

Teil C Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

Inhaltsverzeichnis Teil C

1	Einleitung	18
2	Grundlagen	20
2.1	Übersicht über das betrachtete Einzugsgebiet des Alpenrheins	20
2.2	Kenngrossen der Speicherkraftwerke KVR, KWI, KWZ, KHR, Mittelbünden (ewz)....	21
2.3	Hydraulische Kenngrossen der Flussabschnitte	23
2.3.1	Querprofile	23
2.3.2	Rauhigkeits- Beiwerte	24
2.3.3	Hydrologische Daten	24
2.3.4	Betriebsmuster der Zentralen bei Rothenbrunnen	24
3	Analyse der Schwall- und Sunkerscheinungen	26
3.1	Mittlere Jahresabflüsse	26
3.2	Veränderungen der Schwall- und Sunkerscheinungen	26
3.3	Ursachen der veränderten Schwall- und Sunkerscheinungen	28
3.4	Schwallanstieg und Schwallrückgang	29
4	Ökologische Anforderungsprofile an den Kraftwerksschwall	30
4.1	Anforderungsprofile	30
5	Hydraulische Modellierung der Abflüsse bis Domat/Ems	31
5.1	Eichung des hydraulischen Modells	31
5.2	Nachrechnung des Abflussverlaufs aufgrund bestehender Betriebsregime	31
6	Betriebliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk	33
6.1	Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 1 mit Wochenausgleich	33
6.1.1	Szenario 1	33
6.1.2	Szenario 2	34
6.1.3	Szenario 3	36
6.2	Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 1 mit Saisonausgleich	37
6.2.1	Szenario 1a	38
6.2.2	Szenario 2a	39
6.2.3	Szenario 3a	41
6.3	Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 2 mit Saisonausgleich	42
6.3.1	Szenario 3a	42
6.4	Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 3 mit Saisonausgleich	44
6.4.1	Szenario 3a	44
7	Bauliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk	46
7.1	Wirkung von Rückregulierungsbecken	48
7.2	Mögliche Standorte von Rückregulierungsbecken	51
8	Finanzielle Beurteilung der Massnahmen	53

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

8.1	Betriebliche Massnahmen.....	53
8.1.1	Finanzielle Bewertung der Energie	53
8.1.2	Bewertung der verlorenen Leistung.....	54
8.1.3	Entgangener Ertrag durch Energieumlagerungen.....	54
8.1.4	Investitionskosten zur Bereitstellung der nicht mehr verfügbaren Leistung bei betrieblichen Massnahmen.....	58
8.1.5	Vergleichende Bewertung des entgangenen Ertrags und der nicht mehr verfügbaren Leistung	61
8.2	Kosten baulicher Massnahmen.....	62
9	Zusammenfassung der Resultate.....	63
9.1	Hydraulischer Teil:	63
9.2	Finanzielle Auswirkungen	63
10	Quellenverzeichnis	66

1 Einleitung

Die internationale Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) bearbeitet ein Entwicklungskonzept für den Alpenrhein. In diesem Zusammenhang wurden verschiedene Grundlagenstudien in Auftrag gegeben, so auch eine Arbeit, welche sich dem Thema „Trübung und Schwall im Alpenrhein“ (IRKA, 2002) widmet. Die Autoren dieser Studie kommen zu folgendem Schluss: Die Abflussschwankungen, welche durch den Betrieb der Speicherkraftwerke verursacht werden, haben in den letzten Jahren erheblich zugenommen und zeigen negative Auswirkungen auf die Lebensräume im Alpenrhein. Letztere sind hauptsächlich betroffen durch die kurzfristigen Wechsel von Benetzung und Trockenfallen ausgedehnter Uferzonen, durch die starken Wasserspiegelschwankungen, sowie durch Schwebstoffe, welche durch die Schwälle mobilisiert und in Sunkzeiten wieder abgelagert werden. Am stärksten betroffen von diesen Schwall- und Sunkerscheinungen sind die Wintermonate, in denen der Basisabfluss gering ist und dementsprechend das Verhältnis der Abflüsse in Schwall- und Sunkzeiten maximal wird. Erläutert wurden die beschriebenen Verhältnisse anhand von drei Abflussganglinien aus verschiedenen Winterwochen in den Jahren 1978, 1979 und 2001 (Bild 1).

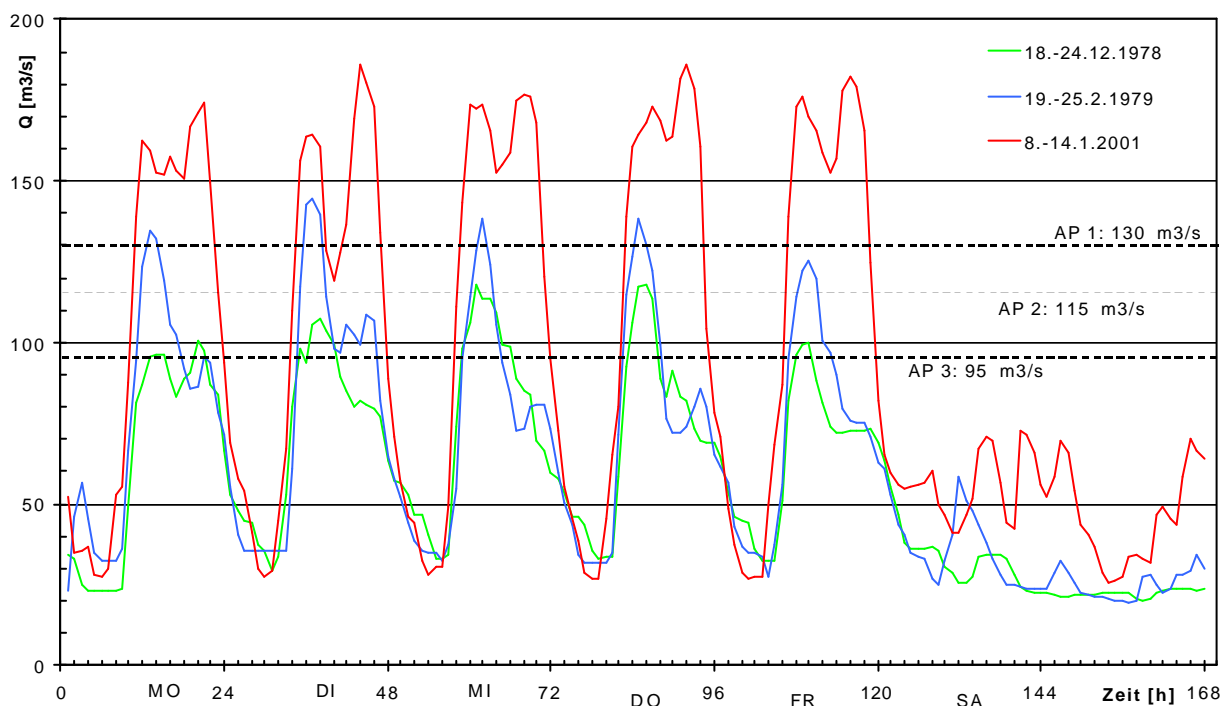


Bild 1. Ausgewählte Abflussganglinien dreier Wochen in den Wintern 1978, 1979 und 2001 (IRKA, 2002)

Aufgrund dieser Ausgangslage beauftragte die IRKA den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband mit einer Studie mit folgendem Ziel:

Abklärung der finanziellen und energiewirtschaftlichen Konsequenzen von allfälligen betrieblichen oder baulichen Massnahmen bei den Speicherkraftwerken zur Reduktion der Schwall- und Sunkerscheinungen im Alpenrhein.

