsgebiet). Von weiteren 5% bis 8% wird Wasser über Stollen in die Speicherseen geleitet. Das direkte und indirekte Einzugsgebiet der Speicherseen variiert entlang des Alpenrheins somit von 12% bis 16%. Dieser Unterschied ist trotz der ungleichmässigen Verteilung der Speicherseen im Einzugsgebiet relativ klein (Bild 9). Der Grund dafür ist, dass sich die direkten und indirekten Einzugsgebiete der im Süden gelegenen Speicherseen auf den gesamten Alpenrhein auswirken.

Bild 12: Direktes, indirektes sowie direktes + indirektes Einzugsgebiet der Speicherseen im Verhältnis zum Einzugsgebiet des Alpenrheins (schwarz) im Vergleich zur Abflussminderung infolge des Wasserrückhalts in den Speicherseen bei den Hochwasserereignissen vom 17./18.07.1987 und 27.09.1981 in Prozent der Abflussspitze im Alpenrhein des jeweiligen Ereignisses (rot; Erläuterungen dazu siehe Abschnitt 3.5.3, Randnotiz «Einfluss Speicherseen bei den Ereignissen 1981 und 1987» und folgende).



3.5 Auswirkungen der Speicherseen auf das Abflussregime

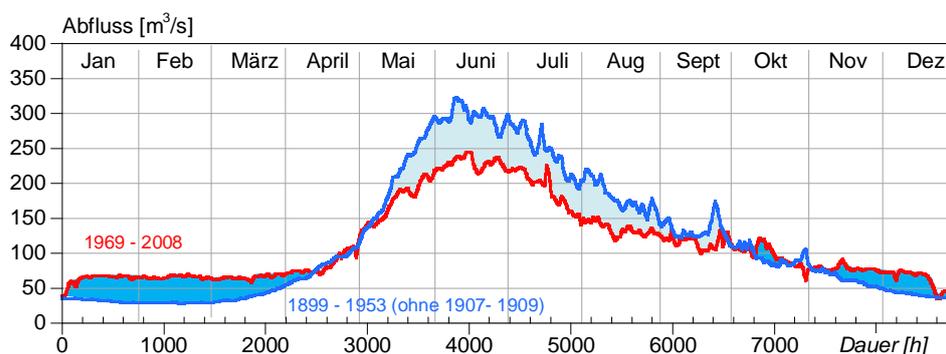
3.5.1 Umlagerung Sommerabflüsse in den Winter

Reduktion Sommerabflüsse und Erhöhung Winterabflüsse

Die grossen Speicherseen halten die Sommerabflüsse infolge Schneeschmelze und Niederschlag zurück. Im Winterhalbjahr wird der Abfluss wegen der Stromproduktion

bzw. der Wasserrückgabe in die Talflüsse erhöht. Am Beispiel der mittleren Abflussganglinien in der Periode vor und nach dem Bau der grossen Speicherseen des Alpenrheins bei Domat/Ems unterhalb von Reichenau (Bild 10) lässt sich der Einfluss darlegen (Bild 13). Die Auswertung erfolgte mit den Tagesmittelwerten der Perioden von 1899 bis 1953 und 1969 bis 2008⁶. In den Sommermonaten nahmen die Abflüsse im Mittel um 20 bis 70 m³/s ab und im Winterhalbjahr entsprechend zu. So erhöhte sich der Abfluss z.B. in den Monaten Januar, Februar und März von durchschnittlich 31 m³/s vor 1953 auf 67 m³/s nach 1969.

Bild 13: Umlagerung von Sommerabflüssen in den Winter infolge des Kraftwerksbetriebs am Beispiel der mittleren Abflussganglinie in Domat/Ems vor (1899 – 1953) und nach dem Kraftwerksbau (1969 – 2008) aus /6/.



3.5.2 Beobachtete Jahresmaxima

Methodik

Der Wasserrückhalt in den Speicherseen im Sommerhalbjahr (Abschnitte 3.1, 3.2 und 3.5.1) führt auch zu einer Reduktion der Abflussspitzen der Hochwasser. Die Auswirkungen können bei einer ausreichend langen Messreihe vor und nach dem Bau der Speicherseen für häufige Ereignisse aufgezeigt werden. Solche langen Messreihen stehen z.B. von den Stationen

- Vorderrhein – Illanz
- Alpenrhein – Domat/Ems (früher auch als Felsberg bezeichnet)
- Alpenrhein – Diepoldsau (früher auch als Schmitter und St. Margrethen bezeichnet)

zur Verfügung. Mit der statistischen Auswertung der Jahresmaxima vor und nach dem Speicherbau kann deren Einfluss auf die Abflussspitzen der Hochwasser aufgezeigt werden. Um zu prüfen, ob sich in dieser Periode im Einzugsgebiet des Alpenrheins die Hochwasserspitzen aus anderen Gründen veränderten, werden zusätzlich die Jahresmaxima der Stationen

- Albula – Tiefencastel
- Landquart – Felsenbach

⁶ Zu beachten ist, dass der mittlere Abfluss in diesen beiden Perioden um rund 7 m³/s abnahm. Deshalb sind die eingefärbten Flächen mit der Abflussab- bzw. -zunahme nicht identisch.

ausgewertet. In diesen Einzugsgebieten hat es zwar auch Wasserkraftanlagen, aber keine grossen Speicherseen. Es darf deshalb angenommen werden, dass bei diesen Messstationen die Hochwasserabflüsse nicht signifikant beeinflusst sind.

Einordnung Hochwasser 1927 und 1987

Die grössten Ereignisse im letzten Jahrhundert waren die Hochwasser von 1927 und 1987. Beide liegen in der Grössenordnung eines 100jährigen Ereignisses. Durch die Unterteilung der beobachteten Jahresmaxima in die Perioden vor und nach dem Bau der Speicherseen wird die Beobachtungsdauer von 100 und mehr Jahren auf weniger als 50 Jahre reduziert, was die Einordnung dieser beiden Ereignisse in der statistischen Auswertung erschwert. Mit der Aufteilung der Messdaten auf zwei Perioden wird diesen beiden Ereignissen rein rechnerisch eine Wahrscheinlichkeit im Bereich bzw. unter 50 Jahren zugeordnet. Damit wird die Wahrscheinlichkeit überschätzt. Deshalb sind sie in den folgenden Auswertungen korrigiert. Weil diese Korrekturen gutachtlich und damit subjektiv sind, sind sie in den Darstellungen in Bild 15 und in Bild 14 mit einem Fragezeichen aufgeführt.

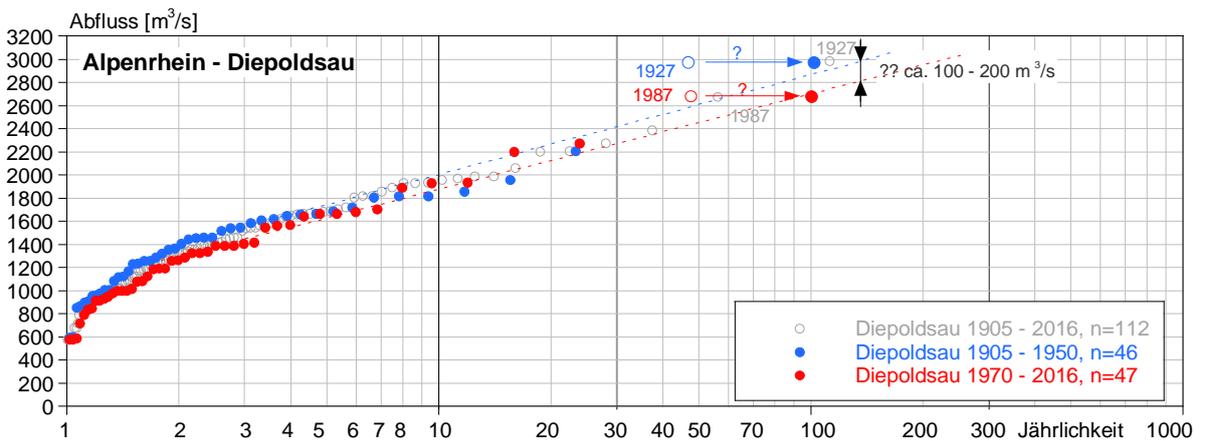
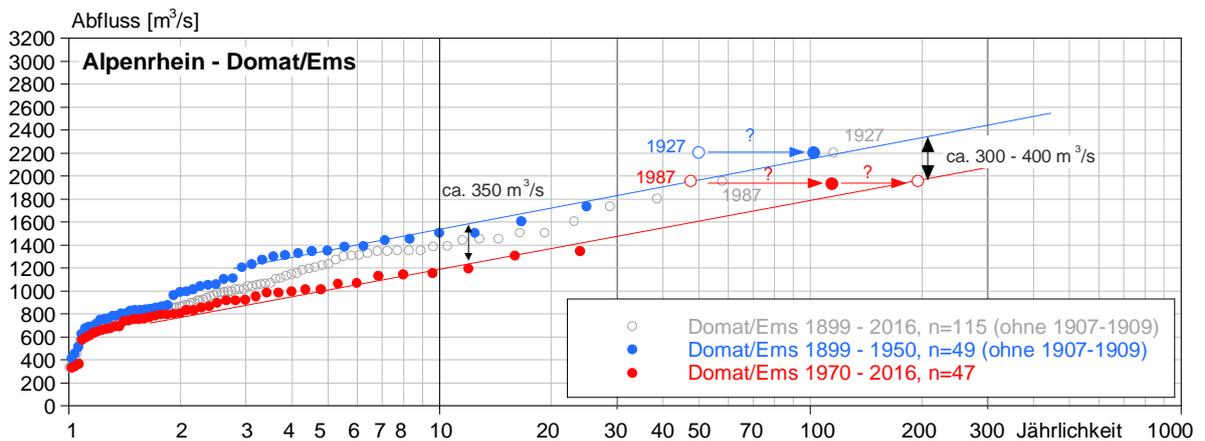
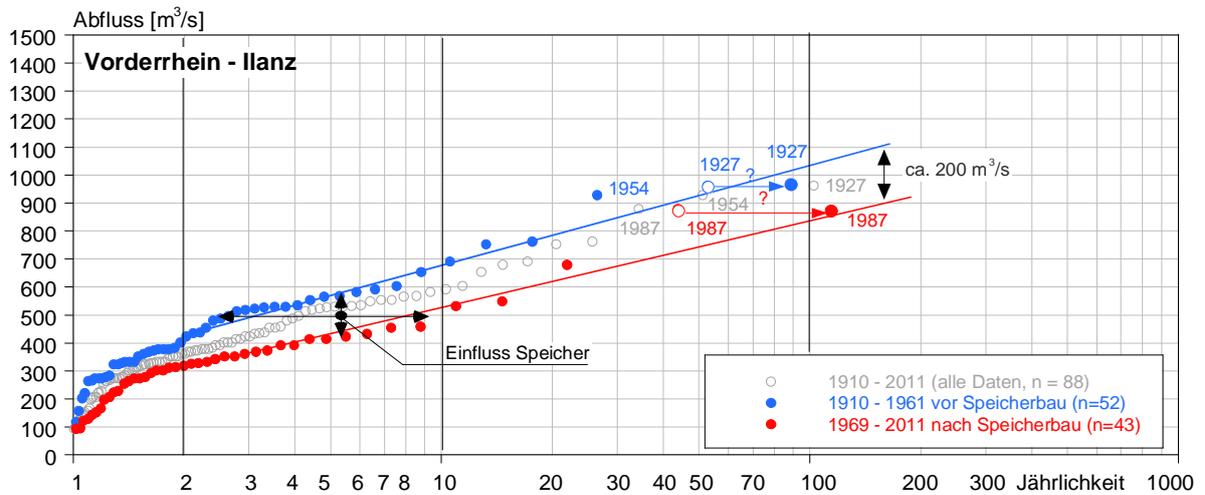
Vorderrhein – Illanz, Alpenrhein Domat/Ems und Diepoldsau

Die statistische Auswertung der Jahresmaxima vor und nach dem Bau der Speicherseen zeigt vor allem bei den Stationen Vorderrhein – Illanz und Alpenrhein – Domat/Ems markant geringere Hochwasserabflüsse bei den 2- bis 30jährigen Ereignissen (Tab. 7, Bild 14). Bei häufigeren Ereignissen ist die Beeinflussung geringer, bei selteneren Ereignissen wegen der Länge der Perioden schwieriger beurteilbar. Auch nimmt wie erwartet der Einfluss der Speicherseen auf die Hochwasserdämpfung mit zunehmender Entfernung ab. Offensichtlich ist dies, wenn die beiden Stationen Illanz am Vorderrhein und Domat/Ems am Alpenrhein verglichen werden. Hingegen ist aus der Statistik bei Diepoldsau einen Einfluss bei den Ereignissen seltener als ein 5jähriges aus der Grafik kaum erkennbar. Deshalb sind die Extrapolationskurven punktiert dargestellt. Der Hauptgrund dafür dürfte sein, dass sowohl bei Illanz als auch Domat/Ems grössere Hochwasser immer bei südzentrierten Ereignissen entstehen, am Alpenrhein unterhalb der Landquartmündung aber auch bei nordzentrierten Ereignissen grosse Hochwasser möglich sind und diese weniger stark durch die Speicherseen gedämpft werden als bei südzentrierten Ereignissen. Bei Einzelereignissen kann die Wirkung der Speicherseen von den Werten in Tab. 7 oder Bild 14 abweichen, wie die Ausführungen im Abschnitt 3.5.3 oder im Kapitel 4 zeigen.

Tab. 7: Einfluss der grossen Speicherseen auf den Hochwasserabfluss bei ausgewählten Abflussmessstationen.

| Station | Einzugsgebiet E [km ²] | HQ ₃₀ ohne Speicherseen (HQ ₁₀₀) [m ³ /s] | ΔQ Speicherseen [m ³ /s] | %-HQ ₃₀ [-] bzw. ΔQ/E [m ³ /s/km ²] |
|-------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Vorderrhein – Illanz | 776 | 700 (910) /14/ | 200 | 29% / 0.25 |
| Alpenrhein – Domat/Ems | 3'229 | 1'850 (2'250) /1/ | 300 – 400 | 16-22% / 0.09 – 0.12 |
| Alpenrhein – Diepoldsau | 6'299 | 2'450 (3'100) /1/ | max. 200 | max. 8% / 0.03 |

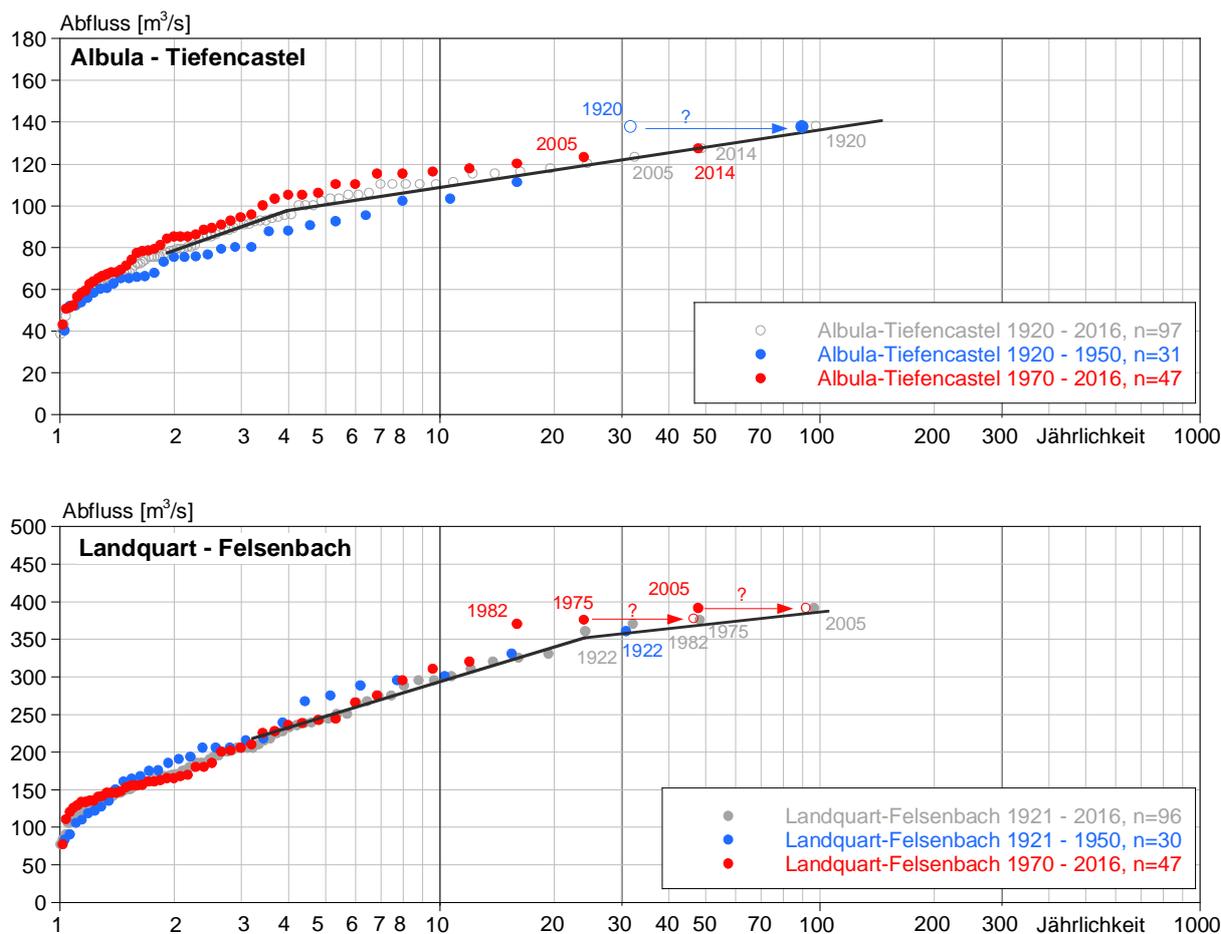
Bild 14: Statistische Auswertung der Jahresmaxima Vorderrhein – Ilanz sowie Alpenrhein – Domat/Ems und Diepoldsau vor (blau) und nach dem Bau der Speicherseen (rot; empirische Überschreitungswahrscheinlichkeit).



*Tiefencastel – Albula
und Landquart –
Felsenbach*

Die Abflüsse der Albula werden in Tiefencastel oberhalb der Juliamündung (Einzugsgebiet 529 km²) seit 1920 und von der Landquart in Felsenbach (Einzugsgebiet 614 km²) seit 1913, mit einem Unterbruch zwischen 1917 und 1920 gemessen. Von beiden Stationen stehen die Jahresmaxima ab 1921 zur Verfügung. Sie wurden für die gleichen Perioden wie die Jahresmaxima der Stationen Domat/Ems und Diepoldsau, nämlich vor 1950 und nach 1970 ausgewertet. Das Resultat ist in Bild 15 dargestellt. In Tiefencastel waren die Jahresmaxima zwischen dem 2- und 20jährigen Ereignis nach 1970 signifikant grösser als vor 1950. Die Daten der Landquart zeigen dieses Verhalten nicht. Bei dieser Messstation sind die Jahresmaxima zwischen dem 2- und 20jährlichem Ereignis in den beiden Perioden ähnlich. Bei den selteneren Ereignissen gibt es Hinweise, dass die Hochwasser nach 1970 eher grösser waren als vor 1950. Die drei grössten, beobachteten Ereignisse (1975, 1982 und 2005) fallen in dies Periode. Allerdings ist das bisher als grösstes Ereignis eingestufte Jahresmaxima von 1910 in dieser Auswertung nicht berücksichtigt.

Bild 15: Statistische Auswertung der Jahresmaxima Albula – Tiefencastel und Landquart – Felsenbach vor 1950 (blau) und nach 1970 (rot; empirische Überschreitungswahrscheinlichkeit).



Interpretation

Falls die Station Ablula-Tiefencastel auch repräsentativ ist für südzentrierte Ereignisse im übrigen Einzugsgebiet von Hinter- und Vorderrhein, so ist die abflussdämpfende Wirkung zwischen dem 2- und 20jährigen noch grösser als aus der Analyse der Jahresmaxima der Stationen Vorderrhein–Ilanz und Domat/Ems–Alpenrhein resultiert. Die Daten der Messstation Landquart – Felsenbach geben schwache Hinweise, dass nach 1970 nordzentrierte Ereignisse mit grossen Hochwasser eher häufiger waren als vor 1950. Falls diese Hinweise zutreffen, ist die Dämpfungswirkung der Speicherseen eher grösser als aus Tab. 7 oder Bild 14 hervorgeht.

3.5.3 Untersuchungen Hauptstudie Hydrologie Alpenrhein

*Niederschlags-
Abfluss Modell*

Für die Einordnung von sehr seltenen Abflüssen wurde in der Hauptstudie Hydrologie Alpenrhein ein Niederschlags-Abfluss Modell erarbeitet /1/. In diesem Modell konnten zeitlich und räumlich differenzierte Niederschlagsverteilungen und Intensitäten, Schneeschmelze, räumlich differenzierte Abflussbildung (Abflussreaktionskurven), der Einfluss von Speicherseen sowie Laufzeiten und Wellenverformung in den Gewässern berücksichtigt werden. Die Kalibrierung des Modells erfolgte mit den Hochwasserereignissen von 1954 und 1987 und die Validierung mit den Ereignissen von 1927, 1981 und 1999. Das Modell eignete sich ausschliesslich für Hochwassermodellierungen.

*Einfluss
Speicherseen bei
den Ereignissen
1981 und 1987*

Mit dem Niederschlags-Abfluss Modell wurde der Einfluss der Speicherseen auf die Abflussspitze im Alpenrhein anhand von zwei Ereignissen beurteilt. Bei beiden Ereignissen wurde je eine Simulation mit leeren Speicherseen und mit einer Speicherfüllung durchgeführt, wie sie vor den Ereignissen beobachtet wurden. Beim Ereignis vom 27.09.1981 war mit Ausnahme der Speicherseen im Illeinzugsgebiet das Stauziel überschritten und die Hochwasserentlastungen waren in Betrieb. Beim grösseren Hochwasser vom 18./19.07.1987 waren die Hochwasserentlastungen nicht in Betrieb. Die Fassungen der Anlagen im Einzugsgebiet des Vorderrheins waren jedoch ausgeleitet. Aufgrund der Niederschlagsverhältnisse dürften vermutlich auch die Zuleitungen zu den Speicherseen Marmorera und Lago di Lei ausser der Überleitung aus dem Madriserrhein ausgeleitet gewesen sein. Beim Hochwasser vom 18./19.07.1987 wurde gemäss den Modellrechnungen die Abflussspitze im Alpenrhein um rund 450 m³/s gedämpft und beim Hochwasser vom 27.09.1981 um rund 160 m³/s (Tab. 8).

Tab. 8: Einfluss der Speicherseen auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein bei den Ereignissen von 1981 und 1987 (Resultate Niederschlags-Abfluss Modell aus /1/, gerundete Werte, siehe auch Bild 12).

| | Domat/Ems | Bad Ragaz | Diepoldsau |
|---------------------------------------|-----------|-----------|------------|
| 27.09.1981 | | | |
| mit Speicherseen [m ³ /s] | 1'345 | 1'590 | 1'600 |
| ohne Speicherseen [m ³ /s] | 1'510 | 1'750 | 1'780 |
| Differenz [m ³ /s] / [%] | 165 | 160 | 180 |
| 17./18.07.1987 | | | |
| mit Speicherseen [m ³ /s] | 1'950 | 2'200 | 2'650 |
| ohne Speicherseen [m ³ /s] | 2'385 | 2'650 | 3'125 |
| Differenz [m ³ /s] / [%] | 435 | 450 | 475 |

Vergleich mit direktem und indirektem Einzugsgebiet

Die Speicherseen dämpften die Abflussspitzen bei Domat/Ems beim Ereignis 1981 um 12% und beim Ereignis 1987 um 23%. Bis nach Diepoldsau nahm diese Dämpfung auf 10% bzw. 18% ab. Der Vergleich des Verhältnisses „Abflussrückhalt in den Speicherseen zu Abflussspitze im Alpenrhein“ (rote Kurven in Bild 12) mit dem Verhältnis „Speichereinzugsgebiete zu Einzugsgebiet Alpenrhein“ in lässt folgende Schlüsse zu (schwarze Kurven in Bild 12):

- Beim Hochwasser 1987 war die Abflussdämpfung durch die Speicherseen sehr effizient (die rote Kurve liegt über den schwarzen Kurven). Die grosse Dämpfung trotz der Ausleitung der einzelnen Fassungen kann nur mit den überdurchschnittlichen Niederschlagsintensitäten im Einzugsgebiet der Speicher erklärt werden (siehe auch Bild 2 rechts).
- Beim Hochwasser 1981 wurde das Rückhaltepotential nur teilweise ausgeschöpft. Die Speicherseen hatten teilweise Überlauf. Trotzdem ist die Abflussreduktion prozentual grösser als der Anteil des direkten Einzugsgebiets der grossen Speicherseen am gesamten Einzugsgebiet des Alpenrheins. Dies kann darauf hinweisen, dass auch der Aufstau der Speicherseen (Abschnitt 3.1, Randnotiz nicht regulierte Seen) und vermutlich auch die kleinen Stauseen abflussdämpfend gewirkt haben müssen.

3.5.4 Abstellung der Turbinen bei Hochwasser im Alpenrhein

Grundidee

Im Zusammenhang mit der Hochwassersicherheit am Alpenrhein wird verschiedentlich vorgeschlagen, dass bei Hochwasser auf das Turbinieren verzichtet werden soll. Bei dieser Überlegung wird davon ausgegangen, dass der Abfluss theoretisch um die installierte Turbinenleistung reduziert werden könnte. Gemäss Tab. 5 bzw. Bild 9 können von den grossen Kraftwerksanlagen insgesamt rund 340 m³/s den Talflüssen über die Turbinen zugeführt werden. Weil praktisch alle Anlagen mehrstufig sind, kann der Abfluss im Alpenrhein bei sehr grossen Ereignissen nicht um diese installierte Turbinenleistung reduziert werden. Am folgenden Beispiel der Kraftwerke Hinterrhein AG wird dies kurz erläutert.

*Übersicht Anlagen
Kraftwerke Hinterrhein AG, Anhang 2*

Die Kraftwerke Hinterrhein AG bewirtschaften ein Einzugsgebiet von 401 km² (Anhang 2). Die Energieerzeugung erfolgt in den drei Stufen Lago di Lei – Ferrera (Sufers), Sufers – Bärenburg und Bärenbrug – Solis mit Ausbauwassermengen von 45, 80 und 73 m³/s. Die natürlichen Einzugsgebiete der beiden Speicherseen Valle di Lei und Sufers betragen 46.5 km² und 193.7 km², die indirekten 90.5 km² respektive 183.6 km². Insgesamt wird das Wasser von 12 Fassungen mit einem Einzugsgebiet von 137.1 km² in die Speicher Valle di Lei und Sufers eingeleitet. Das Wasser von weiteren zwei Fassungen wird in die unterste Stufe Bärenburg – Solis eingespiesen.

Speichersee Lago di Lei

Bei grossen Hochwasser kann das Ausgleichsbecken Preda wegen der begrenzten Kapazität des Grundablasses nicht gespült werden und die Entlastung erfolgt über die Staumauer. Deshalb können auch bei sehr grossen Hochwasserereignissen bis zu 17.4 m³/s vom Val Madris in den Lago di Lei geleitet werden. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass die Überleitung aus dem Avers ins Val Madris nicht betrieben werden kann und auch die übrigen Fassungen ausgeleitet werden müssen. Das Wasser aus dem Lago di Lei wird in der Zentrale Ferrera turbinert und in den Speichersee Sufers geleitet. In den Turbinen können insgesamt 45 m³/s verarbeitet werden. Wird diese Stufe nicht betrieben, so kann wegen des grossen Nutzvolumens von 197 Mio. m³ bei entsprechend tiefem Seespiegel das Wasser aus dem direkten Einzugsgebiet und der Zuleitung aus dem Val Madris zurückgehalten werden.

Ausgleichsbecken Ferrera

Bei grossen Hochwasser wird das Ausgleichsbecken Ferrera gespült. Eine Wasserentnahme für den Pumpbetrieb der Stufe Ferrera – Lago di Lei ist nicht möglich.

Speichersee Sufers

Der Speichersee Sufers hat ein beachtliches Nutzvolumen von 20 Mio. m³. In /1/ wurde er für die Abflussdämpfung im Alpenrhein als nicht relevant eingestuft, weil er in der Regel gut gefüllt ist. Der Speichersee Sufers wird als Wochenspeicher betrieben und für einen optimalen Betrieb der Stufe Sufers – Bärenburg wird ein möglichst hoher Seespiegel angestrebt. Zudem sind das direkte Einzugsgebiet mit fast 200 km² und die Niederschlagsmengen bei südzentrierten Ereignissen beachtlich. Wird die Niederschlagssumme, welche im November 2002 in Hinterrhein beobachtet wurde, auf das Einzugsgebiet des Speichersees extrapoliert, so hätten etwas mehr als 20% für die komplette Füllung des Speichersees ausgereicht (siehe Fussnote 12, Seite 41). Wird die Stufe Sufers – Bärenburg mit einer Ausbauwassermenge von 80 m³/s nicht betrieben, so fliesst das Wasser über die Hochwasserentlastung der Staumauer Sufers in Richtung Ausgleichsbecken Bärenburg. Weil die Hochwasserentlastung reguliert ist, ist der Anstieg des Seespiegels nicht zwingend und muss deshalb nicht zu einer relevanten Dämpfung der Abflussspitze führen.

Bärenburg

Der Speichersee Bärenburg kann wegen der relativ geringen Kapazität des Grundablasses bei sehr grossen Hochwasserereignissen nicht gespült werden. Wird die Stufe Bärenburg – Sils i.D. mit einer Ausbauwassermenge von 73 m³/s nicht betrieben,

so fliesst das Wasser wegen der kleinen Seefläche praktisch ungedämpft im Hinterrhein ab.

Fazit

Verzichten die Kraftwerke Hinterrhein AG auf den Turbinierbetrieb, so führt dies «lediglich» zu einem Rückhalt der Zuflüsse zum Speichersee Lago di Lei. Die Abflüsse aus dem übrigen Einzugsgebiet der Kraftwerksanlagen werden bei sehr seltenen Ereignissen kaum gedämpft und fliessen anstatt über die Turbinen im Hinterrhein ab. Deshalb führt der Betrieb der unteren zwei Stufen kaum zu einer Erhöhung des Beitrags des Hinterrheins zur Hochwasserspitze im Alpenrhein, aber zu einer Entlastung in den Gewässerabschnitten zwischen den Wasserentnahmen und den Zentralen.

3.5.5 Permanent verfügbares Rückhaltevolumen

Übersicht

Von den bestehenden Speicherseen der Kraftwerksanlagen im Einzugsgebiet des Alpenrheins ist nur im Spullersee im Einzugsgebiet der Ill dauerhaft ein Rückhaltevolumen für den Hochwasserschutz sichergestellt. Beim Speichersee Zervreila wurde dies für den Hochwasserschutz in Vals vorgeschlagen, aber (noch) nicht realisiert.

Spullersee

Im Spullersee der Österreichischen Bundesbahnen wird permanent ein Volumen für 300'000 m³ für den Hochwasserrückhalt freigehalten.

*Silvrettasee /
Vermuntsee*

Im Falle einer Hochwasserprognose der Ill in Partenen über HQ₂₀ wird ein Freiraum im Silvretta- und Vermuntspeicher von in Summe 5,3 Mio. m³ als Hochwasserrückhaltevolumen zur Verfügung stehen. Dieser Freiraum wird erforderlichenfalls durch eine Speicherabsenkung nach Bekanntgabe der Hochwasserprognose in den Speichern Silvretta und Vermunt hergestellt.

3.5.6 Vorabsenkung von Füllungsgrad 100% auf 70%

*Füllungsgrad für eine
maximale Reduktion
der Abflussspitze im
Alpenrhein liegt bei
70%*

Mit dem Abflussprognosemodell wurden die Auswirkungen von verschiedenen Szenarien auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein untersucht (Kapitel 4). Ein Ziel dieser Szenarien war, das erforderliche Rückhaltevolumen in den grossen Speicherseen einzugrenzen, so dass die Reduktion der Abflussspitze der Hochwasser im Alpenrhein maximal wird. Die Resultate zeigen, dass dies bei einem durchschnittlichen Füllungsgrad von rund 70% der Fall ist. Vom Nutzvolumen von rund 720 Mio. m³ müssten im Idealfall rund 220 Mio. m³ für den Wasserrückhalt bei sehr grossen Hochwasserereignissen zur Verfügung stehen.

*permanente
Reservation oder
Vorabsenkung*

Die Ausführungen im Abschnitt 3.3 (Randnotiz „Füllungsgrad Speicherseen und Jahresmaxima“) und insbesondere Bild 11 zeigen, dass ab Mitte Juli das verfügbare Nutzvolumen im Durchschnitt unter 220 Mio. m³ fällt mit einer Bandbreite von Mitte Juni bis Ende September/ anfangs Oktober. Um auch in der zweiten Jahreshälfte dieses Volumen für den Hochwasserrückhalt sicherzustellen, könnte dieser Stau-bereich

- nicht genutzt und dauerhaft für den Hochwasserrückhalt reserviert, oder
- bei Ankündigung von intensiven Niederschlägen vorabgesenkt

werden. In beiden Fällen interessieren die mutmasslichen Produktionsausfälle (Ab-schnitt 3.5.7). Bei der Vorabsenkung sind Produktionsausfälle möglich, wenn diese aus Kapazitätsgründen nicht über die Turbinen, sondern über die Grundablässe erfolgen muss (siehe folgende Randnotiz) und die Stauseen mit dem Hochwasser nicht wieder gefüllt werden können. Auch interessieren die Ertragsausfälle, wenn die Vorabsenkung über die Turbinen in Perioden mit tiefen Energiepreisen fällt.

*Absenkung mit
Turbinen, Durch-
schnittswerte*

Werden die Speicherseen über die Turbinen vorabgesenkt, so stehen höchstens die Leistungen zur Verfügung, wie sie in der vierten Spalte der Tab. 5 aufgeführt sind. Liegt bei allen Speicherseen der Seespiegel auf dem Niveau des Stauziels und müssen insgesamt 220 Mio. m³ vorabgesenkt werden, so dauert dies über die Turbinen mit einer Leistung von insgesamt 262 m³/s im Vollastbetrieb im Durchschnitt fast 10 Tage. Weil das Verhältnis von Nutzvolumen zu installierten Turbinenleistung bei den Anlagen unterschiedlich ist, ist die Bandbreite mit 4 bis mehr als 25 Tagen relativ gross.

*Absenkung mit
Grundablass*

Aufgrund der heutigen Prognosemöglichkeiten dauert eine Vorabsenkung allein mit Turbinen bei Seespiegel im Bereich des Stauziels zu lange. Als Ergänzung oder als Alternative könnten die Grundablässe eingesetzt werden. Die Kapazität der Grund-ablässe dürfte bei Vollstau deutlich grösser sein als diejenige der Turbinen. Sie wurde im Rahmen der Umfrage bei den Kraftwerksgesellschaften in /1/ jedoch nicht erhoben. Ohne diese Kapazitätsangaben sind Aussagen zur Absenkdauer nicht möglich. Über-legungen zur Dauer eine Vorabsenkung ist mit Hilfe einer Analogie zu den Hoch-wasserabflüssen in den Gewässerabschnitten unterhalb der Staumauern trotzdem möglich. Bei südzentrierten Ereignissen werden die höchsten spezifischen Abflüsse (d.h. Abfluss pro km²-Einzugsgebiet) im südlichen Einzugsgebiet und bei nordzentrier-ten Ereignissen im nördlichen Einzugsgebiet erreicht (Tab. 8). Würden 220 Mio. m³ über die Grundablässe innerhalb eines Tages abgesenkt, so resultieren durchschnitt-liche spezifische Hochwasserabflüsse von 6.7 m³/s/km² und bei einer Absenkung innerhalb von 2 Tagen solche von 3.4 m³/s/km². Mit diesen Absenkzeiten würden unmittelbar unterhalb der Staumauern grosse, langanhaltende Hochwasser im Bereich eines HQ₁₀₀ oder darüber entstehen. Mit zunehmendem Abstand zur Staumauer würden die spezifischen Hochwasserabflüsse wegen des grösser werdenden Ein-zugsgebiets abnehmen.

Tab. 9: HQ₁₀₀-Abfluss von kleinen Einzugsgebieten mit Abflussmessstationen im südlichen und im nördlichen Einzugsgebiet des Alpenrheins (¹: BAFU; ²: Einzugsgebiet Landquart; ³, ⁴: Land Vorarlberg; ³).

| Messstation | E [km ²] | Periode | HQ ₁₀₀ [m ³ /s] | hq ₁₀₀ [m ³ /s/km ²] |
|-----------------------------------------------|-------------------------|-------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| südzentrierte Ereignisse | | | | |
| Somvixerrhein (Vorderrhein) ¹ | 21.8 | 1933 - 2015 | 83 | 3.8 |
| Hinterrhein /10/ | 53.8 | 1945 - 2016 | 175 | 3.3 |
| Dischmabach (Albula/Hinterrhein) ¹ | 43 | 1964 - 2015 | 20 | 0.5 |
| nordzentrierte Ereignisse | | | | |
| Landquart Monbiel /11/ | 112 | 1903 - 2000 | 130 | 1.2 |
| Taschinasbach Grüşch ² /12/ | 63 | 1960 - 2000 | 100 | 1.6 |
| Schruns Litz (III) ³ | 102 | | 105 | 1.0 |
| Ludesch Lutz (III) ³ | 185 | | 220 | 1.2 |
| Bürs Alvier (III) ³ | 72.1 | | 85 | 1.2 |
| Frutz – Laterns ³ | 33.4 | | 205 | 6.1 |

Fazit

Vorabsenkungen der grossen Speicherseen über die Turbinen ist innerhalb einer nützlichen Frist nur in einem begrenzten Ausmass realisierbar. Mit den Grundablässen wäre eine schnellere Absenkung vermutlich möglich. Um das Hochwasserrisiko unterhalb der Staumauer zu begrenzen, wäre für die Entlastung von 220 Mio. m³ im Durchschnitt mehr als 2 Tage einzurechnen.

3.5.7 Wasserwirtschaftliche Aspekte

Szenarien

Werden die Speicherseen gezielt für die Reduktion der Hochwasserspitzen im Alpenrhein eingesetzt, d.h. über die aufgrund des normalen Betriebs ausgehende Abflussminderung, so können Produktions- und Ertragsausfälle gemäss den Ausführungen im Abschnitt 3.5.6 nicht ausgeschlossen werden. Um die Grössenordnung abschätzen zu können, werden folgende, eher pessimistische und stark vereinfachten Annahmen getroffen:

- 30% des Nutzvolumens der grossen Speicherseen stehen für die Energieproduktion permanent nicht zur Verfügung bzw.
- müssen bei einer Vorabsenkung über den Grundablass entlastet werden und können auch in den folgenden Stufen nicht genutzt werden.
- Nach einer Vorabsenkung können die Speicherseen nicht mehr mit den natürlichen Zuflüssen gefüllt werden, weil das Hochwasser bzw. die Niederschläge überschätzt wurden bzw. ausbleiben.
- Es stehen deshalb insgesamt 220 Mio. m³ weniger Wasser für die Stromproduktion zur Verfügung.

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Berechnungsannahmen</i> | <p>Für die Abschätzung des Produktionsausfalls werden folgende Annahmen gemacht:</p> <ul style="list-style-type: none">• Als Bruttofallhöhe steht die Differenz zwischen dem Stauziel und der Wasserrückgabe der untersten Stufe in den Talfluss zur Verfügung.• Der gesamte Wirkungsgrad der Anlagen liegt bei 0.8 bzw. 80% der Bruttofallhöhe. |
| <i>maximaler Produktionsausfall</i> | <p>Mit dieser Annahme resultiert pro m³ Wasser und pro Meter Bruttofallhöhe ein Produktionsausfall von 2.18 Wh oder 0.00218 kWh. Mit einer gewichteten Bruttofallhöhe von 1252 m und einem Wasservolumen von 220 Mio. m³ resultiert ein maximaler Produktionsausfall von 600 Mio. kWh.</p> |
| <i>Barwert maximaler Produktionsausfall bei permanentem Verlust des Stauraums</i> | <p>Wird für den Hochwasserschutz ein permanenter Stauraum zur Verfügung gestellt, so kann mit Hilfe der Barwertmethode der Ertragsausfall abgeschätzt werden. Dazu sind weitere Annahmen erforderlich:</p> <ul style="list-style-type: none">• Dauer: 30 Jahre (bis Auslauf der Konzessionen)• Zins: 2%• Preis kWh: CHF 0.1 <p>Mit diesen Annahmen resultiert ein Barwert von rund CHF 1.3 Mia.</p> |
| <i>Verlust Flexibilität; (Beitrag von Peter Matt)</i> | <p>Speicherverlust führt in der Regel auch zu Verlust an Flexibilität, welche im Einzelfall zu ermitteln ist. Näherungsweise kann der Flexibilitätsverlust je Kraftwerksleistung im Verhältnis des für den Kraftwerksbetrieb nicht mehr zur Verfügung stehend Speicherraumes abgeschätzt werden. Wird für den Hochwasserschutz ein permanenter Stauraum von 220 Mio. m³ oder 30% zur Verfügung gestellt, so würde auch die flexible Leistung um diesen Prozentsatz reduziert. Die installierte Leistung der Speicher- und Pumpspeichieranlagen im Rheineinzugsgebiet beträgt auf Schweizer Seite rund 1'660 MW und in Österreich rund 1'930 MW. Der Verlust würde mit diesen Annahmen etwas über 1'000 MW betragen. Näherungsweise entspricht der Verlust je MW Flexibilität rund CHF/Jahr 115'000.- bzw. einem Barwert zwischen CHF 1.1 und 1.7 Mio. /15/. Mit diesen Annahmen ergibt sich für den Flexibilitätsverlust von rund 1'000 MW ein Barwert von CHF 1.1 bis 1.7 Mia⁷.</p> |
| <i>Barwert Vorabsenkung</i> | <p>Bei einer Vorabsenkung resultiert geringere Verluste bei der Produktion und der Flexibilität, weil der Stauraum nicht jedes Jahr für den Hochwasserschutz zur Verfügung stehen muss. Die Ausführungen im Abschnitt 6.1 zeigen, dass dafür zuverlässige Prognosen über mindestens 4 bis 6 Tage erforderlich sind und diese heute nicht möglich ist. Aus diesem Grunde wird auf eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeit eines Produktionsausfalls infolge einer Vorabsenkung verzichtet.</p> |
| <i>offene Frage</i> | <p>Nicht weiter abgeklärt wurde folgende Fragestellung: Was wären die Konsequenzen, wenn eine Pflicht für eine Vorabsenkung durch Turbinieren bestehen würde, aber bereits ein Überangebot am Markt vorhanden ist und deshalb der Strom nicht abgenommen wird oder werden kann?</p> |

⁷ Angaben waren in EURO; Umrechnungskur 1 EUR = 1.15 CHF

3.5.8 Lokaler Hochwasserschutz

Im Einzugsgebiet des Alpenrheins gibt es verschiedene Beispiele, bei welchen die Speicherseen situativ für den Hochwasserschutz eingesetzt oder Bestandteil eines Schutzkonzepts sind. Die Siedlungsgebiete, welche von der Dämpfungswirkung profitieren, liegen am gleichen Gewässer wie der grosse Stausee und relativ nahe an dieser Anlage.