Der Inhalt der Studie gliedert sich in folgende Teile:

- Analyse der bisher beobachteten Schwall- und Sunkerscheinungen
- Hydraulische Modellierung der Auswirkungen von Schwall- und Sunkerscheinungen bei den Wasserrückgaben der Kraftwerke auf den Alpenrhein unterhalb Domat-Ems
- Festlegen von notwendigen Änderungen der Abflussregime bei verschiedenen Kraftwerksstandorten für den Fall, dass vorgegebene Schwall- und Sunkminderungen eingehalten werden müssten (Szenarien bezüglich Ausmass und Ort der Massnahmen)
- Aufzeigen möglicher baulicher Massnahmen zur Schwall- und Sunkminderung
- Analyse der verschiedenen Massnahmen, Bewertung in volks-/ betriebswirtschaftlicher bzw. energiewirtschaftlicher Sicht.
- Berichterstattung

2 Grundlagen

2.1 Übersicht über das betrachtete Einzugsgebiet des Alpenrheins

Bild 2 zeigt einen Überblick über das betrachtete Flussgebiet.

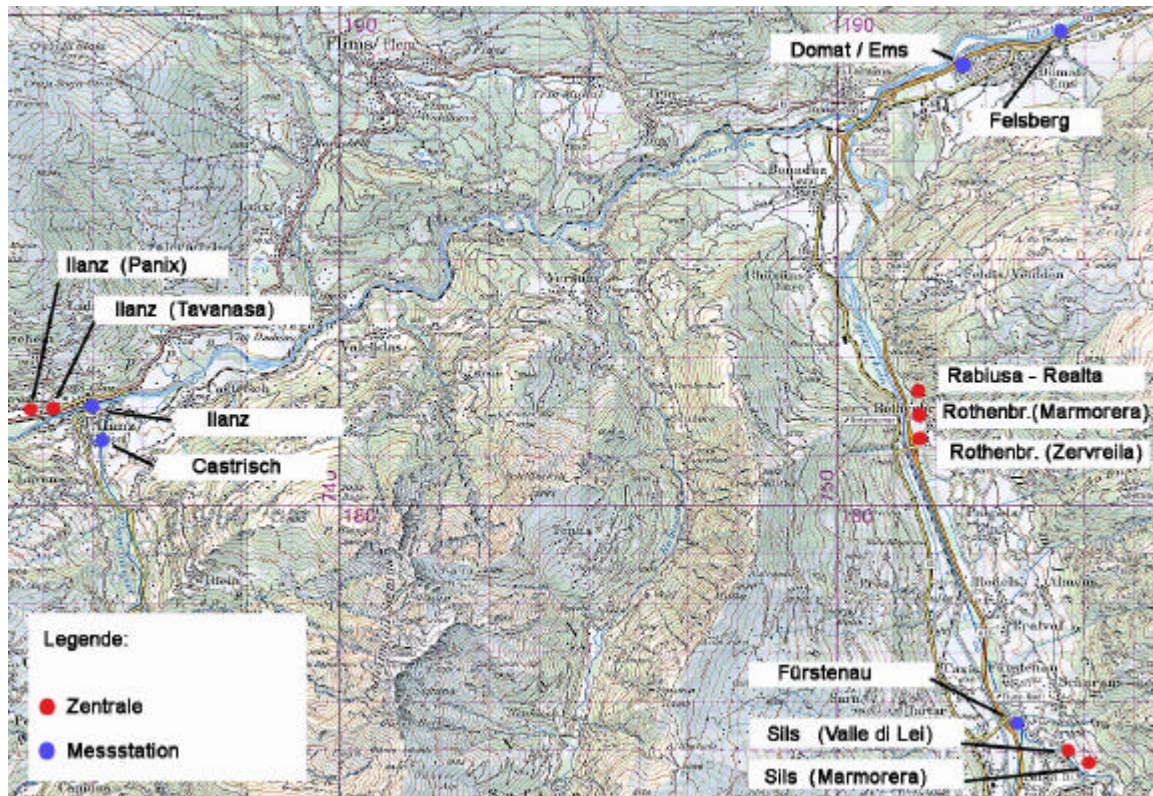


Bild 2. Überblick über das betrachtete Flussgebiet des Alpenrheins. (Landeskarte der Schweiz, Swisstopo, Massstab 1:25000)

Als massgebende Wasserrückgaben von Kraftwerken werden betrachtet:

- Turbinenauslauf des Kraftwerks Ilanz (KWI) in Ilanz am Vorderrhein, welcher gleichzeitig die Wasserrückgabe der Kraftwerke Vorderrhein, (KVR) umfasst.
- Wasserrückgaben der Kraftwerke Sils der Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR) sowie des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (ewz), welche parallel am Hinterrhein bei Sils erfolgen.
- Zentralen in Rothenbrunnen der Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) und des ewz bei Rothenbrunnen am Hinterrhein.

Die KWZ nutzen das Wasser des Glenners und der Rabiusa und leiten es aus dem Einzugsgebiet des Vorderrheins in dasjenige des Hinterrheins bei Rothenbrunnen, was zur Folge hat, dass der Glenner und die Rabiusa bei ihrer Einmündung in den Vorderrhein keine Schwall- und Sunkerscheinungen zeigen.

Vorhandene Messstationen:

- Die Abflussverhältnisse an der Wasserrückgabe der KWI werden gut repräsentiert durch die Wassermessungen an der Messstation Nr. 2033, Ilanz am Vorderrhein. Die Abflüsse des Glenner werden an der Messstation Nr. 2498, Castrisch gemessen.
- Am Hinterrhein wird in Fürstenau eine Messstation, Nr. 2387, betrieben, welche als repräsentativ für die Abflüsse unterhalb der Zentralen Sils von KHR und ewz betrachtet werden kann.
- In Rothenbrunnen besteht keine offizielle Messstation mehr.

Die Auswirkungen von Schwall und Sunk werden an der Messstation Nr. 2602, Domat-Ems bewertet, welche unterhalb des Zusammenflusses von Vorder- und Hinterrhein liegt. Die unterliegenden Wasserrückgaben der Kraftwerke an der Tamina und Landquart, respektive der Ill, werden nicht betrachtet.

2.2 Kenngrössen der Speicherkraftwerke KVR, KWI, KWZ, KHR, Mittelbünden (ewz)

Die nachfolgenden Kennzahlen stammen aus verschiedenen Kraftwerksbeschrieben. Bei einzelnen Daten ist es möglich, dass in anderen Quellen auch etwas abweichende Zahlen im Umlauf sind. Solche Unterschiede sind jedoch für die vorliegenden Betrachtungen nicht ausschlaggebend.

Die gesamte installierte Leistung aller betrachteten Zentralen beläuft sich auf rund 1500 MW

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
	Curnera	40.8	1908 (1956)		
	Nalps	44.5	1908		
	Sta. Maria	67	1908		
Zentralen	Name	Ausbauwassermenge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Sedrun	30 (+3)	150	593 (30)	1.6
	Tavanasa	46	180	479	1.3
Produktion		Winter (GWh)	Wi Vollaststd. (h)	Sommer (GWh)	So Vollaststd. (h)
	Sedrun	220	1273 (29%)	33	
	Tavanasa	239	1110	266	

(Bem: grau hinterlegt sind Angaben zu Zentralen, welche ihr Turbinenwasser nicht direkt ans Gewässer, sondern an unterliegende Zentralen weitergeben)

Tabelle 1. Massgebende Kenngrössen der KW Vorderrhein

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
		Panix	7.3	1450	
Zentralen	Name	Ausbauwasser- menge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Ilanz (Tavanasa)	52	34.5	97	0.245
	Ilanz (Panix)	9	52.3	747	2.04
Produktion		Jahr (GWh)	Wi Volla- laststd. (h)		So Volla- laststd. (h)
	Ilanz (Tavanasa)	125			
	Ilanz (Panix)	135			

Tabelle 2. Massgebende Kenngrössen der KW Ilanz:

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
	Valle di Lei	197	1931		
	Sufers	18.3	1401		
	Bärenburg	1	1080		
Zentralen	Name	Ausbauwasser- menge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Innerferrera	45	185	510	1.39
	Bärenburg	80	225	321	0.875
	Sils	73	235	386	1.05
Produktion		Winter (GWh)	Wi Volla- laststd. (h)	Sommer (GWh)	So Volla- laststd. (h)
	Innerferrera	234	1380 (31.5%)	0	
	Bärenburg	230	1140	257	
	Sils	286	1350	377	

Tabelle 3. Massgebende Kenngrössen der KW Hinterrhein in Sils:

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
		Marmorera	60	1680	
Zentralen	Name	Ausbauwasser- menge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Sils	22	26	155	0.42
Produktion		Winter (GWh)	Wi Volla- laststd. (h)	Sommer (GWh)	So Volla- laststd. (h)
	Sils	15	244	61	

Tabelle 4. Massgebende Kenngrössen der KW Mittelbünden in Sils:

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
	Marmorera	60	1680		
Zentralen	Name	Ausbauwasser- menge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Tinzen und Tiefencastel Ost		123	858	2.34
	Rothenbrunnen	25	44	210	0.57
Produktion		Winter (GWh)	Wi Volla- laststd. (h)	Sommer (GWh)	So Volla- laststd. (h)
	Tinzen und	151	1250	157.2	
	Rothenbrunnen	90	2045	120	

Tabelle 5. Massgebende Kenngrössen der KW Mittelbünden in Rothenbrunnen:

Speicher	Name	Volumen (Mio m ³)	Staukote (mü.M.)		
	Zervreila	100	1862		
Zentralen	Name	Ausbauwasser- menge (m ³ /s)	Leistung (MW)	Fallhöhe (m)	Energieäquiv. (kWh/m ³)
	Seekraftwerk	20	20	70	0.19
	Safien Platz	23	80	425	0.96
	Rabiusa-Realta (Rothenbrunnen)	6	26	533	1.18
	Rothenrunnen	22	120	673	1.51
Produktion		Winter (GWh)	Wi Volla- laststd. (h)	Sommer (GWh)	So Volla- laststd. (h)
	Seekraftwerk	19		4.7	
	Safien Platz	101	1260	62.6	
	Rothenrunnen	175.5	1460	165.2	
	Rabiusa-Realta (Rothenbrunnen)	10		32	

Tabelle 6. Massgebende Kenngrössen der KW Zervreila in Rothenbrunnen

2.3 Hydraulische Kenngrössen der Flussabschnitte

2.3.1 Querprofile

Da keine Naturdaten der Querprofile zur Verfügung standen, wurden aus den Landeskarten der Schweiz (M = 1:25000) die Querprofile (Breite, Höhenlage etc.) mit einem Abstand in Längsrichtung vom Fünffachen der Gerinnebreite ausgemessen. Hierbei wurden die Höhenlagen der Querprofile zwischen den Höhenlinien der Karte linear interpoliert. Als Profilgeometrie sind für alle Profile einfache Rechteckprofile gewählt worden.

2.3.2 Rauigkeits- Beiwerte

Die Beiwerte nach Strickler (K_{st} -Werte) im Vorderrhein (VR), Hinterrhein (HR) und Alpenrhein (AR) wurden über die empirische Potenzformel nach Gaukler–Manning-Strickler und nach der klassischen Fließformel nach Chézy ermittelt.

Der Fließwiderstandbeiwert c wurde hierbei mit der Grundgleichung nach Keulegan

$$c = 2.5 \ln \frac{10.9 \cdot R}{k_s}$$

berechnet. Auf der Grundlage einer dachziegelartigen Lagerung wurden die Werte der äquivalenten Sandrauigkeit mit $k_s \approx 2 \cdot d_{90}$ angenommen. Die Daten der Kornverteilung sind aus der VAW Mitteilung Nr.139, Geschiebehaushalt Alpenrhein, entnommen.