Ill Feldkirch

Zum Beispiel können die Vorarlberger Illwerke mit gezieltem Pumpbetrieb die Hochwasserspitze in der Ill dämpfen.

Tamina in Vättis und Bad Ragaz

Mit den Anlagen der Kraftwerke Sarganserland kann der Abfluss in der Tamina durch Rückhalt und Pumpbetrieb (Stauseen Gigerwald und Mapragg) sowie Turbinierbetrieb reduziert werden. Wird z.B. in Sarelli mit Vollast turbiniert, kann der Abfluss in der Tamina in Bad Ragaz um rund 30 m³/s reduziert werden, weil dieses Wasser direkt in den Alpenrhein und nicht in die Tamina eingeleitet wird. Der Hochwasserabfluss im Alpenrhein wird dadurch nicht beeinflusst.

Valsler Rhein, Vals

Das Hochwasserschutzkonzept von Vals beinhaltet einen Rückhalt im Stausee Zervreila, welcher in Vals die Hochwasserspitze um 50 m³/s reduziert. Im Hochwasserschutzkonzept wurde angedacht, den notwendigen Rückhalteraum bei einer Konzessionsänderung bzw. -erneuerung einzufordern (siehe auch Abschnitt 5.2.5).

4 Füllungsgrad der Speicherseen und Hochwasserabfluss

4.1 Abflussprognosemodell WaSiM-ETH-Alpenrhein

Zweck Für den Alpenrhein steht für die Abflussvorhersage das Prognosemodell WaSiM-ETH-Alpenrhein zur Verfügung. In ihm wird das gesamte Abflussverhalten des Alpenrheins von Nieder- bis Hochwasser abgebildet. Es ist Bestandteil des Hochwasservorhersagesystems FEWS des BAFU (Flood Early Warning System) und wird vom BAFU seit dem Herbst 2014 eingesetzt.

Prognosemodell Das Abflussvorhersagemodell WaSiM-ETH-Alpenrhein wurde anhand von Pegelbeobachtungen im Rheineinzugsgebiet in der Periode von 1996 bis 2003 kalibriert und für den Zeitraum von 2004 bis 2011 validiert. Im Anschluss an die Validierung wurden zusätzlich die Abflüsse bis zum 30.09.2012 mit den Hochwasserereignissen vom 04.06.2012 und vom 27.09.2012 mit Abflussspitzen bei Diepoldsau von 1'558 m³/s und von 1'151 m³/s modelliert. Die Kalibrierung erfolgte primär mit Hilfe der Parameter, welche den Einfluss der Bodenspeicher, der Schneeschmelze und der Verdunstung auf die Abflussbildung steuern. Zudem musste der beobachtete Niederschlag korrigiert werden, weil die Niederschlagsdaten trotz der 93 verwendeten Messstationen mit Stunden- und Tageswerten die Variabilität im stark strukturierten Einzugsgebiet zu ungenau abbilden. Ein wichtiger Bestandteil des Modells sind die Wasserkraftanlagen mit den Speicherseen, den Überleitungen und den Wasserrückgaben in die Gewässer. Weil keine Betriebsdaten der Wasserkraftanlagen zur Verfügung standen, war vor allem auch die Wasserrückgabe ein Kalibrierungsparameter. Der Fokus der Kalibrierung lag bei einer möglichst guten Abbildung der Schneeschmelze, der Hochwasserspitzen und deren Rückgang sowie der Niederwasserabflüsse. Für die Abflussvorhersage wird das Modell mit Niederschlagsprognosen betrieben. Vertiefte Informationen zum Modell sind in /4/ und in /5/ beschrieben.

*Hochwasser 2016
und Neukalibrierung*

Beim Hochwasser vom 16./17.06.2016 wurde in Diepoldsau eine Abflussspitze von rund 2'200 m³/s beobachtet⁸, was einem 20- bis 30jährigen Ereignis entspricht. Die Abflussspitze war vergleichbar mit derjenigen der Ereignisse von 2002 (2'061 m³/s) und 2005 (2'264 m³/s). Das neue Abflussvorhersagemodell kam bei diesem Ereignis erstmals für die Prognose eines grösseren Hochwassers zum Einsatz. Mit dem Modell wurde die Abflussspitze generell unterschätzt (Tab. 10). Je kürzer der Prognosezeitraum war, desto besser stimmte die Prognose. Als Gründe für die Unterschätzung der Abflussspitze werden in /7/ und in /8/ der Detaillierungsgrad der Niederschlagsprognosen in Bezug die räumliche und zeitliche Auflösung sowie das Prognosemodell aufgeführt. Die Erfahrung mit dem Hochwasser 2016 veranlasste die zuständigen Stellen, das Prognosemodell zu überarbeiten bzw. zusätzlich mit dem Ereignis 2016 zu kalibrieren. Ende 2016 wurde diese Rekalibrierung mit Daten bis Oktober 2016

⁸ Gemäss provisorischen Angaben des BAFU 2'193 m³/s.

durchgeführt, wobei insbesondere auf die bessere Modellierung der Hochwasserspitzen aus dem Vorder- und Hinterrhein Wert gelegt wurde. Ausserdem wurde die verwendete Modellversion aktualisiert, die Einzugsgebieteinteilung etwas verfeinert und speziell für den Rheintaler und den Liechtensteiner Binnenkanal deutliche Verbesserungen der Modellierungsergebnisse erreicht. Das Parameterset dieser Rekalibrierung bildet die Grundlage für die Simulation der Szenarien mit unterschiedlichen Füllung der Speicherseen, welche im vorliegenden Bericht beschrieben sind.

Tab. 10: Prognose der Abflussspitze im Alpenrhein bei Diepoldsau für das Ereignis vom 16./17.06.2016 zu verschiedenen Zeitpunkten.

| Zeitpunkt der Prognose | Prognostizierte Abflussspitze in Diepoldsau [m ³ /s] (Abweichung) |
|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 13.06. 08:30, 4 Tage im Voraus | 1'300 (-40%) |
| 14.06. 08:30, 3 Tage im Voraus | 1'200 (-45%) |
| 15.06. 08:30, 2 Tage im Voraus | 1'450 (-35%) |
| 16.06. 08:30, 1 Tag im Voraus | 1'100 – 1'650 (-50 bis -25%) |
| 16.06. 15:30, 0.5 Tage im Voraus | 1'400 – 1'900 (-35 bis -15%) |

Qualität Niederschlagsprognosen

Für Abflussprognosen ist neben der Qualität des Niederschlags-Abfluss Modells auch die Qualität der Niederschlagsprognosen entscheidend. Mit kürzer werdender Prognosedauer nimmt sie deutlich zu (Tab. 11). Über die Prognosegenauigkeit betreffend räumlicher und zeitlicher Auflösung von Niederschlägen, was für die Hochwasserbildung wichtig ist, liegen keine Angaben vor.

Tab. 11: Qualität von Niederschlagsprognosen für unterschiedliche Prognosedauer.⁹

| Prognosedauer | Sicherheit/Genauigkeit |
|---------------|------------------------|
| 72 h | 50% |
| 48 h | 66% |
| 6 h | 80-90% |

Kraftwerksdaten

Für die Abflussprognosen stehen dem BAFU derzeit keine Online-Daten der Füllzustände der Kraftwerke zur Verfügung. Vom Bundesamt für Energie (BFE) werden einmal in der Woche die Seestände in den Speicherseen geliefert. Aus Bild 11, welches das verfügbare Nutzvolumen im Jahresverlauf zeigt, kann abgeleitet werden, dass die Veränderungen in der Regel im Juni maximal sind. Das Nutzvolumen wird in der Regel in diesem Monat um 185 Mio. m³ reduziert bzw. um 40 Mio. m³ pro Woche. Sind die Seestände im Wochenrhythmus verfügbar, so kann die Rückhaltewirkung im Abflussprognosemodell um diesen Betrag überschätzt werden.

⁹ Mitteilung von Jörg Schulla basierend auf Aussagen von Karsten Jasper, BAFU anlässlich der Sitzung in Zürich vom 12.05.2017. An der gleichen Besprechung wurde von Hans Peter Wächter festgehalten, dass der Bevölkerungsschutz für eine Evakuierung 24 bis 36 h benötigt.

4.2 Szenarien - Handbuch

Zweck

Das Szenarien-Handbuch ist ein Instrument für die Notfallplanung am Alpenrhein bei Hochwasser /5/. In ihm werden die Auswirkungen von verschiedenen Niederschlags-szenarien auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein dargelegt. Dazu wurden basierend auf beobachteten Ereignissen meteorologische Szenarien entwickelt und diese mit dem Abflussprognosemodell simuliert. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit¹⁰ basieren die Szenarien auf Ereignissen nach 1990.

Basisszenarien

Als Basisszenarien dienten die Hochwasserereignisse Mai 1999, November 2002 und August 2005. Die drei Ereignisse unterscheiden sich erheblich. Beim mittleren Ereignis handelt es sich um ein südzentriertes Ereignis, bei den beiden anderen um nordzentrierte Ereignisse. Beim Ereignis vom Mai 1999 trug die Schneeschmelze vom ausserordentlich schneereichen Winter 1998/99 zum Hochwasserabfluss und zu sehr hohen Wasserständen im Bodensee bei¹¹. Die grössten Abflussspitzen wurden beim zweiten Ereignis im Mai 1999 erreicht (Tab. 12). Beim Ereignis vom November 2002 war die Niederschlagsdauer im südlichen Einzugsgebiet mit zum Teil über 60 Stunden ausserordentlich¹². Dafür lag die Nullgradgrenze um ca. 2000 m ü.M., so dass dieser in weiten Teilen des Einzugsgebiets als Schnee fiel¹³. Beim Hochwasser vom August 2005 hingegen fiel der Niederschlag als Regen und der Beitrag der Schneeschmelze war vernachlässigbar. Die Intensitäten waren vor allem in den Einzugsgebieten der Landquart und nördlich davon gross.

Tab. 12: Zusammenstellung der Basisszenarien aus dem Szenarien-Handbuch.

| Ereignis | Niederschlags- typ | Abflussspitze Domat/Ems [m ³ /s] | Abflussspitze Diepoldsau [m ³ /s] |
|----------------|-----------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 11./15.05.1999 | nordzentriert | 403 (13.05) | 1'212 (13.05.) |
| 19./23.05.1999 | nordzentriert | 627 (19.05.) | 1'889 (22.05.) |
| 15./17.11.2002 | südzentriert | 972 (16.11.) | 2'061 (16.11.) |
| 22./24.08.2005 | nordzentriert | 669 (22.08) | 2'264 (23.08.) |

Simulation der Basisszenarien November 2002 und August 2005

Für die Beurteilung der Prognosequalität des Abflussvorhersagemodells WaSiM-ETH-Alpenrhein bei grossen Hochwasser gibt der Vergleich der Abflussspitzen hinweise, welche bei den Basisszenarien beobachtet beziehungsweise mit dem Modell simuliert wurden. Die entsprechenden Resultate sind für die beiden Ereignisse vom November 2002 und August 2005 in der Tab. 13 zusammengestellt. Je nach Szenario und Ort

¹⁰ Mit Datenverfügbarkeit ist primär die räumliche und zeitliche Auflösung der Meteodaten gemeint.

¹¹ Maximaler Stand Bodensee 397.88 m ü.M. am 24. Mai und 397.89 m ü.M. am 11. Juni 1999 bei einem langjährigen Mittelwert von 395.6 m ü.M.

¹² In Hinterrhein fielen zwischen dem 14.11.2002 06:00 Uhr bis zum 16.11.2002 24:00 Uhr rund 470 mm Niederschlag.

¹³ Die mittlere Höhe des Einzugsgebiets des Alpenrheins liegt oberhalb Domat/Ems bei 2'020 m ü.M. und oberhalb von Diepoldsau bei 1'800 m ü.M.

variieren die Abweichungen zwischen +2% und +70%¹⁴.

Tab. 13: Zusammenstellung der Basisszenarien aus dem Szenarien-Handbuch (gerundete Werte; siehe auch Fussnote 14, Seite 42).

| Ereignis | | Domat/Ems [m ³ /s] | Bangs [m ³ /s] | Diepoldsau [m ³ /s] |
|-----------------------|---------------|-----------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------|
| 15./17.11.2002 | beobachtet | 970 | 1405 | 1790 |
| | simuliert | 1645 | 2175 | 2440 |
| | Differenz (%) | 675 (70%) | 770 (55%) | 650 (36%) |
| 22./24.08.2005 | beobachtet | 615 | 1270 | 2240 |
| | simuliert | 840 | 1670 | 2285 |
| | Differenz (%) | 225 (37%) | 400 (31%) | 45 (2%) |

4.3 Einfluss Füllungsgrad der Speicherseen

untersuchte Szenarien

Um den Einfluss des Füllungsgrads der Speicherseen auf die Abflussspitze der Hochwasser abschätzen zu können, wurden mit dem Prognosemodell verschiedene Szenarien für ein nord- und ein südzentriertes Ereignis simuliert. Für das nordzentrierte Ereignis wurde das Szenario B ausgewählt, welches auf dem Niederschlagsereignis vom August 2005 basiert, und für das südzentrierte Ereignis das Szenario G, welches auf demjenigen vom November 2002 abgestützt ist. Die Bezeichnungen

Tab. 14: Kenndaten der untersuchten Szenarien B (nordzentriert auf Basis des Ereignisses 2005) und G (südzentriert auf Basis des Ereignisses 2002; Gebietsniederschlag ohne Schneeschmelze; *: Schnee, wie er aus der Modellrechnung am Beginn des Ereignisses November 2002 resultierte. Die Schneedecke entspricht bezogen auf das Gesamteinzugsgebiet einem Niederschlagsgleichwert von 52 mm).

| | nordzentriertes Ereignis, Szenario B | südzentriertes Ereignis, Szenario G |
|------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Basisszenario | 22./24.08.2005 | 15./17.11.2002 |
| Gebietsniederschlag beobachtet [h] / [mm] | 24 h / 97 mm | 60 h / 130 mm |
| Modifikation Basisszenario | | |
| Gebietsniederschlag [h] / [mm] (siehe auch Anhang 3) | Erstreckung um 9 h und Erhöhung um +25% in den ersten 9 h; also 33 h / 128 mm | Erhöhung erste Phase um +25%; also 60 h / 141 mm |
| Temperatur | - | Erhöhung um 8° |
| Schnee | - | mit Schnee*; 52 mm |

¹⁴ Diese Werte beziehen sich auf die Originalkalibrierung. Im Rahmen der Rekalibrierung wurden insbesondere Wert auf eine Verbesserung der Prognose der Hochwasserabflüsse im Vorder- und Hinterrhein gelegt. Allerdings wurde die Rekalibrierung nicht für den gesamten Zeitraum ab 1996, sondern nur für den Zeitraum ab 2012 durchgeführt, um für das Vorhersagemodell einen optimalen Betriebsmodus zu erreichen. Deshalb stehen keine neuen Werte zur Verfügung.

Szenarien B und G sind identisch mit den Bezeichnungen im Szenarien-Handbuch /5/. Im Vergleich zum beobachteten Ereignis wurde bei beiden Szenarien wie im Szenarien-Handbuch in der Anfangsphase der Niederschlag erhöht und beim Szenario B zusätzlich verlängert. Beim Szenario G wurde die Temperatur um 8° erhöht und eine Schneedecke angenommen. Tab. 14 enthält verschiedene Kenndaten dieser Szenarien. Weitere Details können aus /5/ oder dem Anhang 4 entnommen werden.

Annahmen Speicherseen und Kraftwerksbetrieb

Bei den Szenarien B und G wurden die Speicherseen und der Kraftwerksbetrieb wie folgt modelliert:

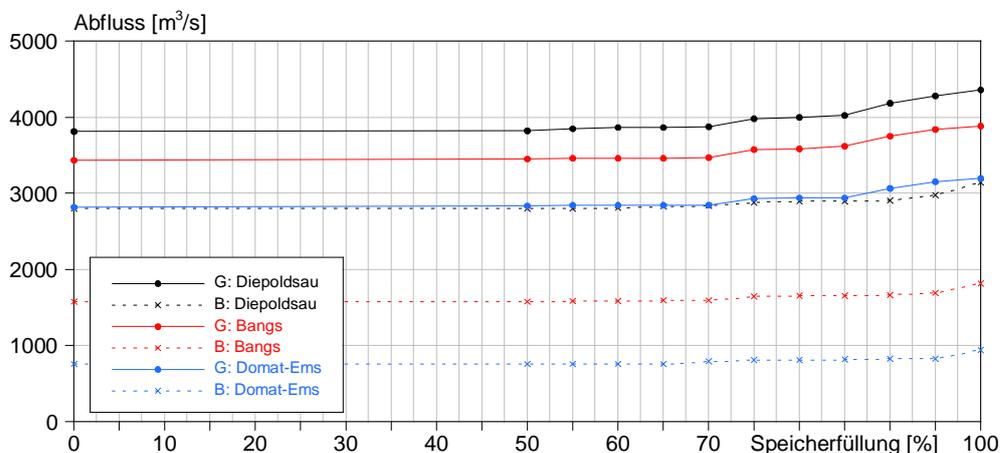
- kein Turbinieren
- Zuleitungen von den indirekten Einzugsgebieten sind in Betrieb (bis zur Fassungskapazität, welche jeweils aufgrund der Einzugsgebietsgrösse und anderer verfügbarer technischer Angaben geschätzt wurde)
- Variation Füllungsgrad Speicher 0%, 50%, 55%, 60%, 65%, 70%, 75%, 80%, 85%, 90%, 95%, 100%

Als Kontrast wurde ein zusätzliches Szenario ohne Speicherseen bzw. ohne Kraftwerksanlagen simuliert. Dafür wurde die Modelleinstellung so geändert, dass weder Speicherseen noch Überleitungen im Gebiet berücksichtigt sind. Die Modellierung entspricht in Bezug auf die Kraftwerksanlagen weitgehend dem Zustand vor 1950.

Resultate (Absolutwerte)

Beim Szenario B mit dem nordzentrierten Ereignis mit vollen Speicherseen (Füllungsgrad 100%) nimmt die Abflussspitze von 950 m³/s bei Domat/Ems auf 3'140 m³/s bei Diepoldsau zu (Bild 16, Bild 17 und Tab. 15, siehe auch Tab. 16 im Kapitel 6). Der Rückhalt in den Speicherseen vermag diese Abflussspitzen im besten Fall (Füllungsgrad 0%) bei Domat/Ems um 210 m³/s und in Diepoldsau um 300 m³/s zu reduzieren (alles gerundete Werte). Bei einem Füllungsgrad von 70% beträgt die Reduktion noch 170 m³/s bzw. 265 m³/s. Beim Szenario G mit dem südzentrierten Ereignis sind die Abflussspitzen und die Reduktion durch die Speicherseen grösser als beim Szenario

Bild 16: Einfluss der Speicherseefüllung auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein bei Domat/Ems, Bangs und Diepoldsau bei den Szenarien B (Basis 2005) und G (Basis 2002).

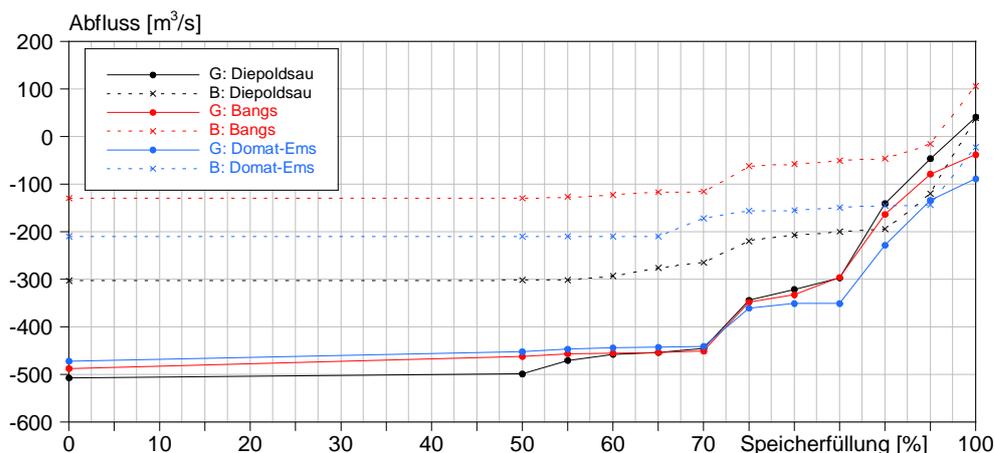


rio B. Mit vollen Speicherseen werden in Domat/Ems 3'200 m³/s und in Diepoldsau 4'360 m³/s erreicht. Die maximale Reduktion der Abflussspitze durch die Speicherseen beträgt am oberen dieser beiden Standorte maximal 470 m³/s und am unteren 505 m³/s (Füllungsgrad 0%). Bei einem Füllungsgrad von 70% wird in Domat/Ems noch eine Abflussspitze von 2'850 m³/s erreicht (Reduktion 440 m³/s) und in Diepoldsau eine von 3'875 m³/s (Reduktion 445 m³/s).