Mit Wassertiefen von 1.0 m bis 1.5 m und einer mittleren Wasserspiegelbreite von 70.0 m errechnen sich die K_{st} -Werte im Mittel zu:

	d_{90} [m]	K_{st} [$m^{1/3}/s$]
Alpenrhein:	0.25	24.75
Vorderrhein:	0.24	25.00
Hinterrhein:	0.14	29.25

2.3.3 Hydrologische Daten

Für die Auswertung der Schwall- und Sunkerscheinungen standen Stundenmittel der Abflüsse und Wasserstände folgender Messstationen zur Verfügung:

Nr. 2033	VORDERRHEIN – ILANZ	von 1974 bis 2002
Nr. 2498	GLENNER – CASTRISCH	von 1988 bis 2002
Nr. 2387	HINTERRHEIN – FUERSTENAU	von 1974 bis 2002
Nr. 2602	RHEIN – DOMAT/EMS	von 1989 bis 2002
Nr. 2077	RHEIN – FELSBURG	von 1974 bis 1988

Die Daten wurden vom Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG) bereit gestellt.

2.3.4 Betriebsmuster der Zentralen bei Rothenbrunnen

Da flussabwärts der Zentralen bei Rothenbrunnen keine Messstation vorhanden ist, wurde ein Gesamtbetriebsmuster der Zentralen KWZ und EWZ angenommen. Die Gesamtausbau-Wassermenge der Zentralen bei Rothenbrunnen beträgt mit Rabiusa-Realta (Zervreila AG, 6 m^3/s), Rothenbrunnen (Zervreila AG, 22 m^3/s) und Albula-Domleschg (EWZ, 25 m^3/s) zusammen 53.0 m^3/s . Es wurde angenommen, dass ähnliche Produktionsdauern wie diejenigen der Zentralen bei Sils gefahren werden (mündliche Empfehlung von Herr M. Hayoz, Axpo).

3 Analyse der Schwall- und Sunkerscheinungen

3.1 Mittlere Jahresabflüsse

In Bild 3 sind der mittlere Jahresabfluss, der mittlere Winter- und der mittlere Sommerabfluss von 1974 bis 2002 der Messstation Domat/Ems dargestellt.

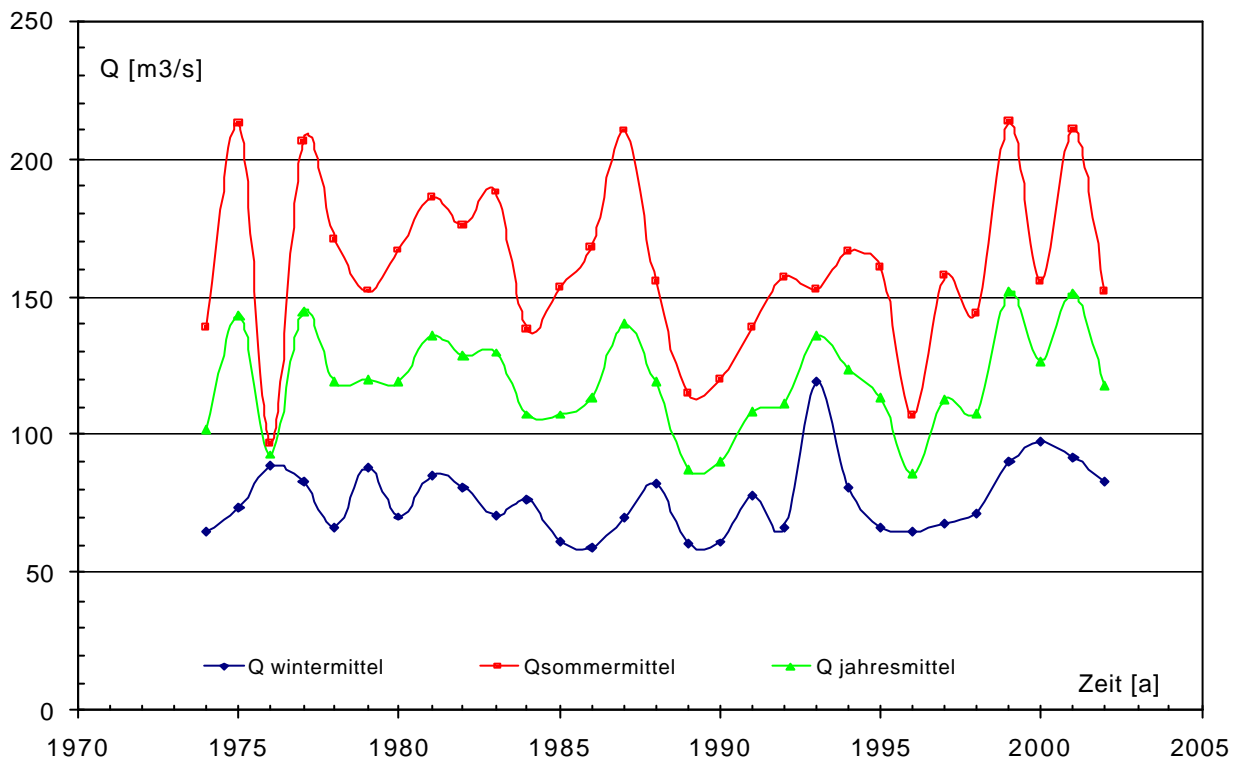


Bild. 3. Mittlere Abflüsse des Rheins, Messstation Domat/Ems von 1974 bis 2002 (Daten vom Bundesamt für Wasser und Geologie)

Es zeigt sich, dass der mittlere Jahresabfluss zwischen ca. 90 und 150 m³/s schwankt. Die Winterabflüsse schwanken zwischen ca. 60 und 90 m³/s. Es ist keine systematische Veränderung der mittleren Abflüsse sowohl im Jahresverlauf, als auch im Winter- oder Sommerhalbjahr feststellbar. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass über die betrachtete Periode bezüglich der mittleren Abflüsse kein Trend zu beobachten ist. Insbesondere fand keine verstärkte Umlagerung von Abflüssen vom Sommer auf den Winter statt.

3.2 Veränderungen der Schwall- und Sunkerscheinungen

Bild 4 zeigt den Verlauf der Wochenmaxima der Winterabflüsse in der ersten bis neunten Kalenderwoche. Die roten Punkte markieren die Maximalwerte der drei ausgewählten Wochen der Studie „Trübung und Schwall im Alpenrhein“ (IRKA, 2002) der Jahre 1978, 1979 und 2001. Bild 4 zeigt, dass eine Zunahme der Abfluss- Maxima zu beobachten ist.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