*Resultate
(Relativwerte)*

Bei nordzentrierten Ereignissen ist die abflussmindernde Wirkung der Speicherseen bei Bangs oberhalb der Illmündung sowohl absolut als auch relativ am kleinsten (Tab. 15). Die grösste, absolute Abflussreduktion wird im untersten Abschnitt rheinabwärts der Illmündung erreicht, die grösste relative Abflussminderung im obersten Rheinabschnitt unterhalb von Reichenau. Der Grund dafür sind die Lage der Speicherseen und die Niederschlagsverteilung im Rheineinzugsgebiet. Bei den südzentrierten Ereignissen profitiert der ganze Alpenrhein sowohl absolut als auch relativ in einem vergleichbaren Ausmass.

Bild 17: Einfluss der Speicherseefüllung auf die Reduktion des Hochwasserabflusses im Alpenrhein bei Domat/Ems, Bangs und Diepoldsau bei den Szenarien B (Basis 2005) und G (Basis 2002).



Tab. 15: Reduktion Abflussspitze der Szenarien B und G in Domat/Ems, Bangs und Diepoldsau bei Füllungsgraden der Speicherseen von 70%.

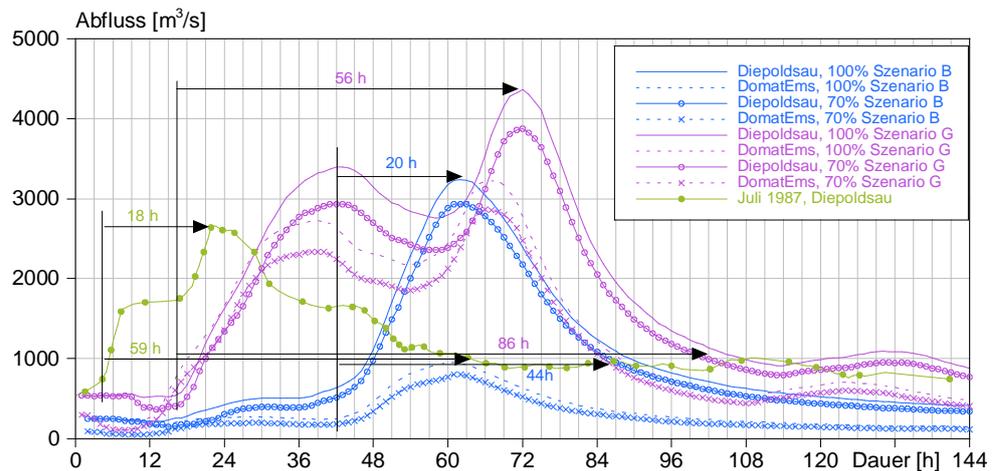
| Datum | nordzentriert; Szenario B | südzentriert, Szenario G |
|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Domat/Ems [m ³ /s; %] | 170, 18% | 440, 13% |
| Bangs [m ³ /s; %] | 115, 7% | 450, 12% |
| Diepoldsau [m ³ /s; %] | 265, 9% | 445, 10% |

Ereignisdauer

Beim Szenario B (nordzentriertes Ereignis) dauert das Ereignis rund 44 h und die Abflussspitze wird nach 20 Stunden erreicht (blau in Bild 18). Die entsprechenden Werte beim Szenario G (südzentriertes Ereignis) sind 86 h und 56 h. Die Dauer des

Hochwassers des nordzentrierten Ereignisses ist vergleichbar mit den grossen Hochwasserereignissen, welche in der Vergangenheit beobachtet wurden (Bild 3, Seite 15), diejenige des südzentrierten Ereignisses ist deutlich länger.

Bild 18: Simulierte Hochwasserganglinien der Szenarien B und G in Domat/Ems und in Diepoldsau mit 70% und 100% Füllungsgrad der Speicherseen im Vergleich zur beobachteten Abflussganglinie des Hochwassers Juli 1987 in Diepoldsau (Zeitangaben: gerundete Werte).



Fazit

Für eine maximale abflussdämpfende Wirkung sollten die Speicherseen unabhängig, ob das Niederschlagsereignis durch ein süd- oder nordzentriertes Ereignis verursacht wird, im Durchschnitt nicht mehr als 70% gefüllt sein. Bei einem Nutzvolumen der grossen Speicherseen von insgesamt rund 730 Mio. m³ entspricht das Volumen, welches für den Wasserrückhalt für eine maximale Reduktion der Abflussspitzen benötigt wird, rund 220 Mio. m³. Die Reduktion beim Szenario G mit dem südzentrierten Ereignis ist vergleichbar mit der Wirkung der Speicherseen beim Ereignis 1987 (Vergleich Prozentwerte in Rot in Bild 7 mit den Prozentwerten in Tab. 15).

weiterführende Dokumentation

Im Anhang 4 sind die untersuchten Szenarien ausführlicher dokumentiert. Auf eine umfassendere Dokumentation und Interpretation wurde aus Kostengründen verzichtet.

5 Rechtliche Aspekte

5.1 Ausgangslage

Übersicht

Die grossen Speicherseen können je nach Seespiegel die Abflussspitzen von Hochwasserereignissen im Alpenrhein substantiell reduzieren. Am grössten ist die Wirkung, wenn die Speicherseen im Durchschnitt nur zu 70% oder weniger gefüllt sind. Steigt der Füllungsgrad über 70%, so nimmt die Wirkung ab. Der Füllungsgrad von 70% wurde vor dem Jahr 2000 je nach Hydrologie in der Regel zwischen Mitte Juni und Mitte September erreicht. Weil die Hochwassersaison am Alpenrhein sich von Mai bis November erstreckt, kann mit der heutigen Betriebsweise ein optimaler Rückhalt nicht garantiert werden.

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht Hochwassersicherheit Alpenrhein

Aus Sicht der Hochwassersicherheit am Alpenrhein sind verschiedene technische Eingriffe denkbar, mit welchen die Rückhaltewirkung der Speicherseen während der ganzen Hochwassersaison bestmöglichst gewährleistet werden kann. Diese Eingriffe sind in der Regel weder in den Konzessionen bzw. den Wasserrechtsverleihungen noch in den Betriebsreglementen vorgesehen. Grundsätzlich sind folgende Möglichkeiten denkbar.

Fall A «Sowieso-Wirkung»:

Profitieren von der Abflussreduktion bei Hochwasser durch die heutigen Anlagen und einem Betrieb, welcher wasserwirtschaftlich optimiert ist, also ohne Nutzungseinschränkungen (d.h. profitieren von den derzeitigen Verhältnissen, aber ohne Garantien).

Fall B Nutzungseinschränkung und/oder zusätzliche Auflagen während der gültigen Konzession infolge:

- 1: Dauerhaftem Vorhalten eines Teils des Stauraums für den Hochwasserrückhalt während der Hochwassersaison; d.h. ein Teil des Nutzvolumens kann nicht mehr bewirtschaftet werden
- 2: Pflicht zur Sicherstellung eines Rückhalteriums durch Vorabsenkung falls der verfügbare Rückhalteraum zu gering ist basierend auf einem „Kommissionsentscheid“ über
 - a: Turbinen
 - b: Grundablass
 - c: Verzicht auf Pumpen
 - d. Kombination von a), b) und c)
- 3: Verzicht auf Stromproduktion und/oder die Zurverfügungstellung von Regelenergie wegen Einstellung des Turbinenbetriebs
- 4: Pflicht auf Pumpbetrieb zur Reduktion der Abflussspitze
- 5: Erhöhung der Stauanlagen, um zusätzliches Volumen für den Hochwasserrückhalt zu erhalten, welches in der Hochwassersaison nicht bewirtschaftet wird

Fall C: Auflagen bei einer Neukonzessionierung

Bei einer Neukonzessionierung oder bei einer Erweiterung einer Konzession einer bestehenden Wasserkraftanlagen sind die gleichen Möglichkeiten denkbar, wie sie unter Fall B aufgeführt sind.

Fragestellungen

Wenn solche Eingriffe oder Auflagen, wie sie im Fall B und C skizziert sind, über die blosser Freiwilligkeit von Kraftwerksbetreibern hinausgehen sollen, stellt sich die Frage, inwieweit bestehende und neue Speicherkraftwerke bzw. ihre Betreiber aufgrund der aktuellen Rechtslage für Massnahmen im Rahmen des Hochwasserschutzes am Alpenrhein verpflichtet werden können. Die Erläuterung der Rechtslage konzentriert sich auf die Kantone Graubünden, St.Gallen und das Land Vorarlberg, weil die grossen Speicherseen in diesen Gebieten liegen. Im Abschnitt 5.2 geht Dr. Christian Schreiber auf die Rechtslage in den beiden Schweizer Kantonen ein, im Abschnitt 5.3 Dr. Walter Sandholzer auf diejenigen im Land Vorarlberg.

5.2 St.Gallen und Graubünden (Beitrag von Dr. Christian Schreiber)

5.2.1 Rechtliche Grundlagen Hochwasserschutz

Der Bund hat sich bezüglich Hochwasserschutz eine umfassende Gesetzgebungskompetenz vorbehalten (Art. 76 Abs. 1 BV, SR 101). Sie wird aber nur teilweise ausgeschöpft. Das Bundesgesetz über den Wasserbau (WBG, SR 721.100) enthält nur Grundsätze im Bereiche Hochwasserschutz. In Art. 2 und 3 Abs. 1 WBG wird der Hochwasserschutz auf die Kantone übertragen. Er wird in erster Linie durch den "Unterhalt an Gewässern" und "raumplanerische Massnahmen" gewährleistet (Art. 3 Abs. 1 WBG). Reichen solche Massnahmen gemäss Abs. 1 nicht aus, so sieht Art. 3 Abs. 2 WBG zusätzliche Massnahmen vor wie Verbauungen, Eindämmungen, Korrekturen, Geschiebe- und Hochwasserrückhalteanlagen sowie "alle weiteren Vorkehrungen, die Bodenbewegungen verhindern". Grundsätzlich könnte der Bund gestützt auf diese Bestimmung auch die Kraftwerksbetreiber ins Hochwassermanagement miteinbeziehen, wie es auch im Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 12.4271 Darbellay vom 14. Dezember 2012, "Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz", BAFU, 2016, Seite 65, angedacht ist. Es gibt derzeit aber keine allgemeinen rechtlichen Grundlagen, welche die Kraftwerksbetreiber zu hochwasserdämpfenden Massnahmen verpflichten würden.

5.2.2 bestehende wohlerworbene Rechte

Die wohlerworbenen Rechte spielen bei der Wasserkraftnutzung eine zentrale Rolle und werden in Art. 43 Abs. 1 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG, SR 721.80) ausdrücklich erwähnt. Die Bestimmung lautet wie

folgt:

"Die Konzession verschafft dem Konzessionär nach Massgabe des Verleihungsaktes ein wohlerworbenes Recht auf die Benutzung des Gewässers".

Die wohlerworbenen Rechte stehen natürlichen und juristischen Personen gegenüber dem Staat (Bund, Kantone, Gemeinden) zu und beruhen auf öffentlichem Recht.

Die wohlerworbenen Rechte sind vor allem dadurch gekennzeichnet, dass sie nur schwer abänderbar sind und in der Regel nicht entzogen werden dürfen. Sie werden auch als gesetzesbeständig bezeichnet, da sie bei einer Änderung des Gesetzes, das sie begründet hat, nicht angepasst werden müssen.

Der erhöhte Schutz ist vor allem Ausdruck des Vertrauens, das der Konzessionär in den Bestand der wohlerworbenen Rechte setzt und gestützt darauf grosse, langfristig zu amortisierende Investitionen tätigt. Dieses geht dem Grundsatz der Gesetzesmässigkeit vor.

Der Umfang des Schutzes der wohlerworbenen Rechte ergibt sich für Wasserkraftwerke aus der Wasserrechtsverleihung (Art. 43 Abs. 1 WRG). Im Begründungsakt wird folglich umschrieben, welche Rechte des Konzessionärs wohlerworben sind. Dies bedeutet, dass aufgrund der Konzession Einschränkungen und Vorbehalte bezüglich wohlerworbenen Rechten zulässig sind. Einerseits können der erhöhte Schutz auf bestimmte Rechte begrenzt oder aber einzelne Rechte eingeschränkt werden. Ebenso besteht die Möglichkeit, Änderungen der wohlerworbenen Rechte unter bestimmten Voraussetzungen zukünftig zuzulassen. Ein solcher Vorbehalt ist in allgemeiner Form nach Bundesgerichtspraxis ungültig. Vielmehr ist ein detaillierter und konkreter Vorbehalt erforderlich.

Einschränkungen der wohlerworbenen Rechte ergeben sich auch aufgrund bestehender Gesetzesbestimmungen, wie zum Beispiel zum Schutze der Fischerei (Art. 23 WRG), zur Sicherstellung zu öffentlichen Zwecken im Umfange des dringenden Bedürfnisses (Art. 53 Abs. 1 WRG) und gemäss Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (GSchG, SR 814.20).

Bestehende wohlerworbene Rechte können unter drei Voraussetzungen eingeschränkt werden:

- gesetzliche Grundlage;
- öffentliches Interesse;
- Eingriff muss verhältnismässig sein.

In den Wasserrechtsverleihungen werden vor allem folgende Rechte des Konzessionärs als wohlerworben bezeichnet:

- nutzbare Wassermenge;
- nutzbares Gefälle;
- Dauer der Verleihung.

Im Vertrauen auf diese Nutzungsbedingungen, haben die Kraftwerksbetreiber für die Realisierung von Speicherkraftwerken grosse Investitionen vorgenommen. Dabei spielt die Speicherungsmöglichkeit und die gezielte bedarfsgerechte Stromproduktion eine entscheidende wirtschaftliche Rolle. Der hohe Kostenaufwand für die Stauhaltung lohnt sich nur, wenn die Stromerzeugung in Zeiten starker Nachfrage verlagert werden kann. Die Bewirtschaftung des Speichers ist somit das zentrale Interesse für die erhöhte Investition gegenüber einem Laufkraftwerk. Folglich bedeuten behördlich angeordnete Betriebs- und Bewirtschaftungsmassnahmen einen Eingriff in die wohlerworbenen Rechte des Konzessionärs, indem die nutzbare Wassermenge und der Zeitpunkt der Stromproduktion beeinflusst werden. Durch eine vorsorgliche Vorabsenkung oder die zur Verfügungsstellung eines permanenten Stauraumes für den Hochwasserrückhalt wird die nutzbare Wassermenge direkt beeinflusst und die Bewirtschaftungsmöglichkeiten des Speichers werden eingeschränkt. Ohne diesbezüglichen ausdrücklichen Vorbehalt im Begründungsakt muss sich der Konzessionär eine solche Einschränkung nicht gefallen lassen. Er ist in seinem Vertrauen, die Kraftwerkanlagen während der Konzessionsdauer gemäss Wasserrechtsverleihung uneingeschränkt nutzen zu können, grundsätzlich zu schützen. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtes kann in die wohlerworbenen Rechte unter Umständen entschädigungslos eingegriffen werden, wenn die sogenannte Substanz des Rechtes nicht verletzt wird. Hiezu wurde der Begriff "wirtschaftliche Tragbarkeit" entwickelt. Ist die Einschränkung wirtschaftlich tragbar, so ist sie grundsätzlich zulässig und nicht entschädigungspflichtig. Dabei geht es vor allem um den Grundsatz der Verhältnismässigkeit. Nach der neueren Lehre und Rechtsprechung wird aber zu Recht primär auf das Vertrauensprinzip abgestellt. Gerade bei Speicherkraftwerken ist der grosse Investitionsaufwand für die Stauhaltung nur gerechtfertigt, wenn die Bewirtschaftung des Speichers grundsätzlich uneingeschränkt erfolgen kann. Da es auch an einer gesetzlichen Grundlage für solche Massnahmen fehlt, sind sie nicht zulässig.

5.2.3 Schutz der sogenannten Polizeigüter

Unter Polizeigütern versteht man die öffentliche Ordnung, die öffentliche Sicherheit und die Gesundheit. Deren Schutz ist in jedem Falle gewährleistet und entsprechende Eingriffe des Gemeinwesens auch in wohlerworbene Rechte sind grundsätzlich zulässig, und zwar entschädigungslos. Voraussetzung ist aber, dass eine konkrete Gefahr abgewendet wird.

Wohlerworbene Rechte stehen folglich immer unter dem Vorbehalt, dass deren Ausübung nicht zur unmittelbaren Gefährdung oder Störung der Polizeigüter führt. Die Gefährdung oder Störung muss sich aber direkt aus der Ausübung des wohlerworbenen Rechtes ergeben. Da das Hochwasser resp. dessen Auswirkungen auf die Unterlieger nicht durch den Inhaber der wohlerworbenen Rechte verursacht oder

beeinflusst werden, ist er auch nicht verpflichtet, Massnahmen zur Abwendung der Gefahr zu treffen oder zu dulden. Der Schutz der Polizeigüter ist entsprechend keine Grundlage für die Anordnung von Massnahmen zur Hochwasserdämmung.

5.2.4 Entschädigung

Wie im Abschnitt 5.2.2 dargelegt, gehören die nutzbare Wassermenge und damit auch der Anspruch, die Wasserkraft aus der Stauhaltung bedarfsgerecht zu bewirtschaften, zu den wohl erworbenen Rechten. Diese geniessen einen erhöhten Schutz.

Werden dem Kraftwerksbetreiber im Rahmen des Hochwassermanagements Auflagen in der Bewirtschaftung des Stausees oder baulicher Natur gemacht, so stellt dies ein Eingriff in die wohl erworbenen Rechte dar. Der Konzessionär ist vor allem aus Gründen des Vertrauensschutzes in seinen Ansprüchen zu schützen.

Da es an einer gesetzlichen Grundlage für solche Eingriffe fehlt, sind Anordnungen betreffend die Bewirtschaftung von bestehenden Stauhaltungen oder baulicher Massnahmen zu vereinbaren und voll entschädigungspflichtig. In der Praxis wurden solche Beispiele bereits umgesetzt. So hat sich die Kraftwerke Mattmark AG gegenüber dem Kanton Wallis verpflichtet, das ihr konzessionsmässig zugesicherte energiewirtschaftlich nutzbare Speichervolumen um 3.6 Mio. m³ im Hinblick auf ein Hochwasserereignis zu reduzieren. Bund und Kantone haben diese Leistungen mit pauschal Fr. 6.1 Mio. abgegolten (Bernhard Sander / Peter Haefliger, "Entschädigung eines Speicherkraftwerkes für die Bereitstellung von Hochwasser - Freihaltevolumen am Beispiel der Kraftwerke Mattmark AG", in Wasser Energie Luft 2003, Seite 303ft.). Ein weiteres Beispiel betreffend die Speicherbewirtschaftung zur Hochwasserdämmung gegen Entschädigung betrifft den Sihlsee.

Auch im Bericht des Bundesrates "Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz" (vgl. Abschnitt 5.2.1) wird ausgeführt, dass im Hinblick auf ein Hochwassermanagement im Ereignisfall die Kraftwerksbetreiber stärker und gegen Entschädigung miteinzubeziehen sind (Seite 65).

Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang Art. 7a WRG. Diese Bestimmung sieht vor, dass der Bund Anordnungen zur Bewirtschaftung von Stauanlagen verfügen kann, wenn dies zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen erforderlich ist (Abs. 1). Dies betrifft allerdings das internationale Verhältnis, in dem sich völkerrechtliche Verpflichtungen durch die Auswirkungen der Stauanlagen über die Landesgrenzen hinaus ergeben. Für diesen Fall legt Art. 7a Abs. 2 WRG fest, dass entsprechende betriebliche Eingriffe, welche die wohl erworbenen Rechte tangieren, im Rahmen von Art. 43 Abs. 2 WRG voll zu entschädigen sind.

Im Unterschied zu hochwasserdämmenden Massnahmen liegt Art. 7a WRG die Überlegung zugrunde, dass die Auswirkungen über die Landesgrenze hinaus von der Regulierung des Wasserstandes resp. der Wassermenge im Speicher ausgehen, d.h. sie werden durch den Kraftwerkbetrieb beeinflusst (Botschaft über die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte, BBl1995, Seite 991ff., insb. Seite 1007/08).

Im Gegensatz zum Hochwassermanagement werden gestützt auf Art. 7a WRG Eingriffe in wohlerworbene Rechte entschädigt, obwohl der Grund hierfür vom Kraftwerkbetrieb selbst ausgeht. Bei den Auswirkungen von natürlichen Hochwassern spielt der Betrieb eines Kraftwerkes grundsätzlich keine Rolle. Umso mehr rechtfertigt sich eine volle Entschädigung.

Volle Entschädigung bedeutet eine umfassende Abgeltung für sämtliche Nachteile, die sich als Folge von betrieblichen oder baulichen Massnahmen ergeben. Darin eingeschlossen sind auch Einbussen, welche sich aufgrund einer unterbliebenen oder nicht die Vorteile einer bedarfsgerechten, d.h. die Marktsituation ausnützenden Stromproduktion ergeben.

5.2.5 Neukonzessionierung

Anders präsentiert sich die Rechtslage bei der Erteilung einer neuen Konzession. Das Gemeinwesen als Konzedent ist nicht verpflichtet, eine Wasserrechtsverleihung zu erteilen. Folglich kann das über die Wasserkräfte verfügende Gemeinwesen die Bedingungen und Auflagen im Rahmen der gesetzlichen Bestimmung von Bund und Kanton festlegen, zu denen die Wasserkraftnutzung eingeräumt wird.

Im Kanton Graubünden sind die Territorialgemeinden die Inhaber der Gewässerhoheit (Art. 4 Abs. 2 des Wasserrechtsgesetzes des Kantons Graubünden, BWRG, BR 810.100). Im Kanton St. Gallen erteilt das Baudepartement die Konzessionen für die Wasserkraftnutzung (Art. 13 Abs. 1, Ziffer 1. des Gesetzes über die Gewässernutzung, sGS Nr. 751.1).

Die Konzedenten könnten grundsätzlich auch Auflagen und Bedingungen in der Wasserrechtsverleihung betreffend Hochwassermanagement festlegen. Zu beachten ist aber Art. 48 WRG. Gemäss Abs. 1 legt die Verleihungsbehörde die Leistungen und Bedingungen fest, welche der Konzessionär zu erbringen hat. Erwähnt werden dort Gebühren, Wasserzinsen, Abgabe von Wasser oder elektrischer Energie, Konzessionsdauer, Bestimmungen über Strompreise, Beteiligung des Gemeinwesens am Gewinn, Heimfall der Konzession und Rückkauf. Diese Aufzählung ist nicht abschliessend.

In Abs. 2 ist aber eine bundesrechtliche Beschränkung stipuliert. Diese ist als Höchstgrenze für die Gesamtheit aller Leistungen zulasten des Konzessionärs formuliert.

Wörtlich heisst es:

"Diese Leistungen in der Gesamtheit dürfen die Ausnutzung der Wasserkräfte nicht wesentlich erschweren".

Bei dieser Norm steht weniger der Schutz des Konzessionärs, sondern vielmehr die zweckmässige Nutzung der Wasserkraft im Vordergrund. Art. 48 Abs. 2 WRG ist sehr allgemein gefasst und führt nicht aus, wie hoch die Gesamtbelastung sein darf. Zu berücksichtigen sind nicht nur geldwerte Leistungen, sondern z.B. auch betriebliche Massnahmen. Stellen diese zusammen mit allen weiteren Bedingungen, Auflagen und Abgaben die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkbetriebs in Frage, so ist die Höchstgrenze der Belastung überschritten. Insofern spielt die Quantifizierung von betrieblichen Massnahmen bezüglich Hochwassermanagement auch bei Neukonzessionierungen eine Rolle. Die zusätzlichen Bedingungen und Auflagen müssen im öffentlichen Interesse und verhältnismässig sein.

Interessant ist eine vertragliche Vereinbarung der Gemeinde Vals mit einer Kraftwerksgesellschaft. Darin verzichtet die Kraftwerksgesellschaft auf einen Teil der ihr verliehenen Wasserkraft. Dies aber nur unter der Voraussetzung, dass ihr andere Konzessionsgemeinden eine Wasserüberleitung in den Stausee konzedieren. Als Gegenleistung gegenüber der Gemeinde Vals verpflichtet sich die Kraftwerksgesellschaft jeweils vom 01. Juni bis 15. Oktober die maximale Staukote zu beschränken, sodass für den Hochwasserschutz ein Freihaltvolumen reserviert bleibt. Allerdings wird eine Überschreitung dieses Stauziels zugelassen, falls mittels maximaler Turbinierkapazität der Seestand nicht gehalten werden kann. Dieses Beispiel zeigt, dass auch auf rein vertraglicher Grundlage ein Hochwasserschutz vereinbart werden kann.

5.2.6 Haftung

Die Grundlage hierfür findet sich im Bundesgesetz über die Stauanlagen (StAG, SR 721.101, insb. Art. 13ff).

Art. 14 StAG ist als Gefährdungshaftung ausgestaltet, d.h. die Betreiberin der Stauanlage haftet für Personen- und Sachschäden, die durch die Verwirklichung der Risiken entstehen, die mit austretenden Wassermassen, Schlamm oder anderen Materialien verbunden sind, und zwar auch ohne eigenes Verschulden.

Gernäss Art. 15 ist die Haftung ausgeschlossen für Schäden infolge höherer Gewalt, grobes Verschulden der geschädigten Person, Sabotage, Terrorismus oder kriegerische Ereignisse.

Bei reinen Hochwasserschäden besteht grundsätzlich keine Haftung des Stauanlagenbetreibers, da sich damit nicht eine typische Gefahr der Stauanlage verwirklicht. Eine Haftung besteht nur bei einem Verschulden oder wenn Mängel an der Stauanlage im Zusammenhang mit einem Hochwasserereignis zu Schäden geführt haben, und zwar aufgrund der allgemeinen Bestimmungen gemäss Art. 41ff OR (Verschuldenshaftung) und Art. 58 OR (Werkeigentümerhaftung).

Art. 14 Abs. 2 StAG regelt die Haftung für Aufwendungen im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Massnahmen zur Abwehr oder Verminderung einer unmittelbar drohenden Gefahr zulasten der Betreiberin der Stauanlage. Darunter fallen z.B. die Kosten einer verfügten Evakuierung.

Ist die Stauanlagenbetreiberin gemäss Konzession oder aufgrund eines Hochwasserschutzreglements zu hochwasserdämmenden Massnahmen verpflichtet und missachtet sie diese Vorgaben, so haftet sie für die in diesem Zusammenhang eingetretene Schäden gemäss den allgemeinen Haftpflichtbestimmungen des OR, insb. Art. 41ff. und Art. 58.

Im Kanton Graubünden besteht seit 01. Juli 1995 ein Versicherungsobligatorium zur Deckung der bundesrechtlichen Haftung für Personen- und Sachschäden aus Unfallereignissen im Zusammenhang mit dem Bau, Bestand und dem Betrieb von Kraftwerkanlagen. Die Deckungssumme ist mit mindestens 200 Mio. Franken für Stauanlagen mit einem Inhalt von mehr als 5 Mio. m³ vorgegeben (Versicherungsreglement, VReg, BR 810.120).

Besondere Pflichten der Betreiberin einer Stauanlage im Zusammenhang mit Hochwasserereignissen legen Art. 8 StAG resp. Art. 11 Abs. 1 und insb. lit. b. der Stauanlagenverordnung (StAV, SR 721.101.1) fest. Dies betrifft die Vorgabe, Entleerungs- und Entlastungsvorrichtungen betriebstüchtig zu erhalten und regelmässig zu überprüfen.

Sodann müssen sie ein Reglement (Wehrreglement) erstellen und der Aufsichtsbehörde zur Genehmigung unterbreiten. Das Reglement regelt die Bedienung der Entlastungs- und Ablassvorrichtungen mit beweglichen Verschlüssen, die für die Bewältigung eines Hochwassers nötig sind. Gemäss Art. 10ff StAG bzw. Art. 25 StAV ist ein Notfallkonzept vorgeschrieben. Ergeben sich in diesem Zusammenhang Schäden, so haftet die Betreiberin der Stauanlagen gemäss Art. 14 StAG, wenn sich die Risiken, die mit austretenden Wassermassen, Schlamm oder anderen Materialien verbunden sind, realisieren und gemäss den allgemeinen Haftungsbestimmungen gestützt auf das OR, wenn lediglich eine Pflichtverletzung vorliegt und der Hochwasserschaden auch ohne Stauhaltung eingetreten wäre.

5.3 Vorarlberg bzw. Österreich (Beitrag von Dr. Walter Sandholzer)

5.3.1 Rechtsgrundlage

Die Rechtsgrundlage, anhand der diese Beurteilung zu erfolgen hat, stellt in Vorarlberg das Wasserrechtsgesetz 1959 (WRG) dar. Dabei handelt es sich um ein Bundesgesetz der Republik Österreich.

5.3.2 Zuständigkeiten

Wasserrechtliche Bewilligungen für Kraftwerksanlagen werden abhängig von der Größenordnung der Anlage von folgenden Behörden erteilt:

- Bezirkshauptmannschaft (Wasserkraftanlagen bis 500 kW Höchstleistung)
- Landeshauptmann (Kraftwerksanlagen mit mehr als 500 kW Höchstleistung)
- Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Sperrbauwerke, deren Höhe über Gründungssohle 30 m übersteigt oder durch die eine Wassermenge von mehr als 5 Mio. m³ zurückgehalten wird, einschliesslich der mit diesen zusammenhängenden Wasserbenutzungen)
- Für Wasserkraftanlagen (Talsperren, Flusstäue, Ausleitungen) mit einer Engpassleistung von mindestens 15 MW wird die wasserrechtliche Bewilligung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz im Rahmen des UVP-Verfahrens von der Landesregierung erteilt.

5.3.3 Wasserrechtliche Bewilligung

Bei Erteilung einer wasserrechtlichen Bewilligung sind jedenfalls Ort, Mass und Art der Wasserbenutzung zu bestimmen. Das Maß und die Art der zu bewilligenden Wasserbenutzung sind derart zu bestimmen, dass das öffentliche Interesse nicht beeinträchtigt und bestehende Rechte nicht verletzt werden. Nach § 105 Abs 1 lit. b WRG kann ein Antrag auf Bewilligung eines Vorhabens insbesondere dann als unzulässig angesehen werden oder nur unter entsprechenden Auflagen und Nebenbestimmungen bewilligt werden, wenn eine erhebliche Beeinträchtigung des Ablaufes der Hochwässer zu befürchten ist. Wasserrechtliche Bewilligungen sind nach Abwägung des Bedarfes des Bewerbers und des wasserwirtschaftlichen Interesses sowie der wasserwirtschaftlichen und technischen Entwicklung zu befristen.

5.3.4 Eingriffe in bestehende Rechte

Maßnahmen, wie zum Beispiel dauerhaftes Vorhalten eines Teils des Stauraumes,

finden sich in bestehenden, zum Teil mehrere Jahrzehnte alten Wasserrechtsbescheiden nicht.

Das WRG sieht grundsätzlich in § 21a die Möglichkeit vor, unter bestimmten Voraussetzungen in bestehende Wasserrechte einzugreifen und zusätzliche Auflagen vorzuschreiben:

„Ergibt sich nach Erteilung der Bewilligung..., dass öffentliche Interessen (§ 105) trotz Einhaltung der im Bewilligungsbescheid oder in sonstigen Bestimmungen enthaltenen Auflagen und Vorschriften nicht hinreichend geschützt sind, hat die Behörde... die nach dem nunmehrigen Stand der Technik (§ 12a) zur Erreichung dieses Schutzes erforderlichen anderen oder zusätzliche Auflagen vorzuschreiben, Anpassungsziele festzulegen und die Vorlage entsprechender Projektunterlagen über die Anpassung aufzutragen, Art und Ausmaß der Wasserbenutzung vorübergehend oder auf Dauer zu untersagen.“

Solche Eingriffe in bestehende Rechte sind aber nur rechtmäßig, wenn sie verhältnismäßig sind:

„Die Behörde darf Maßnahmen nach Abs.1 nicht vorschreiben, wenn diese Maßnahmen unverhältnismäßig sind. Dabei gelten folgende Grundsätze:

- a) der mit der Erfüllung dieser Maßnahmen verbundene Aufwand darf nicht ausser Verhältnis zu dem damit angestrebten Erfolg stehen, wobei insbesondere Art, Menge und Gefährlichkeit der von der Wasserbenutzung ausgehenden Auswirkungen und Beeinträchtigungen sowie die Nutzungsdauer, die Wirtschaftlichkeit und die technische Besonderheit der Wasserbenutzung zu berücksichtigen sind;*
- b) bei Eingriffen in bestehende Recht ist nur das jeweils gelindeste noch zum Ziele führende Mittel zu wählen;*
- c) verschiedene Eingriffe können nacheinander vorgeschrieben werden.“*

Eingriffe nach § 21a WRG sind mithin nur bei besonderer Gefährdung öffentlicher Interessen erlaubt. Liegen diese Voraussetzungen aber vor, ist eine Entschädigung in Ansehung der dem Eigentum immanenten Ausübungsschranke nicht vorgesehen.

5.3.5 Anwendung des § 21a für die Bewirtschaftung von Speichern

Für die Beantwortung der Frage, ob Betreibern bewilligter Kraftwerksanlagen derartige einschränkende Maßnahmen im Wege eines Verfahrens nach § 21a WRG aufgetragen werden können, ist nach dem oben Ausgeführten also zunächst entscheidend, ob öffentliche Interessen trotz Einhaltung der im Bewilligungsbescheid enthaltenen Auflagen und Vorschriften nicht hinreichend geschützt sind. Dabei muss dieses Schutzdefizit selbstredend durch den Betrieb der Anlage verursacht sein.

Im Hochwasserfall geht die Gefahr für öffentliche Interessen in der Regel nicht von der bewilligten Kraftwerksanlage an sich, sondern von einem Naturereignis aus. Zwar könnte durch die Anordnung oben genannter Maßnahmen möglicherweise die schädliche Wirkung eines solchen Ereignisses reduziert werden, die Gefahr für den Hochwasserschutz geht aber ursächlich nicht direkt von der Kraftwerksanlage oder dem Speicher aus. Eine bloße „Nutzbarmachung“ einer vorhandenen Anlage, um eine nicht von dieser Anlage an sich verursachte Gefahr zu reduzieren, wäre von § 21a nicht gedeckt.

Das dauerhafte Vorhalten eines Teils des Stauraumes durch Freihalten von Nutzvolumen ist schon deshalb nicht mit § 21a WRG in Einklang zu bringen, da mit einer solchen Maßnahme nicht auf die Minderung der schädlichen Wirkung direkt beim Kraftwerksbetrieb abgestellt würde, sondern eine bauliche Anlage auf Dauer und unabhängig von der konkreten Gefahrenlage in Anspruch genommen würde. § 21a WRG stellt keine Grundlage für rein präventive Maßnahmen gegen lediglich mögliche Beeinträchtigungen öffentlicher Interessen dar.

5.3.6 Einstweilige Verfügungen

Für rein betriebliche Maßnahmen, wie die kurzfristige Vornahme von Absenkungen oder das vorübergehende Einstellen des Kraftwerksbetriebs, könnte grundsätzlich die behördliche Anordnung von einstweiligen Verfügungen nach § 122 WRG in Betracht kommen.

Voraussetzung dafür ist allerdings das Vorliegen von „Gefahr in Verzug“. Bei Gefahr in Verzug kann die Behörde zur Wahrung öffentlicher Interessen von Amts wegen die erforderlichen einstweiligen Verfügungen treffen. Gefahr in Verzug liegt nach der Rechtsprechung in einer Situation vor, die zur Abwehr einer bestehenden oder wahrscheinlichen Gefahr für eines der im WRG geschützten Rechtsgüter und Interessen ein sofortiges behördliches Einschreiten erfordert. Dabei ist es ohne Belang, woher die drohende Gefahr rührt.

Die Möglichkeit einer einstweiligen Verfügung setzt entsprechend präzise Prognosemodelle voraus und kann bei ungerechtfertigter Anordnung Amtshaftungsansprüche begründen.

6 Fazit

6.1 Übersicht

Resultate Wirkung Stauseen (Beobachtungen und Simulationen)

In der Tab. 16 sind die wichtigsten Resultate betreffend die Auswirkung der grossen Speicherseen auf die Abflussspitze im Alpenrhein zusammengestellt. Sie können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die maximale Dämpfung der Abflussspitze liegt bei rund 450 m³/s bei südzentrierten Ereignissen und bei rund 265 m³/s bei nordzentrierten Ereignissen.
- Bei südzentrierten Ereignissen ist die Dämpfungswirkung im ganzen Alpenrhein ähnlich, während sie bei nordzentrierten Ereignissen im untersten Abschnitt am grössten ist.
- Beim Hochwasser vom Juli 1987 war die Dämpfung der Speicherseen optimal.
- Für eine maximale Dämpfungswirkung sollten die Speicherseen im Mittel nicht mehr als 70% gefüllt sein. Sie ist optimal, wenn die Zuleitungen betrieben werden können und die, in der Regel, oberste Kraftwerksstufe ausser Betrieb genommen wird bzw. bei entsprechender Installation in die Speicherseen gepumpt wird.

Tab. 16: Einfluss der Speicherseen auf den Hochwasserabfluss im Alpenrhein für verschiedene Beispiele und Szenarien (gerundete Werte).

| | Domat/Ems (Reichenau – Landquart) [m ³ /s] | Bangs (Landquart – Illmündung) [m ³ /s] | Diepoldsau (Illmündung – Bodensee) [m ³ /s] |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| beobachtete Abflussreduktion durch Speicherseen | | | |
| Statistik Jahresmaxima HQ ₃₀ | -300 bis -400 | - | max. - 200 |
| 17./18.07.1987 | -435 | -450 | -475 |
| 27.09.1981 | -165 | -160 | -180 |
| Abflussreduktion simuliert Szenario G | | | |
| Basis 15./17.11.2002; Werte in Klammern Abflussspitze ohne Speicherseen | | | |
| mit Speicher 70% gefüllt | -440 (3'290) | -450 (3'920) | -445 (4'320) |
| Simulationen simuliert Szenario B | | | |
| Basis 22./24.08.2005; Werte in Klammern Abflussspitze ohne Speicherseen | | | |
| mit Speicher 70% gefüllt | -170 (970) | -115 (1'710) | -265 (3'100) |

maximale Dämpfungswirkung in mutmasslich 7 von 10 Ereignissen mit Jahresmaxima

Die Speicherseen sind im Durchschnitt vor Mitte Juli weniger als 70% gefüllt, nicht aber in den folgenden Monaten bis Jahresende. Die Hochwasserperiode dauert jedoch von Mai bis November. Über 85% der Jahresmaxima werden in den Monaten Juni bis September beobachtet. In die Monate mit einem Füllungsgrad unter 70% fallen im untersten Abschnitt des Alpenrheins 35% der Jahresmaxima und im obersten 18%. Bei diesen Ereignissen ist die Dämpfungswirkung der Speicherseen maximal. Aber auch wenn die Jahresmaxima zwischen Juli und November auftreten, wirken die

Speicherseen dämpfend¹⁵. Aus der Bandbreite der Speicherseefüllung und der Verteilung der Jahresmaxima im Jahresverlauf resultiert mit einer groben Schätzung, dass bei 7 bis 8 von 10 Ereignissen die Dämpfungswirkung der Speicherseen maximal ist. Dieser Wert könnte mit der Häufigkeit der Inbetriebnahme der Hochwasserentlastungen der grossen Speicherseen verifiziert werden.

Abflussdämpfung durch Speicherseen ist vor allem bei seltenen bis sehr seltenen Ereignissen erwünscht

Die Abflusskapazität des Alpenrheins liegt heute im Bereich oder über dem HQ₁₀₀. Mit dem geplanten Ausbau des untersten Abschnitts im Rahmen des Projekts RHESI wird die Abflusskapazität mehrheitlich im Bereich des HQ₃₀₀ liegen. Aus Sicht Hochwasserschutz ist ein Beitrag der Speicherseen vor allem bei diesen bzw. noch selteneren Ereignissen erwünscht. Weil bei solchen Ereignissen in der Regel von einem grösseren Abflussvolumen ausgegangen werden muss als bei den beobachteten und simulierten Ereignissen, wird der Beiträge der Speicherseen geringer sein als die Angaben in Tab. 16.

dauerhafte Freihaltung von Speichervolumen führt zu Produktions- und Ertragseinbussen sowie zu Verlusten in der Flexibilität

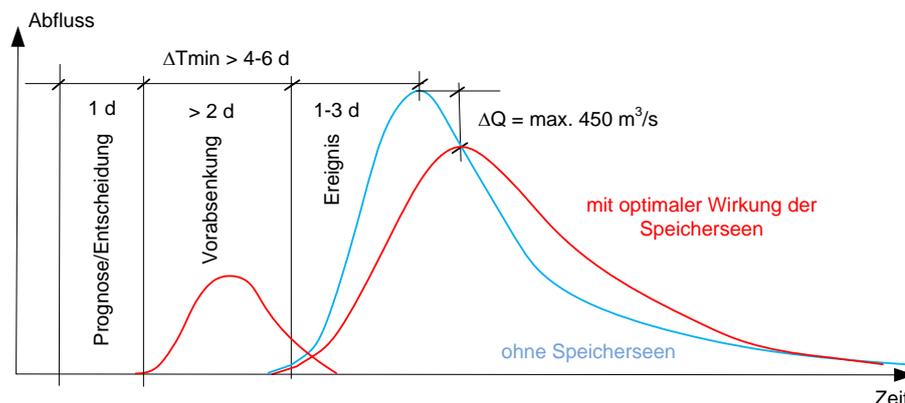
Um die Wirksamkeit der Speicherseen für die Hochwasserdämpfung zu erhöhen, könnte Speichervolumen permanent bzw. in der Phase mit dem grössten Hochwasserrisiko, also von Juni bis September evtl. bis Oktober freigehalten werden. Für eine maximale Wirkung müsste rund 30% oder 220 Mio. m³ für den Hochwasserrückhalt reserviert werden. Können die Speicherseen gegen das Jahresende nicht mehr gefüllt werden, führt dies zu Produktions- und Ertragseinbussen sowie zu Einschränkungen in der Flexibilität des Betriebs. Der Produktionsverlust wäre maximal im Bereich von 600 Mio. kWh, was nicht der Energiestrategie der Anrainerstaaten entspricht.