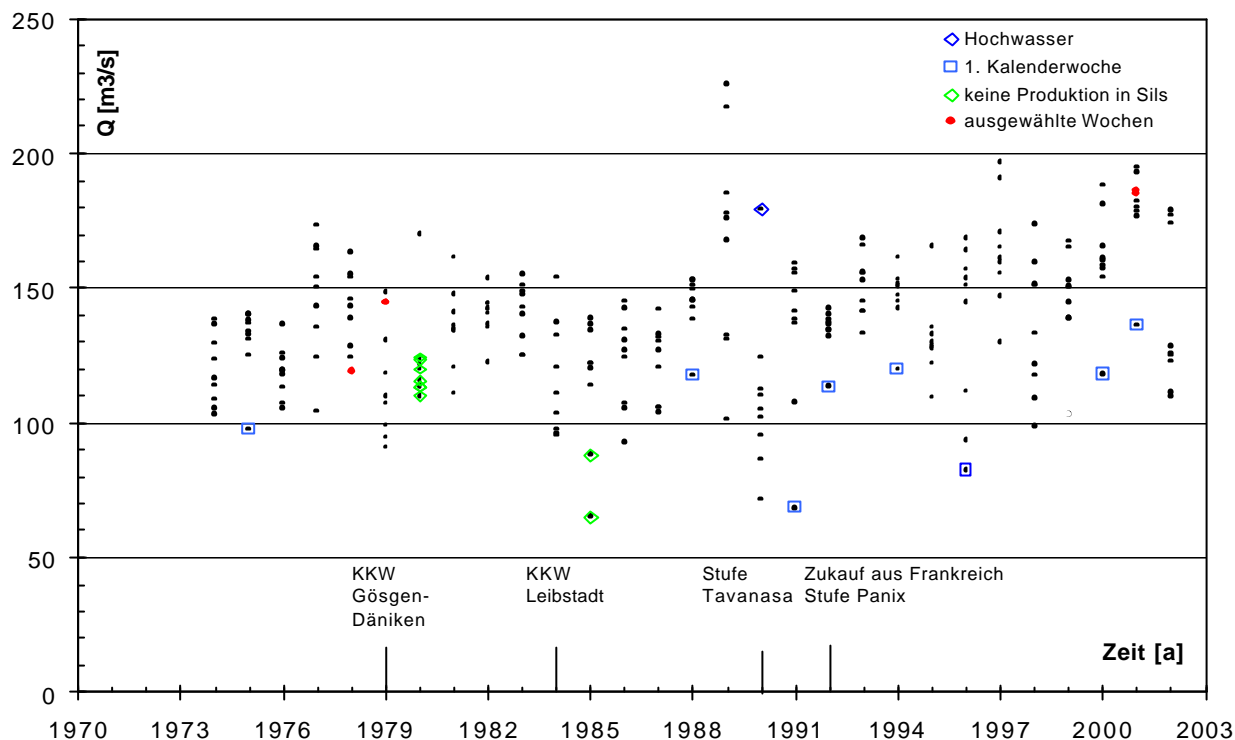


Bild. 4: Wochenmaxima der Wintermonate der 1. bis 9. Kalenderwoche (die roten Punkte markieren die Maximalwerte der drei ausgewählten Wochen der Studie „Trübung und Schwall im Alpenrhein“) (IRKA, 2002) und Angabe des Zeitpunkts des Zubaus von Kraftwerken

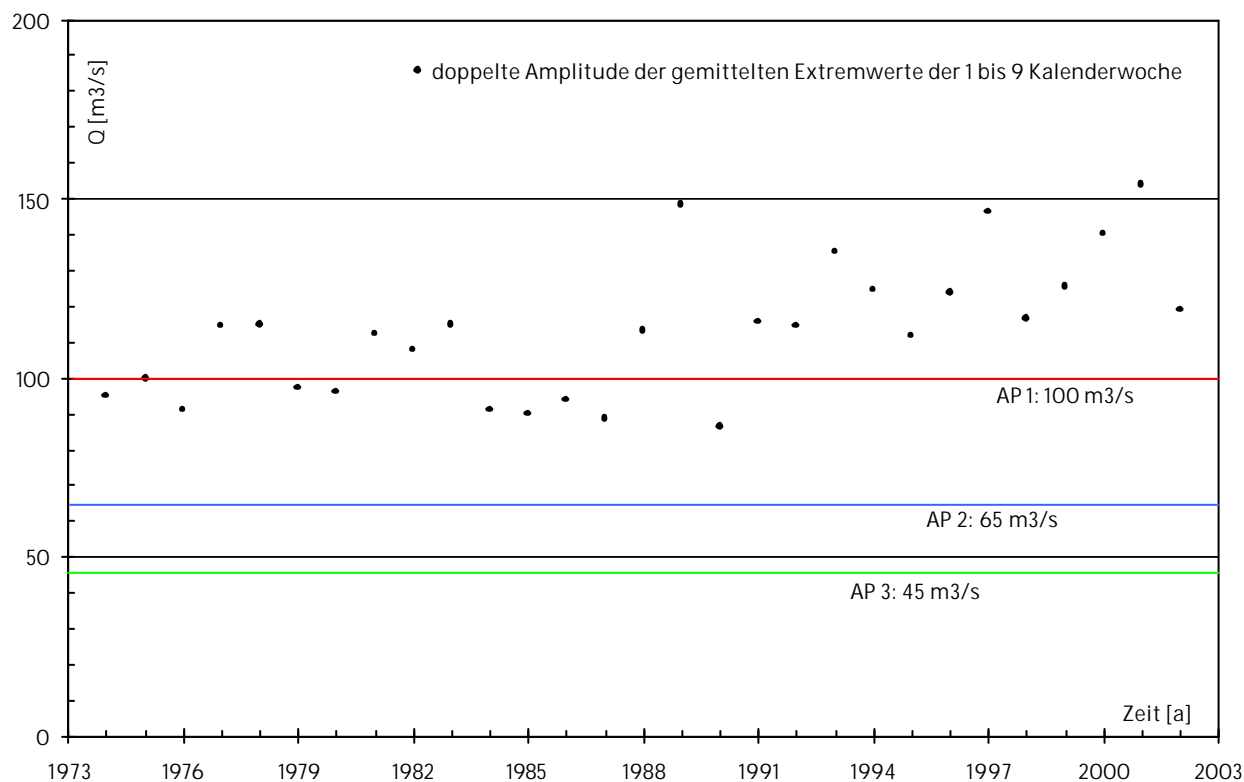


Bild 5. Mittelwerte der doppelten Abflussamplitude von 1974 bis 2002. Anforderungsprofile (AP) nach ökologischer Studie

Die aus diesen erhöhten Abfluss- Maxima resultierende Vergrösserung der Mittelwerte der doppelten Abflussamplitude (Differenz von Wochenmaximum und Wochenminimum) im Vergleich zu den durch die drei ökologischen Anforderungsprofile (AP 1, AP 2, AP 3, vergleiche Definition in Kapitel 4.1) vorgegebenen Amplituden sind in Bild 5 dargestellt.