Vorabsenkung

Mit einer gezielten Vorabsenkung könnten theoretische Produktions- und Ertragseinbussen minimiert werden. Eine zeitgerechte Vorabsenkung ist nicht allein mit den Turbinen machbar. Es müsste auch substantiell Wasser über die Grundablässe entlastet werden. Für eine Vorabsenkung müssten Niederschläge und Abflüsse über einen Zeitraum von mindestens 4 bis 6 Tage, besser noch über eine längere Periode, in ausreichender Genauigkeit prognostiziert werden. Es muss mit einer Ereignisdauer bis zur Hochwasserspitze von 1 bis 3 Tagen gerechnet werden, je nach Füllungsgrad der Speicherseen mit mindestens 2 Tage für eine Vorabsenkung und vermutlich rund 1 Tag für die Entscheidungsfindung Vorabsenkung ja/nein. Mit den heutigen Instrumenten ist eine verlässliche Prognose über solche Zeiträume ausgeschlossen.

¹⁵ Die Stauseen sind häufig nicht bis zum Stauziel gefüllt, zwischen Stauziel und Hochwasserentlastung hat es in der Regel zudem ein Freibord und jeder nicht regulierte See wirkt dämpfend (Abschnitte 3.1 und 3.2).

Bild 19: Erforderlicher Zeitraum für Niederschlags- und Abflussprognosen für eine Vorabsenkung der Speicherseen.



*maximale Ausmass
der Wirksamkeit
nicht garantiert*

Das maximale Ausmass der Wirksamkeit in Form der ausgewiesenen Abflussreduktion von 450 m³/s ist auch bei ausreichendem Speichervolumen nicht garantiert:

- Infolge der Form des Einzugsgebiets können sich die Hochwasserwellen ungünstig überlagern.
- Hohe Niederschlagsintensitäten sind auch ausserhalb der direkten Einzugsgebiete der Speicherseen denkbar.
- Der Betrieb der Zuleitungen kann nicht garantiert werden.
- Wegen der grossen Entfernung des untersten Rheinabschnitts zu den südlichen Speicherseen kann die Wirkung verpuffen.

rechtliche Aspekte

Die bestehenden grossen Speichieranlagen können ohne Einvernehmen mit den Betreibern bzw. Eigentümern nicht in den Hochwasserschutz des Alpenrheins eingebunden werden. Bei neuen Anlagen oder bei einer Erneuerung bzw. Anpassung einer Konzession sind in der Schweiz Auflagen möglich, wenn sie im öffentlichen Interesse und verhältnismässig sind. Sie können durch den Verleiher der Konzession eingefordert werden. In Graubünden sind es die Gemeinden, in St.Gallen der Kanton. In Österreich sind Eingriffe in bestehende Rechte und beschränkende Auflagen bei Neuerteilungen von Bewilligungen nur denkbar, wenn eine Anlage an sich zu einer Gefährdung öffentlicher Interessen führen würde, nicht aber zur Nutzbarmachung der Anlage bei Hochwassergefahr. Die Zuständigkeit ist abhängig von der Grösse der Anlage bzw. Leistung der Anlage. Bei Anlagen bis 500 kW ist die Bezirkshauptmannschaft zuständig und bei grösseren der Landeshauptmann. Übertrifft die Höhe des Sperrbauwerks 30 m oder wird mehr als 5 Mio. m³ Wasser gestaut, so ist der Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft zuständig.

Lösungen auf vertraglicher Basis zwischen Nutzniesser und Eigentümer der Speicherseen sind immer möglich. Ein Knackpunkt wird dabei die Übernahme der Verantwortlichkeit bzw. der Haftung sein, insbesondere bei einer Lösung mit einer Vorabsenkung. Solche künstlichen Hochwasser können vor allem lokal zu Schäden führen. Wird Nutzvolumen während der Hochwassersaison permanent zur Verfügung gestellt, steht dieser Aspekt nicht im Vordergrund, sofern dies allein mit Hilfe der Turbinenleistung

erreicht werden kann, nicht aber wenn der Grundablass für die Seespiegelregulierung eingesetzt werden muss.

Organisation

Bei einer Lösung mit einer Vorabsenkung ist zwingend eine Organisation notwendig, welche zuständig für bzw. Zugriff auf die erforderlichen Prognosen von Niederschlag und Abfluss hat, die Kompetenz für die Entscheidung von Vorabsenkungen hat und die Verantwortung für allfällige Schäden übernimmt.

Hochwasserwarnung

Für die Betreiber von Prognosemodellen und für die Hochwasserwarnung sind Kenntnisse über den Füllungsgrad der Speicherseen, die Betriebsweise der Zuleitungen zu den grossen Speicherseen sowie den Turbineneinsatz bzw. die Wasserrückgabe wichtig. Eine möglichst zeitnahe Datenlieferung an das BAFU ist aus Sicht Hochwasserschutz erwünscht. Mit aktuellen Daten können die Prognosen verbessert werden. Entscheidend für die Genauigkeit der Prognosen sind die Qualität der Niederschlagsprognosen inklusive räumliche und zeitliche Auflösung sowie die Parametrisierung der abflussbildenden Prozesse im Abflussprognosemodell. Als Minimallösung wird angeregt, einen institutionalisierten mündlichen Informationsaustausch zwischen den Rheinbauleitern und den Kraftwerksbetreibern einzuführen. Beim Ereignis vom 17. Juli 2016 wäre dies für die Hochwasserwarnung hilfreich gewesen.

6.2 Empfehlung

Gesamtbeurteilung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die grossen Speicherseen die Hochwasserspitzen im Alpenrhein substantiell dämpfen können. Die maximale Wirkung liegt bei einer Reduktion der Abflussspitzen von rund 450 m³/s und ist bei südzentrierten Ereignissen grösser als bei nordzentrierten. Sie ist aber nicht garantiert. Steigt der Füllungsgrad der Speicherseen über 70%, liegt der Niederschlagsschwerpunkt ausserhalb der Einzugsgebiete der grossen Speicherseen oder sind die Ereignisse grösser als die Szenarien, welche zu einem HQ₁₀₀ bis HQ₃₀₀ führen, so kann die Wirkung abnehmen. Deshalb kann sie im Falle eines sich abzeichnenden Extremereignisses selbst bei einer Sicherstellung des Füllungsgrades von höchstens 70% nicht garantiert werden. Zudem müsste dieses Rückhaltevolumen während der Hochwassersaison permanent zur Verfügung stehen, weil mit den heutigen Prognosemöglichkeiten die Sicherstellung einer verlässlichen Vorabsenkung nicht möglich ist. Ein permanentes Vorhalten eines ausreichenden Rückhaltevolumens würde zu einer substantiellen Produktionseinbusse von elektrischer Energie im Winter und zu einer eingeschränkten Flexibilität führen und steht im Widerspruch zur Energiestrategie der Anrainerstaaten des Alpenrheins. Auch ist keine Organisationsform mit den notwendigen Kompetenzen und Ressourcen für die Übernahme von allfälligen negativen Folgen solcher Eingriffe vorhanden.

*Profitieren von der
«Sowieso-Wirkung»
ohne Ergreifung von
weiteren Mass-
nahmen*

Aus all diesen Gründen wird empfohlen, von der «Sowieso-Wirkung» zu profitieren und keine weitergehenden Massnahmen zu Verfolgen. Die Aufgabe der Bewirtschafter der grossen Speicherseen ist die Optimierung der Energieproduktion, das heisst möglichst viel Wasser auf die Turbinen zu leiten und die Abgabe von Wasser über die Hochwasserentlastung oder den Grundablass zu minimieren. Deshalb werden die Speicherseen bereits heute im Sinne der Hochwasserdämpfung mit der Einschränkung betrieben, dass im Herbst ein hoher Seestand für die Energieproduktion im Winter angestrebt wird.

weiteres Vorgehen

Eine weitere Vertiefung der Abklärungen erscheint deshalb aktuell als nicht nutzbringend. Steht eine neue Generation von Instrumenten für die Prognose von Niederschlägen und Abflüssen zur Verfügung, könnte allenfalls die Fragestellung Speicherseen und Hochwasserrückhalt wieder aufgegriffen werden. Der erste Schritt dabei sollte die Beurteilung der Prognosefähigkeit dieser Instrumente beinhalten.

Anhang

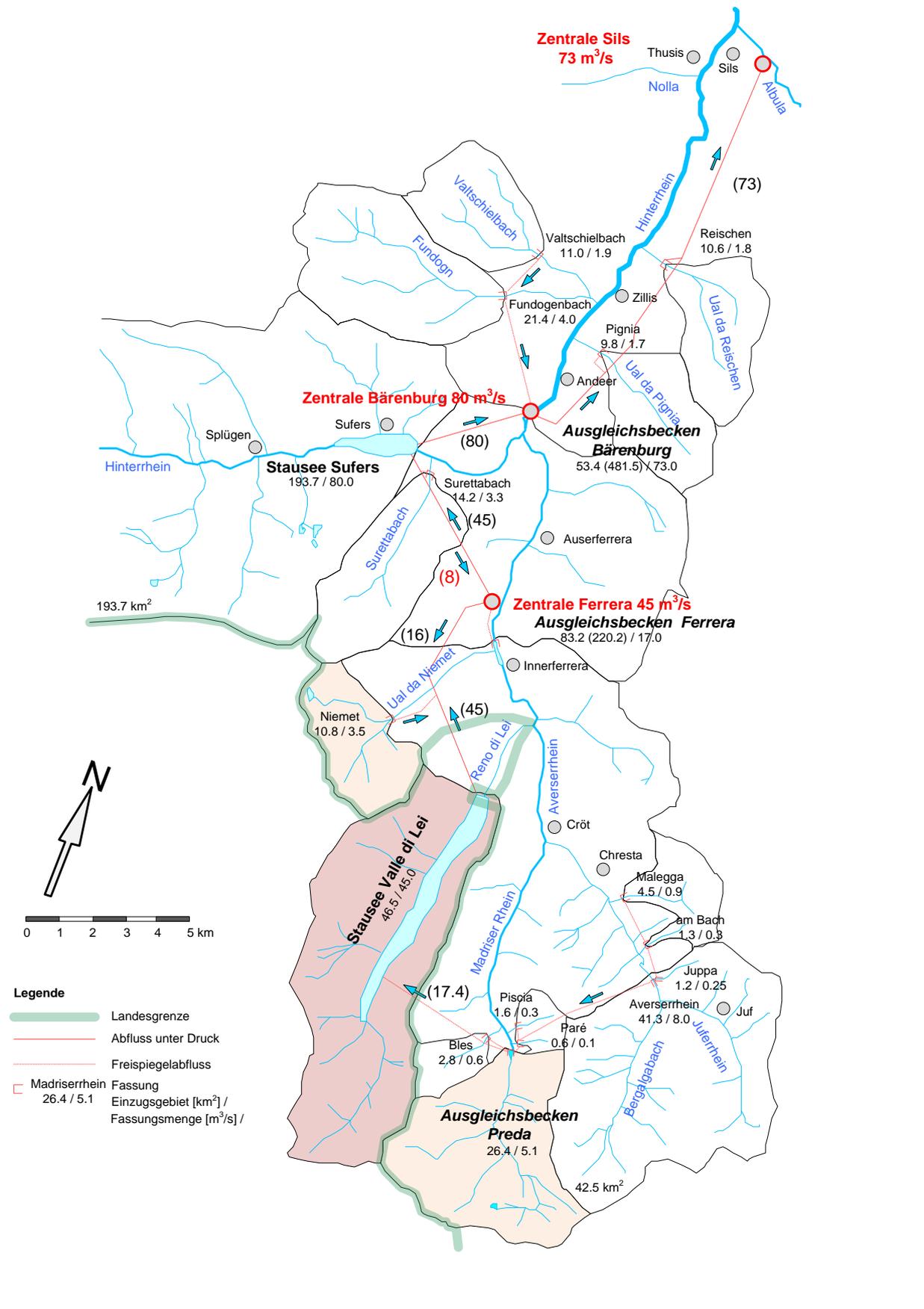
Übersicht

| | | |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Anhang 1 | Übersicht Kraftwerksanlagen (aus /1/) | 63 |
| Anhang 2 | Situation Anlagen Kraftwerke Hinterrhein (aus /16/) | 64 |
| Anhang 3 | Niederschlagsverteilung Basisszenarien und untersuchte Szenarien B und G | 65 |
| Anhang 4 | Auswirkungen von Speicherseen auf den HW-Rückhalt im Alpenrheingebiet; Ergebnisbericht über die modellierten Szenarien mit dem Abflussprognosemodell; Stand 23. Juni 2017 | 67 |
| Anhang 5 | Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz, Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats 12.4271 Darbellay vom 12.13.2012; Auszug Kapitel 5.3.1 | 68 |

Anhang 1: Übersicht Kraftwerksanlagen (aus /1/)

| Bezeichnung | Kanton / Land, Gesellschaft | Nutzvolumen [Mio. m ³] | Inbetriebnahme |
|---------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------|
| <u>Einzugsgebiet des Vorderrheins</u> | | | |
| Curnera | GR, KVR | 40.80 | 1966 |
| Nalps | GR, KVR | 44.50 | 1962 |
| Santa Maria | GR, KVR | 67.02 | 1968 |
| Barcuns | GR, PATVAG | 0.12 | 1947 |
| Runcahez, Ausgleichsbecken | GR, KVR | 0.44 | 1961 |
| Punteglias | GR, KWFE | 0.01 | 1973/1997 |
| Tavanasa, Ausgleichsbecken | GR, KWI | 0.15 | 1990 |
| Brigels | GR, KWF | 0.30 | 1960 |
| Panix | GR, KWI | 7.05 | 1992 |
| Zervreila | GR, KWZ | 100.00 | 1958 |
| Zervreila A, Ausgleichsbecken | GR, KWZ | 0.10 | 1957 |
| Ual da Mulin | GR, OEL | 0.06 | 1962 |
| Wanna | GR, KWZ | 0.29 | 1958 |
| Safienplatz | GR, KWZ | 0.23 | 1958 |
| Egschi | GR, KWZ | 0.50 | 1949 |
| <u>Einzugsgebiet des Hinterrheins</u> | | | |
| <i>Sufers</i> | <i>GR, KHR</i> | <i>18.30</i> | <i>1962</i> |
| Preda | GR, KHR | 0.37 | 1961 |
| Valle di Lei | GR / I, KHR | 197.00 | 1962 |
| Innerferrera | GR, KHR | 0.30 | 1961 |
| Bärenburg | GR, KHR | 1.40 | 1960 |
| Marmorera | GR, EWZ | 62.20 | 1954 |
| Burvagn | GR, EWZ | 0.25 | 1949 |
| <i>Davoser See (immer vorhanden)</i> | <i>GR, BK</i> | <i>11.00</i> | <i>1921</i> |
| <i>Solis (vorher Nisellas)</i> | <i>GR, EWZ</i> | <i>1.46</i> | <i>1983/86</i> |
| Heidsee, Speichersee | GR, EWZ | 0.49 | 1919 |
| <u>Einzugsgebiet der Plessur</u> | | | |
| Isel | GR, EW Arosa | 0.35 | 1969 |
| <u>Einzugsgebiet der Tamina</u> | | | |
| Gigerwald | SG, KSL | 33.40 | 1976 |
| Mapragg | SG, KSL | 2.70 | 1976 |
| <u>Einzugsgebiet der Ill</u> | | | |
| Silvretta | Vorarlberg / Tirol, VIW | 38.60 | 1951 |
| Vermunt | Vorarlberg, VIW | 5.30 | 1931 |
| Kops | Vorarlberg / Tirol, VIW | 42.90 | 1967 |
| Rifa | Vorarlberg, VIW | 1.3 | 1969 |
| Spullersee | Vorarlberg, ÖBB | 13.10 / 15.48 | 1925 / 1961 |
| Lünersee | Vorarlberg, VIW | 78.30 | 1959 |
| Raggal | Vorarlberg, VKW | 2.0 | 1967 |
| Gstins | Vorarlberg, VKW | 0.1 | 1959 |
| Rodund | Vorarlberg, VIW | 2.1 | 1943 |
| Latschau I | Vorarlberg, VIW | 0.9 | 1943 |
| Latschau II | Vorarlberg, VIW | 1.3 | 1972 |
| Walgauwerk A. | Vorarlberg, VIW | 0.17 | 1984 |
| <u>Alpenrhein</u> | | | |
| Kraftwerke Reichenau | GR, PATVAG | | 1962 |

Anhang 2 Situation Anlagen Kraftwerke Hinterrhein (aus /16/)

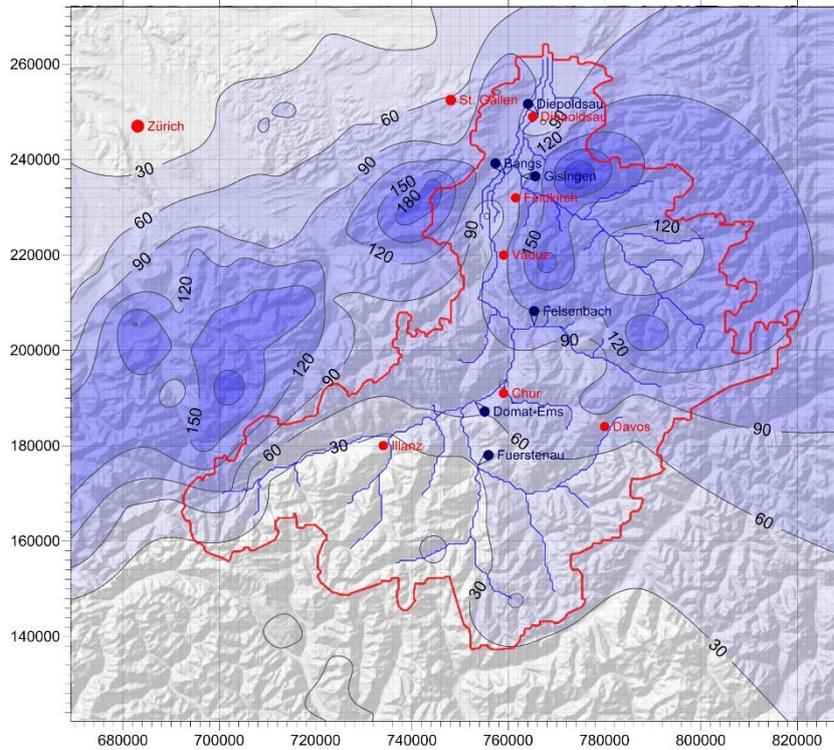


Anhang 3

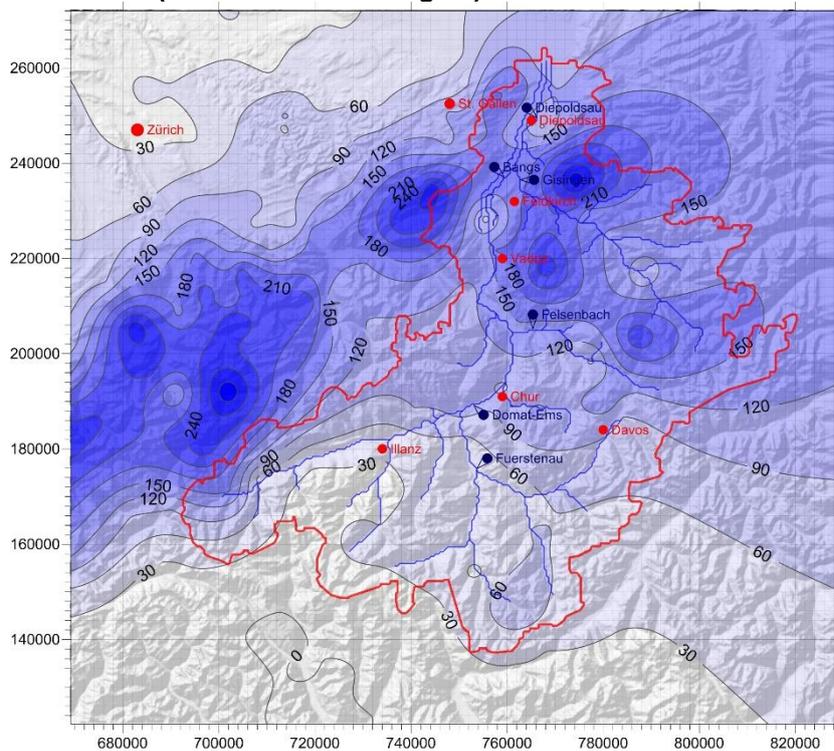
Niederschlagsverteilung Basisszenarien und untersuchte Szenarien B und G

(Darstellung von Dr. Jörg Schulla)

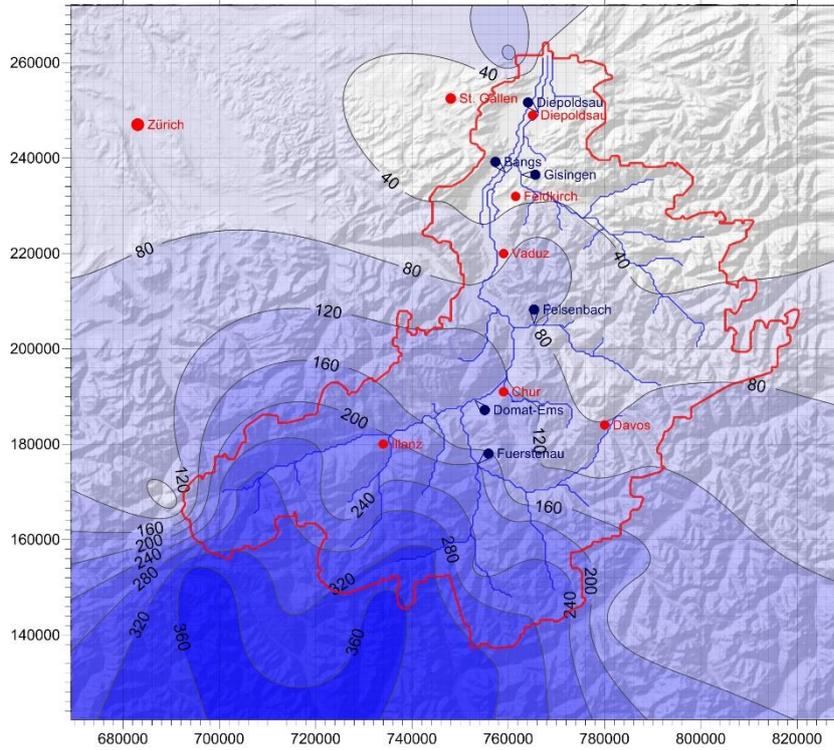
Basisszenario Ereignis 22./24.08.2005



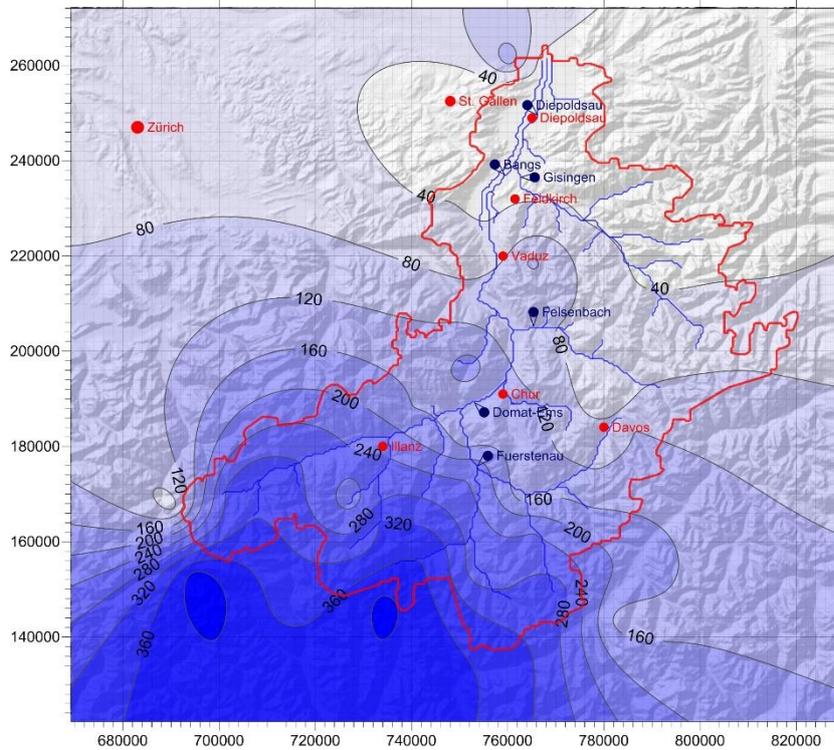
Szenario B (nordzentriertes Ereignis)



Basisszenario Ereignis 15./17.11.2002



Szenario G (südzentriertes Ereignis)



Anhang 4

Auswirkungen von Speicherseen auf den HW-Rückhalt im Alpenrheingebiet;
Ergebnisbericht über die modellierten Szenarien mit dem Abflussprognosemodell;
Stand 23. Juni 2017 von Dr. Jörg Schulla, Hydrology Software Consulting



Hydrology Software Consulting J. Schulla
Regensdorferstrasse 162
CH-8049 Zürich
j.schulla@wasim.ch, www.wasim.ch

Auswirkungen von Speicherseen auf den HW-Rueckhalt im Alpenrheingebiet Szenarien

Ergebnisbericht

Stand: 23. Juni 2017

Auftraggeber:

Amt für Energie und Verkehr Graubünden
Rohanstrasse 5
7000 Chur

Erich Büsser
Leiter PGr Energie IRKA

Dr. Jörg Schulla
Hydrology Software Consulting
Regensdorferstrasse 162
8049 Zürich

Zusammenfassung

Aufgabenstellung

Der Abfluss des Alpenrheins wird durch etliche Speicherseen in den oberen Einzugsgebietsteilen stark beeinflusst. Es sind ca. 23 grössere Stauseen mit total ca. 750 Mio. m³ Stauraum in Betrieb, womit ca. 12-15% des Einzugsgebietes direkt oder indirekt über Fassungen gefasst werden können. Da diese Gebiete zum grössten Teil in den niederschlagsintensiven höheren Lagen liegen, kann ihr Einfluss auf den Hochwasserabfluss ohne Speicherwirkung sehr gross sein. Je nach Füllungsgrad der Speicher kann aber der Abfluss eines Hochwassers durch den Rückhalt im Speicher unterschiedlich stark beeinflusst werden. In dieser Studie sollen die Grundlagen für weitere Untersuchungen und für Entscheide über allfällige Vorabsenkungen und/oder Freihaltungen gelegt werden, indem extreme aber realistische Niederschlagsszenarien aus dem Szenarienhandbuch mit unterschiedlichen Szenarien der Speicherfüllung und Turbinierung kombiniert werden.

Projektvorgehen

Das Projekt wurde in zwei Teile unterteilt.

Im ersten Teil wurden die Modellsetups technisch für Speicherfüllungsszenarien vorbereitet und einige Niederschlags- und Speicherfüllungs-Basiszenarien gerechnet, um die generelle Sensitivität auf beide Szenarien kennenzulernen und anhand der Ergebnisse Szenarienkombinationen auszufiltern, welche vertieft analysiert werden sollen. Diese Basiszenarien basierten jeweils auf den Niederschlagsszenarien des Szenarienhandbuchs für den Alpenrhein für die Hochwasserereignisse vom November 2002 und vom August 2005. Es wurden jeweils die extremeren Szenarien mit 0% Speicherfüllung, 70% Speicherfüllung und 100% Speicherfüllung sowie, soweit technisch möglich, ohne den Einfluss von Speichern gerechnet.

Für die ausgewählten Szenarien wurden sodann eine Ergebnisanalyse vorgenommen und auf einer gemeinsamen Sitzung mit Vertretern der IRKA und der Firma Hunziker, Zarn & Partner AG festgelegt, welche Niederschlagsszenarien für welches Ereignis mit welchen Speicherfüllungsszenarien kombiniert werden soll.

Die interessierenden Zielgrössen sind pro Szenario

- der Spitzenabfluss und
- die Differenz des Szenario-Spitzenabflusses zum Spitzenabfluss des sogenannten Schwellen-Szenarios (jene Speicherfüllung, ab der allgemein im Gesamtgebiet eine Erhöhung der Spitzenabflüsse beobachtet wird, weil dann die Speicher während des Ereignisses volllaufen und der HW-Überlauf anspringt).

Die Ergebnisse sollen für die folgenden Pegel tabellarisch zusammengestellt werden:

- Diepoldsau/Alpenrhein
- Gisingen/III
- Bangs/Alpenrhein
- Domat-Ems/Alpenrhein
- Fürstenua/Hinterrhein
- Ilanz/Vorderrhein

Gegenüber dem Niederschlagsszenarienhandbuch wurde das Teilgebiet Ilanz/Vorderrhein aufgenommen, da sich gerade in diesem Gebiet einige grössere Speicherseen befinden.

Das Ergebnis dieser vertieften Analyse liegt hiermit vor und wird in Tabellenform und anhand einiger Beispielabbildungen vorgestellt.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in zwei Tabellen zusammengefasst, jeweils pro Basisereignis 2002 bzw. 2005, alle Angaben erfolgen in m^3/s . Dargestellt sind die Scheitelabflüsse und in kursiv darunter bei Startfüllungen grösser als 70% die Differenz (Mehrabfluss) zum Referenz-Speicherszenario 70%. Dieses Szenario ist für beide Ereignisse das „Schwellenszenario“, d.h., dass ab diesem globalen Speicherfüllungsgrad die Abflussspitzenwerte im Alpenrhein (bezogen auf Diepoldsau) markant höher als bei 0% Speicherfüllung ausfallen – in anderen Worten: Solange noch mehr als 30% der Speicherkapazität frei sind, reicht diese Kapazität aus, die gesamten Abflussmengen des Ereignisses aufzufangen. Dabei wird aber von der Voraussetzung ausgegangen, dass keine Turbinierung stattfindet, auch nicht im nicht vom Hochwasser betroffenen Einzugsgebietsteil. Anderenfalls hätte dies zwei Effekte: Durch die Turbinierung wäre der Abfluss etwas höher, aber gleichzeitig könnte noch mehr bzw. längere Zeit Wasser in den Speichern aufgefangen werden, so dass die Speicher noch nicht überlaufen bzw. nicht schon bei 70% Startfüllung, sondern je nach Speicher erst bei etwas höherer Startfüllung. Beide Effekte sind gegenläufig und heben sich zum Teil auf, weshalb hier ohne Turbinierung gerechnet wurde. Ausserdem sind so die gewonnen Ganglinien klarer erkennbar und besser auszuwerten.

Der maximale Unterschied zwischen den Scheitelabflüssen bei 100% Start-Speicherfüllung und bei 70% Start-Speicherfüllung beträgt je nach Ereignis $500 \text{ m}^3/\text{s}$ (2002) bzw. $305 \text{ m}^3/\text{s}$ (2005). Diese Unterschiede sind auf die Länge des Ereignisses sowie auf die räumliche Verteilung zurückzuführen. Beim südzentrierten Ereignis 2002 sind mehr und grössere Speicher betroffen als beim nordzentrierten Ereignis 2005. Somit fällt die Differenz zwischen den beiden Läufen dort auch stärker ins Gewicht. Beim Ereignis 2002 stammen ca. 73% der bei vorabgesenkten Speichern theoretisch rückhaltbaren Abflüsse aus dem Vorder- und Hinterrhein (Domat-Ems: $+353 \text{ m}^3/\text{s}$, Diepoldsau: $+486 \text{ m}^3/\text{s}$), während 2005 weniger als 50% von dort stammen (Domat-Ems: $+148 \text{ m}^3/\text{s}$, Diepoldsau: $+305 \text{ m}^3/\text{s}$). Dagegen stammt 2005 mit $+87 \text{ m}^3/\text{s}$ fast ein Drittel der rückhaltefähigen Abflüsse aus dem Illgebiet, während es 2002 mit $65 \text{ m}^3/\text{s}$ lediglich 13% sind.

Basis-Ereignis 15. – 17. November 2002

Szenario G des Niederschlags-Szenarienhandbuches
 Niederschlagserrhöhung in erster Ereignisphase um 25%, mit Schnee,
 Temperatur +8 °C

ausgewählte Pegel

| Szenario ↓ | Gebietsniederschlag (mm) | Station / Abfluss [m³/s] (Schwellwerte m³/s) | | | | | | |
|----------------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| | | Diepoldsau (1300/1950/2450/3100) | Gisingen (300/470/580/820) | Bangs (1000/1500/1800/2200) | Landquart (180/290/360/430) | Domat-Ems (780/1150/1800/2250) | Fürstenu (370/600/720/810) | Illanz (290/520/660/800) |
| reales / gemessenes Ereignis | | | | | | | | |
| NS: Simuliert (anhand gemessener Daten) | 130 | | | | | | | |
| NS: Szenario G | 141 | | | | | | | |
| Q: beobachtet | | 1792 | 218 | 1405 | 149 | 969 | 431 | 291 |
| Q: Simuliert (anhand gemessener Daten) | 130 | 2438 | 224 | 2174 | 223 | 1647 | 649 | 437 |
| Q: Szenario G (Kontrolllauf) | 141 | 4000 | 363 | 3606 | 310 | 2914 | 1260 | 886 |
| keine Turbinierung im gesamten Gebiet | | | | | | | | |
| Speicherfüllung 0% | 141 | 3815 | 325 | 3430 | 310 | 2818 | 1247 | 800 |
| Speicherfüllung 50% | 141 | 3822 | 336 | 3455 | 310 | 2837 | 1248 | 818 |
| Speicherfüllung 55% | 141 | 3851 | 349 | 3461 | 310 | 2843 | 1248 | 823 |
| Speicherfüllung 60% | 141 | 3864 | 351 | 3463 | 310 | 2846 | 1248 | 826 |
| Speicherfüllung 65% | 141 | 3868 | 355 | 3464 | 310 | 2847 | 1248 | 827 |
| Speicherfüllung 70% | 141 | 3876 | 355 | 3466 | 310 | 2848 | 1248 | 828 |
| Speicherfüllung 75% | 141 | 3977 +101 | 355 +0 | 3570 +104 | 310 +0 | 2929 +81 | 1343 +95 | 828 +0 |
| Speicherfüllung 80% | 141 | 4000 +124 | 355 +0 | 3584 +118 | 310 +0 | 2938 +90 | 1347 +99 | 829 +1 |
| Speicherfüllung 85% | 141 | 4024 +148 | 355 +0 | 3621 +155 | 310 +0 | 2939 +91 | 1347 +99 | 829 +1 |
| Speicherfüllung 90% | 141 | 4181 +305 | 361 +6 | 3753 +287 | 310 +0 | 3061 +213 | 1347 +99 | 881 +53 |
| Speicherfüllung 95% | 141 | 4275 +399 | 399 +41 | 3838 +372 | 310 +0 | 3156 +308 | 1375 +127 | 954 +126 |
| Speicherfüllung 100% | 141 | 4362 +486 | 420 +65 | 3879 +413 | 310 +0 | 3201 +353 | 1419 +171 | 954 +126 |
| Alpenrhein ohne Speicher | | | | | | | | |
| keine Speichernutzung im gesamten Gebiet | 141 | 4321 +445 | 391 +36 | 3917 +451 | 310 +0 | 3289 +441 | 1458 +210 | 995 +167 |

Basis-Ereignis 22. – 24. August 2005

Szenario B Niederschlags-Szenarienhandbuches

Niederschlagsstreckung (9h) und -erhöhung (+25%) in erster Ereignisphase

Ausgewählte Pegel

| Szenario ↓ | Gebietsniederschlag (mm) | Station / Abfluss [m³/s] (Schwellwerte m³/s) | | | | | | |
|----------------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| | | Diepoldsau (1300/1950/2450/3100) | Gisingen (300/470/580/820) | Bangs (1000/1500/1800/2200) | Landquart (180/290/360/430) | Domat-Ems (780/1150/1800/2250) | Fürstenuau (370/600/720/810) | Ilanz (290/520/660/800) |
| reales / gemessenes Ereignis | | | | | | | | |
| NS: Simuliert (anhand gemessener Daten) | 97 | | | | | | | |
| NS: Szenario B | 128 | | | | | | | |
| Q: beobachtet | | 2238 | 685 | 1088 | 368 | 577 | 192 | 240 |
| Q: Simuliert (anhand gemessener Daten) | 97 | 2285 | 873 | 1272 | 416 | 616 | 303 | 167 |
| Q: Szenario B | 128 | 2888 | 1032 | 1669 | 481 | 840 | 397 | 249 |
| keine Turbinierung im gesamten Gebiet | | | | | | | | |
| Speicherfüllung 0% | 128 | 2798 | 1020 | 1580 | 481 | 760 | 336 | 233 |
| Speicherfüllung 50% | 128 | 2799 | 1020 | 1580 | 481 | 760 | 336 | 233 |
| Speicherfüllung 55% | 128 | 2799 | 1020 | 1583 | 481 | 760 | 336 | 233 |
| Speicherfüllung 60% | 128 | 2807 | 1026 | 1588 | 481 | 760 | 336 | 233 |
| Speicherfüllung 65% | 128 | 2825 | 1039 | 1593 | 481 | 760 | 336 | 233 |
| Speicherfüllung 70% | 128 | 2835 | 1044 | 1595 | 481 | 799 | 383 | 233 |
| Speicherfüllung 75% | 128 | 2880 +45 | 1046 +2 | 1648 +53 | 481 +0 | 814 +15 | 388 +5 | 233 +0 |
| Speicherfüllung 80% | 128 | 2893 +58 | 1046 +2 | 1653 +58 | 481 +0 | 815 +16 | 389 +6 | 233 +0 |
| Speicherfüllung 85% | 128 | 2900 +65 | 1046 +2 | 1660 +65 | 481 +0 | 821 +22 | 389 +6 | 238 +5 |
| Speicherfüllung 90% | 128 | 2906 +71 | 1046 +2 | 1663 +68 | 481 +0 | 825 +26 | 389 +6 | 242 +9 |
| Speicherfüllung 95% | 128 | 2980 +145 | 1093 +49 | 1695 +100 | 481 +0 | 826 +27 | 389 +6 | 244 +11 |
| Speicherfüllung 100% | 128 | 3140 +305 | 1131 +87 | 1816 +221 | 481 +0 | 947 +148 | 447 +64 | 289 +56 |
| Alpenrhein ohne Speicher | | | | | | | | |
| keine Speichernutzung im gesamten Gebiet | 128 | 3100 +265 | 1202 +158 | 1710 +115 | 481 +0 | 970 +171 | 459 +76 | 304 +71 |

Erläuternde Abbildungen

Im Folgenden sind einige Abbildungen zur Erläuterung der Tabelleninhalte und zum besseren Verständnis der Ergebnisse dargestellt.

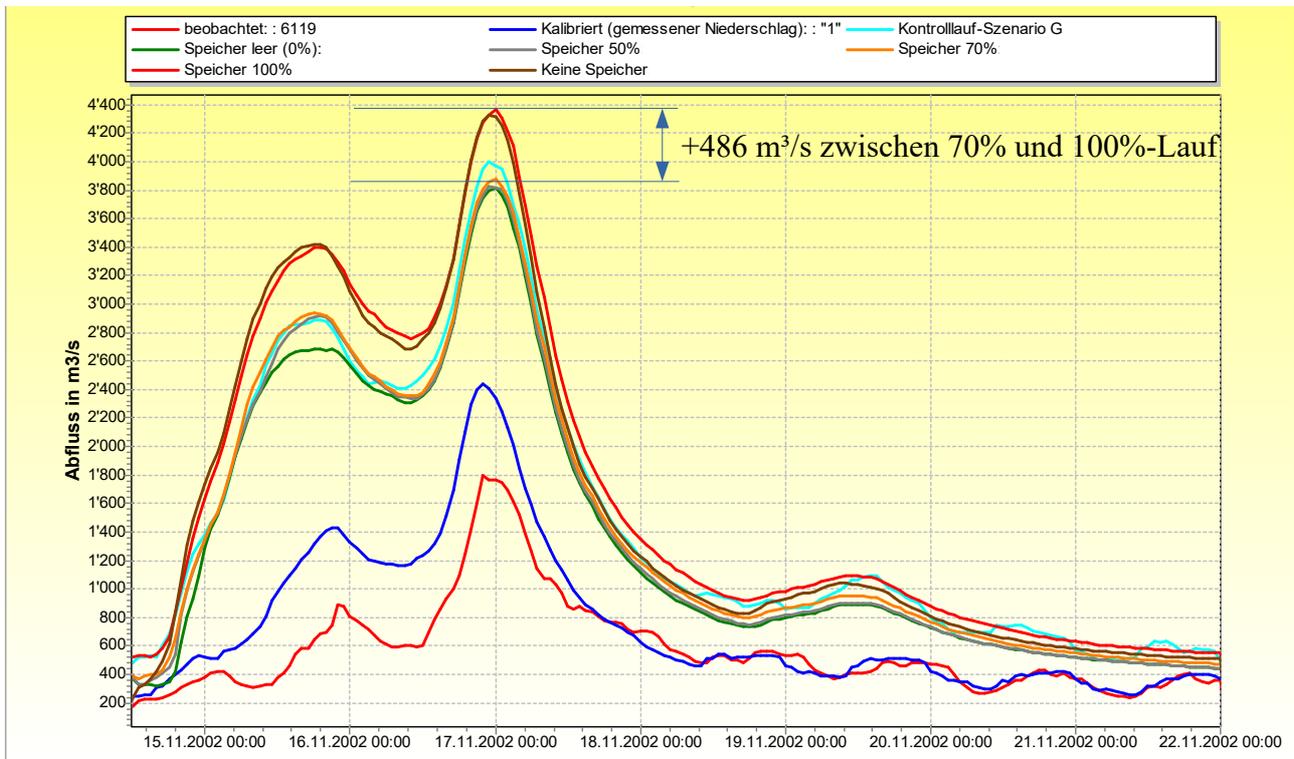


Abbildung 1: Szenarienergebnisse Diepoldsau/Alpenrhein, Ereignis November 2002

Abbildung 1 zeigt die wichtigsten Ergebnisse für den Pegel Diepoldsau. In rot und blau sind die beobachtete bzw. die ohne Szenarien gerechnete Abflussganglinie dargestellt (untere zwei Ganglinien, rot kommt oben nochmals). Alle anderen Abflussganglinien wurden mit dem Niederschlagsszenario G für das Hochwasserereignis vom November 2002 gerechnet. Dabei wurde jeweils der Füllstand der Speicher zum Beginn des Ereignisses festgelegt, wobei hier für alle Speicher im Gebiet derselbe relative Füllstand angenommen wurde, da die ersten Berechnungen zeigten, dass kein wesentlicher Unterschied erkennbar ist, wenn die Speicher in einem Teilgebiet andere Füllungen haben – wesentlich ist, dass in dem Teilgebiet, in welchem der Hauptniederschlag niedergeht, die Füllstände definiert sind. In allen anderen Speichern wird vermutlich der Stauraum ausreichen, um die gesamte Abflussmenge regulär aufzunehmen. Die in hellblau dargestellten Abflüsse kennzeichnen die Ergebnisse des Szenarien-Kontrolllaufes. Dabei sind die Speicher ganz regulär in Betrieb und es wurden auch keine Füllstände definiert. Die grüne Ganglinie kennzeichnet den Verlauf des Abflusses bei leeren Speichern (0% Füllung). In Grau dargestellt ist der Abfluss bei 50% Speicherfüllung, in Orange bei 70% und in Rot bei 100% Füllung – das entspricht ausser der grauen Ganglinie bei 50% in etwa einer Ampel grün(=0%)-orange(=70%)-rot(=100%). Zum Vergleich dazu ist in braun die Ganglinie dargestellt, wie sie theoretisch aussehen könnte, wenn gar keine Speicher im Gebiet vorhanden wären. Sie weicht etwas von der 100%-Füllungs-Ganglinie ab, weil es noch Speichereffekte in den Stauseen gibt, siehe Abbildungen 2 und 3

In Abbildung 2 ist der Zufluss zum Speicher Sufers dem Abfluss gegenübergestellt. Der Speicher ist zu Beginn 100% gefüllt, somit ergibt sich die Differenz aus Zufluss und Abfluss aus der Speicherwirkung des Speichersees – der Wasserstand kann auch über das maximale Stauziel steigen (Freibord). Das kann bei den Spitzenabflüssen durchaus 20-30 m³/s ausmachen. Dieser Unterschied macht sich zusammen mit einer zeitlichen Verschiebung dann in den Abflüssen im Gesamtgebiet entsprechend bemerkbar (braune und rote Szenarien-Ganglinien in Abbildung 1).