Diese Analyse lässt folgende Schlussfolgerungen bezüglich der Schwallspitzen zu:

- Seit ca. 1993 ist ein Anstieg der durchschnittlichen Wochenmaxima der Abflüsse von 130 m³/s (1974 – 1992) auf 150 m³/s (1993 – 2002) festzustellen. Die Schwankungen dieser Abflussspitzen blieben in dieser Zeit von Woche zu Woche unverändert, was bedeutet, dass auch die grössten Wochenmaxima um rund 20 m³/s zugenommen haben.
- Die Zunahme der Schwallspitzen entspricht etwa der Zunahme der Amplituden. Das heisst, dass die Minima der Abflüsse zu Sunkzeiten annähernd konstant geblieben sind.
- Da sich die mittleren Abflussverhältnisse in dieser Zeit nicht signifikant verändert haben, ist diese Zunahme tatsächlich auf den Kraftwerksbetrieb zurückzuführen.
- Die beiden ausgewählten Wochen der Studie "Trübung und Schwall im Alpenrhein" (IRKA, 2002) der Jahre 1978 und 1979 sind leicht unterdurchschnittlich respektive überdurchschnittlich. Sie geben im Mittel die Verhältnisse vor 1993 gut wieder.
- Die ausgewählte Woche des Jahres 2001 zeigt stark überdurchschnittliche Schwallspitzen und kann nicht als signifikant für die mittleren Verhältnisse seit 1993 betrachtet werden. Die Werte dieser Woche liegen um rund 30 m³/s über dem Durchschnitt der Schwallspitzen seit 1993

3.3 Ursachen der veränderten Schwall- und Sunkerscheinungen

Seit der Zeit vor etwa 1993 ist eine Zunahme der Schwallspitzen um rund 20 m³/s in Domat-Ems zu beobachten.

Als Ursachen für die grösseren Schwallspitzen kommen auf Grund der obigen Analyse insbesondere in Frage:

- Inbetriebnahme der Stufe Tavanasa der KWI im Jahre 1991 mit einer zusätzlichen Wasserfassung am Vorderrhein in Tavanasa. Die Ausbauwassermenge dieser Stufe beträgt 52 m³/s, diejenige der Stufe Tavanasa der KVR nur 46 m³/s.
- Inbetriebnahme der Stufe Panix der KWI im Jahre 1992 mit zusätzlichen 9 m³/s Turbinen- Wassermenge in Ilanz.
- Durch die Inbetriebnahme der Stauanlage Solis der EWZ im Jahre 1985 wurde die Speicherkapazität in der Albula für die beiden parallelen Zentralen Solis und Rothenbrunnen von rund 180'000 (Becken Nisellas) auf 1'460'000 m³ erhöht. Möglicherweise erlaubte erst diese Erhöhung die parallele Nutzung beider Zentralen (47 m³/s) im Vollastbetrieb im Winter über eine längere Zeitdauer.
- Ein weiterer Grund könnte auch darin liegen, dass heute gegenüber früher Revisionen konsequenter nur im Sommer durchgeführt werden, dass also früher durchaus während längerer Zeit auch im Winter nicht die volle Kapazität aller Anlagen zur Verfügung stand.

Aufgrund der festgestellten Ursachen ist nicht anzunehmen, dass die Schwallspitzen in Zukunft signifikant weiter zunehmen würden ohne dass nicht weitere Kapazitäten zugebaut würden.

3.4 Schwallanstieg und Schwallrückgang

In Bild 6 sind die Abflusszunahmen im Januar im Zeitraum von 1989 bis 2002 dargestellt. Ca. 65 % der Werte liegen über $0.3 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ und 27 % über $0.5 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$. Der Gradient der Schwallabnahme ist etwa gleich, meistens kleiner als der Schwallanstieg. Da der Gradient des Schwallanstiegs und Schwallrückgangs nicht Hauptgegenstand der vorliegenden Arbeit ist, wurde auf eine systematische Untersuchung der Daten über alle Wintermonate und den gesamten Zeitraum verzichtet.

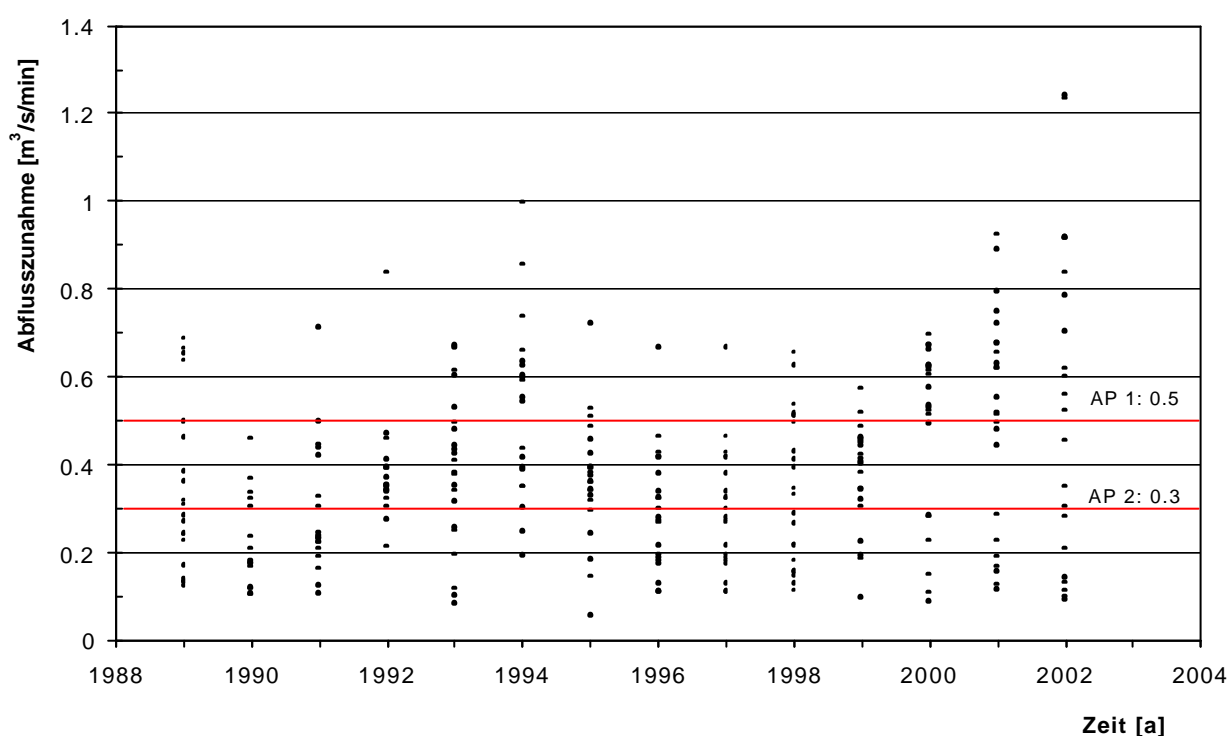


Bild 6. Abflusszunahme im Januar von 1989 bis 2002

4 Ökologische Anforderungsprofile an den Kraftwerksschwall

Die ökologischen Anforderungsprofile gehen auf die Studie „Notwendige und wünschenswerte Schwallreduktion im Alpenrhein“ der IRKA Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie (IRKA, Sept. 2003) (siehe Anhang) zurück.

4.1 Anforderungsprofile

Für eine abgestufte Beurteilung von schwalldämpfenden Massnahmen wurden drei Anforderungsprofile (AP) an den Kraftwerksschwall formuliert, in denen folgende Parameter festgelegt wurden.

	Schwallspitze	Sunk	Verhältniss	Amplitude	Abflusszunahme/- abnahme
	Maximal [m ³ /s]	minimal [m ³ /s]	Schwall/Sunk [-]	(doppelte) [m ³ /s]	[m ³ /s/min]
AP 1:	130	30	4.33	100	0.5 / 0.2
AP 2:	115	50	2.3	65	0.3 / 0.15
AP 3:	95	50	1.9	45	0.2 / 0.1

Laut Studie (IRKA, Sept. 2003) führt das Einhalten des Anforderungsprofils 1 zu ersten Verbesserungen von Teilbereichen des Lebensraums, wichtige Lebensraumbedingungen werden aber nur unwesentlich respektive ungenügend aufgewertet. Anforderungsprofil 2 führt zu einer bedeutenden Aufwertung einer Mehrzahl von Teilbereichen des Lebensraums, jedoch werden einzelne Lebensraumbedingungen nicht ausreichend verbessert. Bei Anforderungsprofil 3 wird der Lebensraum umfassend aufgewertet und die Lebensraumbedingungen bleiben im wesentlichen ungestört.

Die drei Anforderungsprofile bilden die Grundlage für die weitere Analyse der Möglichkeiten zur Reduktion von Schwall und Sunk, wobei die Maximalwerte der Schwallspitze und die Minimalwerte des Sunks hierbei massgebend sind.

5 Hydraulische Modellierung der Abflüsse bis Domat/Ems

Die hydraulischen Modellrechnungen zwischen den Wasserrückgaben der Kraftwerke und der Messstation Domat- Ems wurden mit dem Programm HEC-RAS durchgeführt. Es ist ein eindimensionales Programm, welches für stationäre und instationäre Berechnungen in Fluss- bzw. Kanalsystemen konzipiert ist. Die Energiegleichung ist Grundlage für die Berechnungen, wobei Reibungseffekte über den K_{st} -Werten berücksichtigt werden. Grundlage der Berechnung bei hydraulischen Zuständen mit schnell veränderlichen Wasserspiegeln, wie Wassersprüngen etc. ist die Impulsgleichung.

5.1 Eichung des hydraulischen Modells

Durch Variation der K_{st} -Werte kann das Modellsystem für die hydraulische Nachrechnung geeicht werden. In diesem Kennwert werden alle Ungenauigkeiten des Modells (Querprofilgeometrie, Aufweitungen etc.) berücksichtigt. Aufgrund der guten Übereinstimmung der Rechenergebnisse mit den gemessenen Daten mussten die ursprünglich berechneten K_{st} -Werte nicht verändert werden.

5.2 Nachrechnung des Abflussverlaufs aufgrund bestehender Betriebsregime

In Bild 7 sind die Abflüsse aufgrund beobachteter Stundenmittel der Woche vom 8.-14.01.2001 der Messstation Domat/Ems (Wochenganglinie aus der Studie Trübung und Schwall im Alpenrhein), die gemessenen und angenommenen Ganglinien der Abflüsse an den Messstationen unterhalb der Wasserrückgabestellen der Kraftwerke sowie die aus der Modellrechnung mit HEC-RAS resultierende Abflussganglinie in Domat/Ems dargestellt.

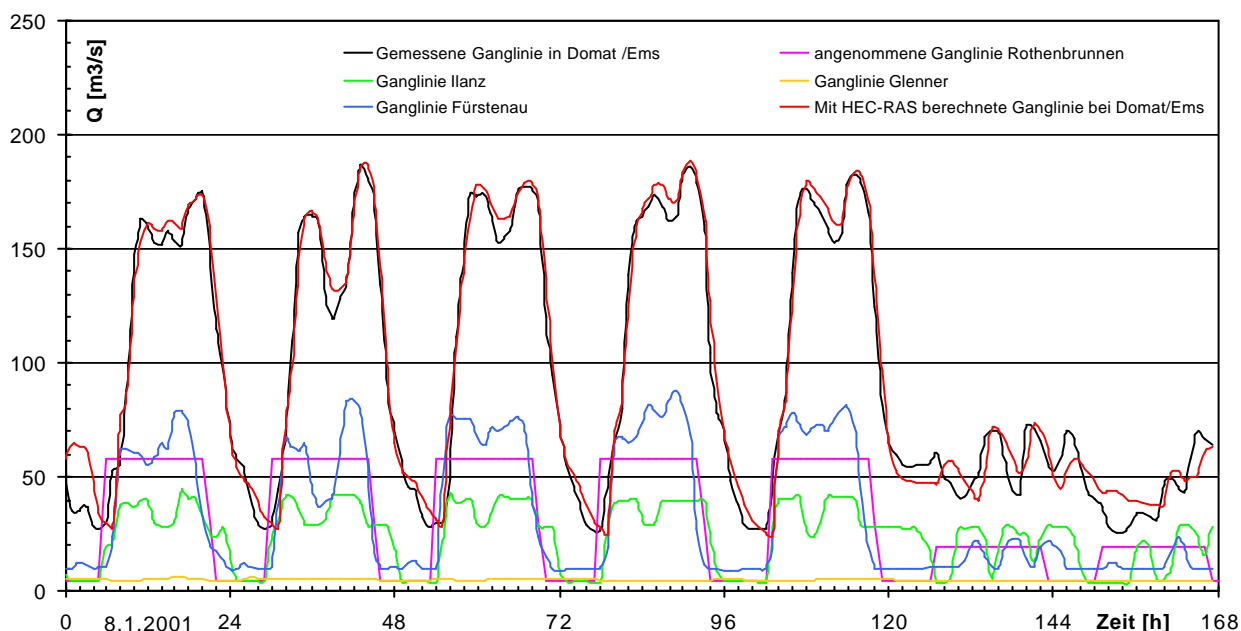


Bild 7. Stundenmitteldaten der Woche vom 8.-14.01.2001 der Messstation Domat/Ems, Vergleich der Wochenganglinie aus der Studie Trübung und Schwall im Alpenrhein mit den Nachrechnungen mit HEC-RAS