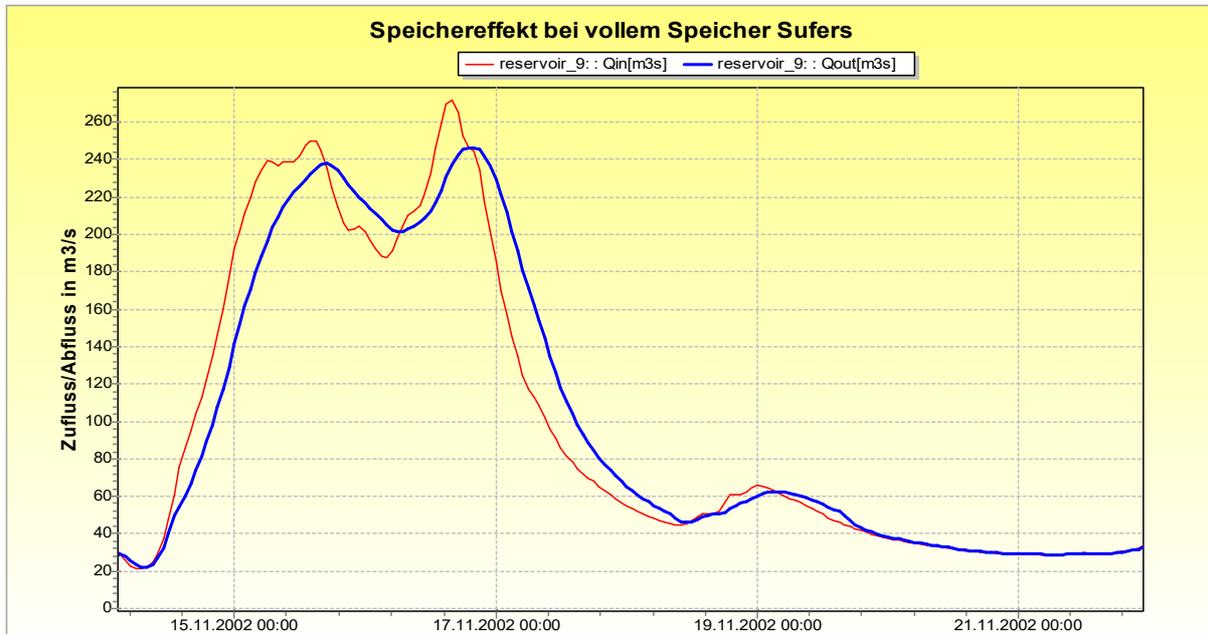


Abbildung 2: Beispiel für die Speicherwirkung im Speicher Sufers bei 100% Füllung

Abbildung 3 stellt eine analoge Situation für den sehr grossen Speicher Lago di Lei vor. Hier sind allerdings die Spitzenabflüsse nicht kleiner, es findet lediglich eine zeitliche Verschiebung um einige Stunden statt.

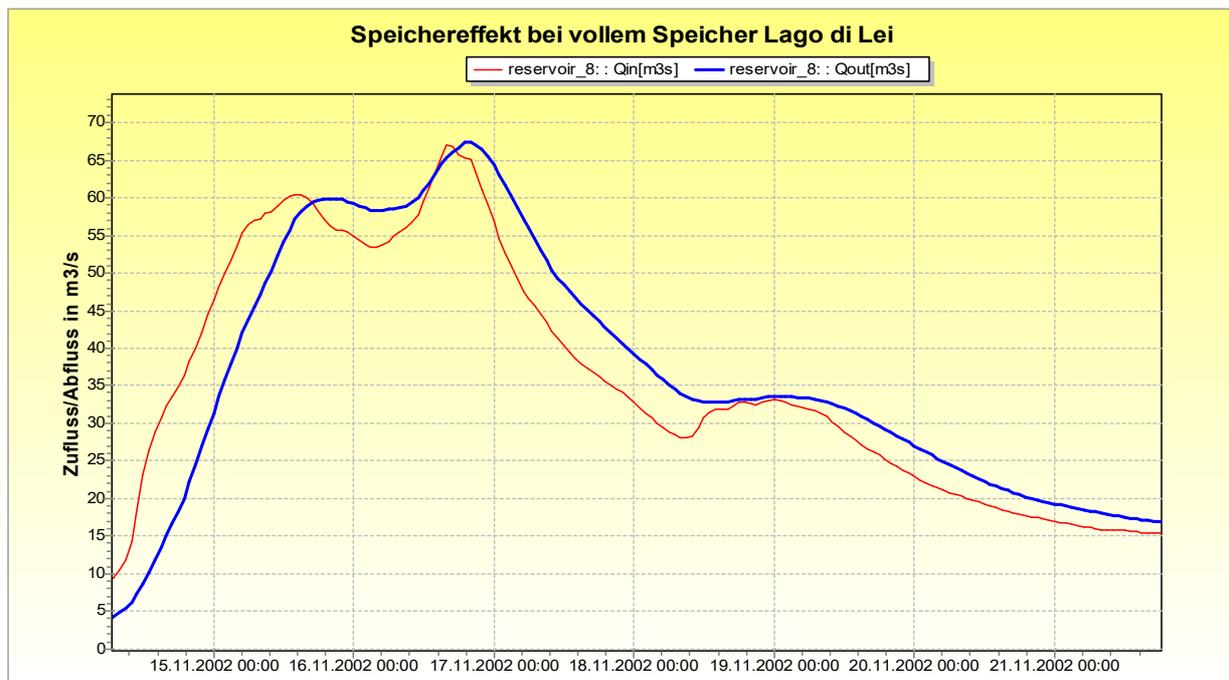


Abbildung 3: Beispiel für die Speicherwirkung im Speicher Lago di Leiu bei 100% Füllung

Schliesslich zeigt Abbildung 4 die entsprechende Abbildung für den Pegel Gisingen/III. Die etwas höheren Abflüsse der 100%-Speicherfüllungsvariante gegenüber der Variante ohne Speicher ist hier nicht nur auf den nach wie vor wirksamen Speichereffekt der Stauseen zurückzuführen, sondern auch auf die (im Modell) weiterhin stattfindenden Überleitungen aus dem Inngebiet.

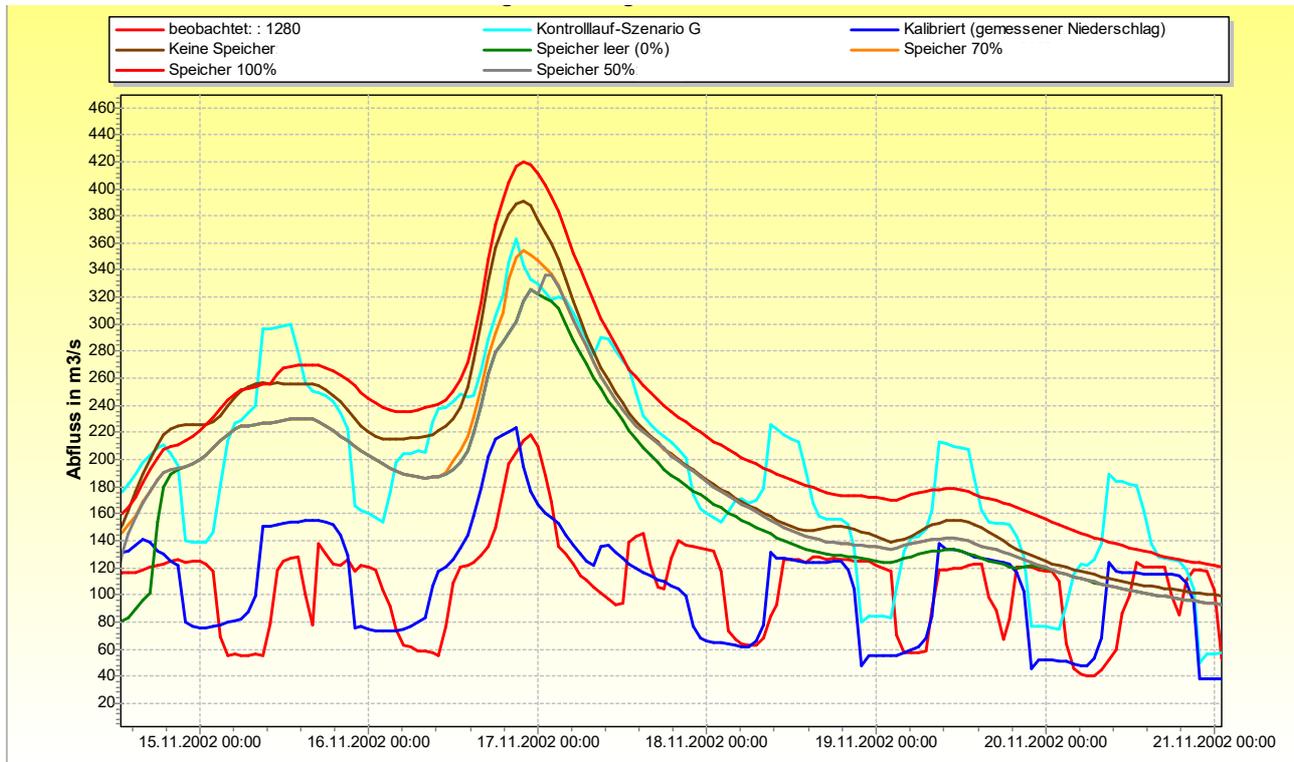


Abbildung 4: Szenarienergebnisse Gisingen/III, Ereignis November 2002

In den Abbildungen 5 und 6 sind die Ergebnisse analog zu Abbildungen 1 und 2 für das Hochwasser vom August 2005 für Diepoldsau/Alpenrhein und Gisingen/III dargestellt. Wiederum sind die beiden unten dargestellten Ganglinien in rot für den beobachteten Abfluss und blau für den modellierten Abfluss ohne Niederschlagsszenario abgebildet. Es folgen die Ganglinien für 0%-Speicherfüllung (grün), 50% Speicherfüllung (grau), 70% Speicherfüllung (orange) und 100% Speicherfüllung (rot) sowie die zu Vergleichszwecken ebenfalls dargestellte Ganglinie ohne Speicherwirkungen.

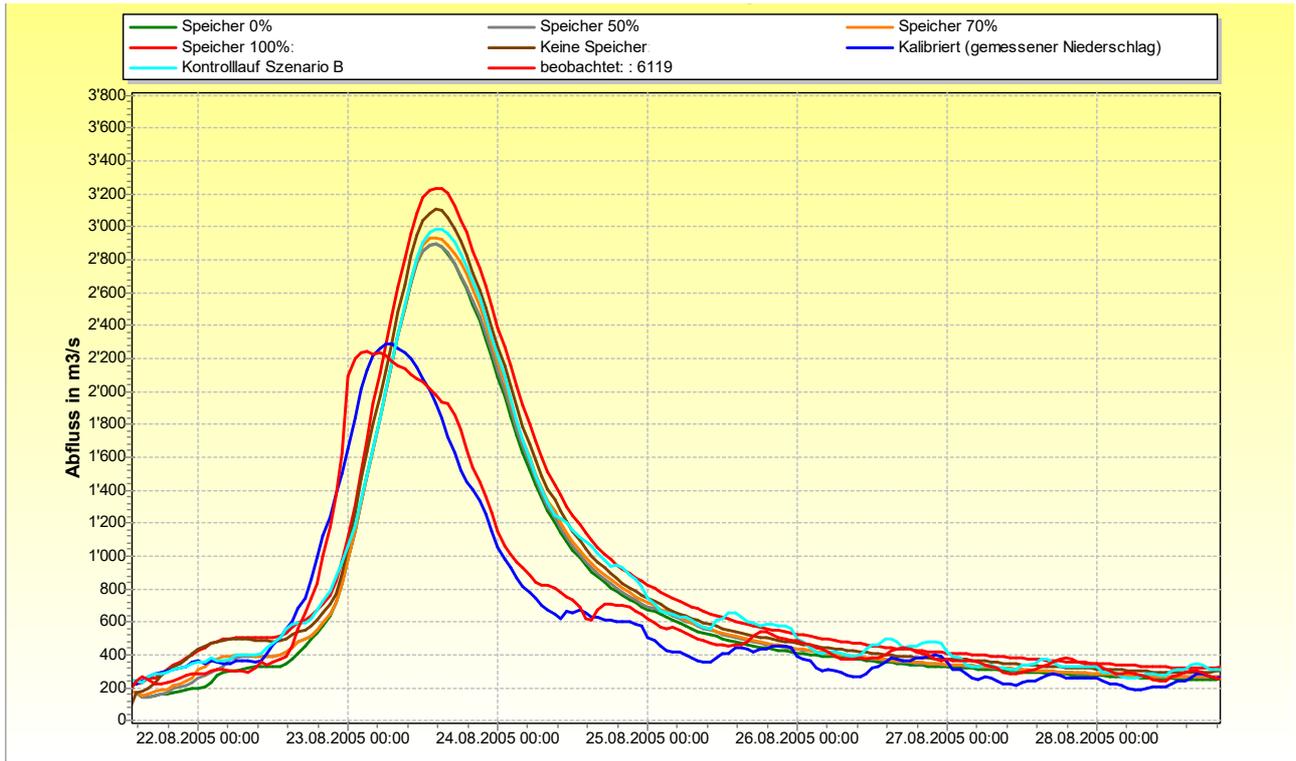


Abbildung 5: Szenarienergebnisse Diepoldsau, Ereignis August 2005

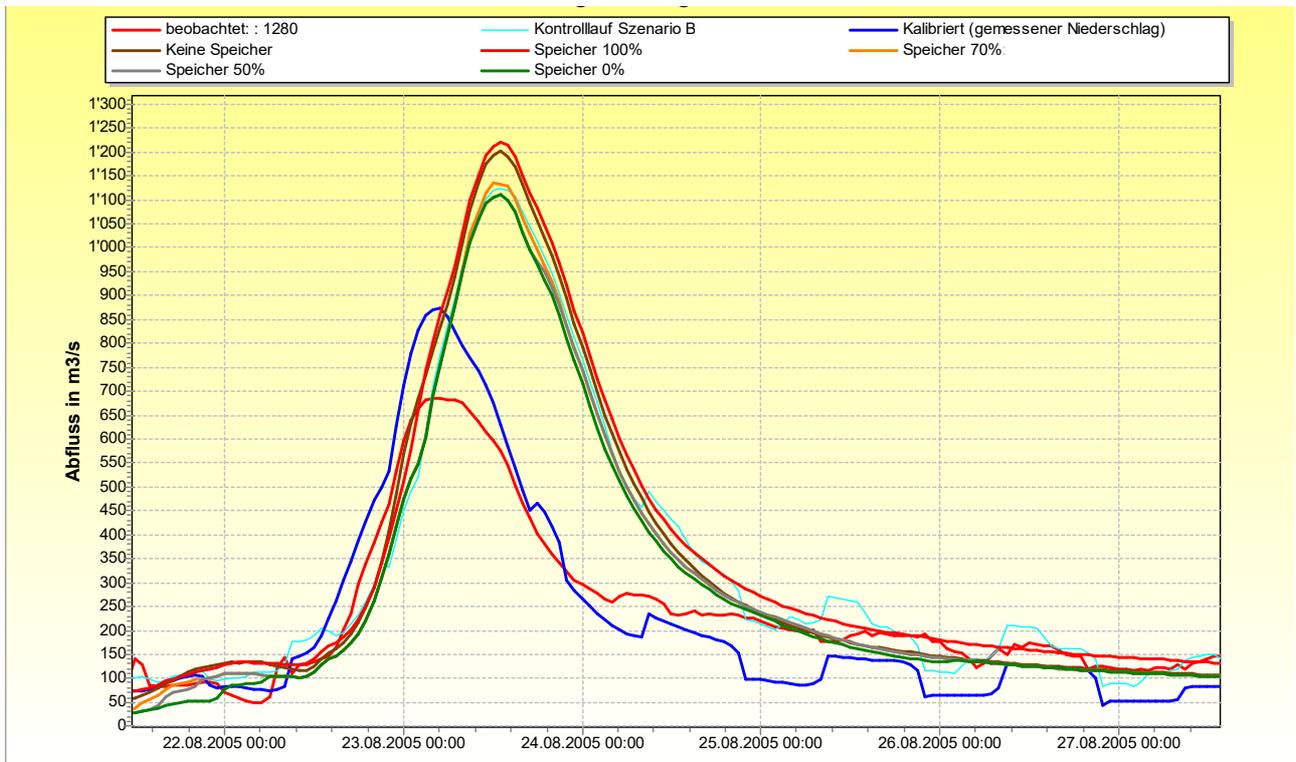


Abbildung 6: Szenarienergebnisse Gisingen, Ereignis August 2005

Anhang 5

Umgang mit Naturgefahren in der Schweiz, Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulats 12.4271 Darbellay vom 12.13.2012; Auszug Kapitel 5.3.1

5.3 Handlungsfeld Bewältigung und Regeneration

5.3.1 Hochwassermanagement im Ereignisfall

Natürliche und künstliche Seen dämpfen den Abfluss der Fließgewässer; Seeregulierungen können dies unterstützen. Allerdings kann eine ungünstige Überlagerung von Seeausflüssen die Hochwassersituation für Unterlieger verschärfen. Im Ereignisfall koordinieren deshalb die beteiligten Kantone und das BAFU die Regulierung der grossen natürlichen Alpenrandseen.

Defizit: *Grundlagen für eine risikobasierte Regulierung zur Minimierung der Schäden im Gesamtsystem sind lückenhaft. Zudem werden künstliche Speicherseen und insbesondere Wasserkraftanlagen zu wenig für das Hochwassermanagement genutzt.*

Ziel ist es, ein umfassendes und koordiniertes Hochwassermanagement unter Einbezug der regulierten natürlichen Alpenrandseen und künstlichen Speicherseen (Stauseen zur Stromproduktion) zu erreichen, ohne die Sicherheit Letzterer zu gefährden. Die Energiespeicherung für die Stromversorgung bei Stauseen und die Netzstabilisierung sollen dabei Priorität behalten und nur zu einer kurzfristig angepassten Speicherbewirtschaftung führen. Wo Potenzial für eine Optimierung der Speicherbewirtschaftung besteht, sind Lösungen zu suchen, die sowohl der Wasserkraft wie auch dem Schutz vor Naturgefahren dienen.⁸¹ Die Kraftwerksbetreiber sind deshalb stärker und gegen Entschädigung ins Hochwassermanagement einzubeziehen. Für eine verbesserte Hochwasservorhersage werden zudem die Daten der Kraftwerksbetreiber zu aktuellen Zu- bzw. Abflüssen sowie zu den Wasserständen von Speicherseen benötigt. Das Gemeinwesen sichert den Betreibern zu, deren Geschäftsgeheimnisse zu wahren.

Auch den Folgen der Klimaerwärmung – z. B. wenn durch Gletscherschwund Seen entstehen – ist Beachtung zu schenken (siehe Handlungsbedarf Kapitel 5.1.1).

| Ziele | Massnahmen |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Die Regulierung grosser Alpenrandseen erfolgt im Hochwasserfall koordiniert und risikobasiert. | Erarbeiten von Grundlagen und Instrumenten für ein umfassendes Hochwassermanagement |
| Künstliche Speicherseen werden auch für den Hochwasserrückhalt genutzt. | Prüfen der Möglichkeiten angepasster Speicherbewirtschaftungen, des Ausbaus von Speicherkapazitäten sowie der operationellen Berechnung von Szenarien bei Hochwasserlagen Prüfen der Ergänzung gesetzlicher Grundlagen für Finanzhilfen zur Entschädigung von Ertragsausfällen infolge zusätzlicher baulicher und betrieblicher Massnahmen zum Schutz vor Naturgefahren |
| Hydrologische Vorhersagen sind verbessert. | Wasserstands-, Zu- und Abflussdaten der Speicherseen werden automatisiert an die Vorhersagezentrale des BAFU übermittelt |

⁸¹ Beispielsweise könnte durch die Erhöhung von bestehenden Talsperren oder den Bau einzelner neuer Anlagen das Speicher- und Rückhaltevolumen vergrössert werden. Damit wäre es möglich, sowohl den Anteil an Winterstrom zu steigern als auch zusätzlichen Rückhalt zu schaffen.