Wie bereits erwähnt, entspricht die Woche vom 8.-14.1.2001 einer Woche mit extrem starker Schwall- und Sunktätigkeit. Auf Grund dessen wurde eine weitere Woche nachgerechnet,

welche mittlere Verhältnisse bezüglich Schwallspitzen aufweist. In Bild 8 sind die Stundenmitteldaten vom 5.-11.2.1996 der Messstation Domat-Ems, das Ergebnis der HEC-RAS Modellrechnung bei Domat-Ems sowie wiederum die gemessenen und angenommenen Ganglinien der Zuflüsse an den Wasserrückgabestellen der Kraftwerke dargestellt. Mit einem Mittel der Maximalwerte von $151 \text{ m}^3/\text{s}$ entspricht diese einer Woche mit durchschnittlichen maximalen Abflüssen im Zeitraum von 1992 bis 2002.

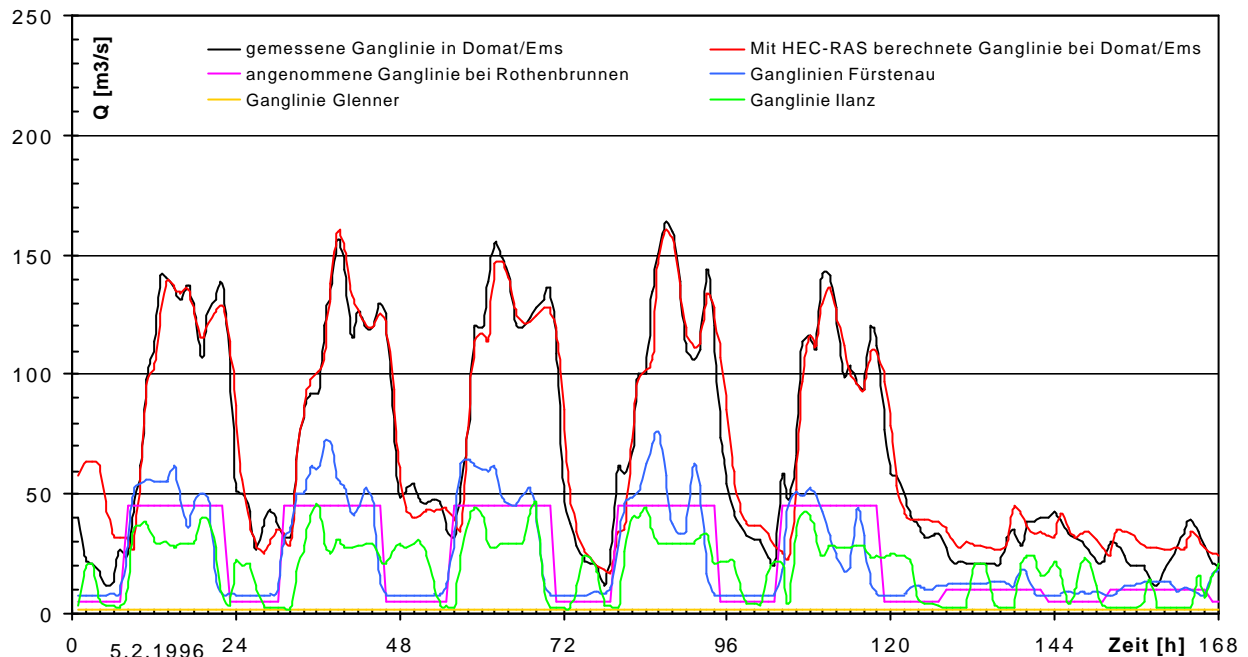


Bild 8. Stundenmitteldaten vom 5.-11.2.1996 der Messstation Domat/Ems, Vergleich der Wochenganglinie aus der Studie Trübung und Schwall im Alpenrhein mit den Nachrechnungen mit HEC-RAS

Diese Nachrechnungen zeigen eine sehr gute Übereinstimmung der berechneten Ganglinien mit den gemessenen Ganglinien.

Dank dieser guten Übereinstimmung kann dieses Modell für die Voraussage der Auswirkungen von betrieblichen Änderungen an den Abflussregimen der Kraftwerke auf die Abflüsse unterhalb Domat-Ems angewendet werden.

6 Betriebliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk

Bei den nachfolgend beschriebenen betrieblichen Massnahmen wurden nur Betriebsmuster der Kraftwerksstandorte (siehe Bild 2) Sils Ilanz und Rothenbrunnen geändert und nicht solche der einzelnen Zentralen. Die Betriebsmusteränderung der einzelnen Zentralen ergibt sich aus der Gewichtung über die jeweilige Ausbauwassermenge.

6.1 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 1 mit Wochenausgleich

Als betriebliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk wurden verschiedene Szenarien festgelegt, die auf der Basis der Abflüsse der Wochen vom 8. - 14.1.2001 und vom 5. - 11.2.1996 simuliert wurden. Massgebend war hierbei die Beschränkung des maximalen Abflussschwalls auf höchstens $130 \text{ m}^3/\text{s}$ und des minimalen Sunks auf mindestens $30 \text{ m}^3/\text{s}$ entsprechend dem Anforderungsprofil 1.

In den Simulationsrechnungen wurde vorausgesetzt, dass sämtliches Wasser, welches in der betrachteten Woche tatsächlich turbinert wurde auch bei der Betriebssimulation mit den Massnahmen innerhalb dieser Woche verarbeitet wird.

6.1.1 Szenario 1

Szenario 1 sieht vor, dass die verarbeiteten Wassermengen der Rückgabestandorte in der Spitze reduziert werden, bis das Anforderungsprofil eingehalten werden kann. Die Reihenfolge der Eingriffe lautet: Rothenbrunnen, Ilanz, Fürstenu. Es erfolgt ein Wochenausgleich.

Der Abfluss der Zentralen bei Rothenbrunnen verläuft konstant mit $32 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 8.-14.1.2001 respektive $23.8 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996 und bei Ilanz konstant mit $24 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 8.-14.1.02001 respektive auf $33 \text{ m}^3/\text{s}$ begrenzt in der Woche vom 5.-11.2.1996. Die Abflussspitzen bei Fürstenu wurden nur für die Woche vom 8.-14.1.2001 auf maximal $67 \text{ m}^3/\text{s}$ (anstatt $95 \text{ m}^3/\text{s}$) reduziert und das überschüssige Volumen auf das gesamte Wochenende umgelagert.

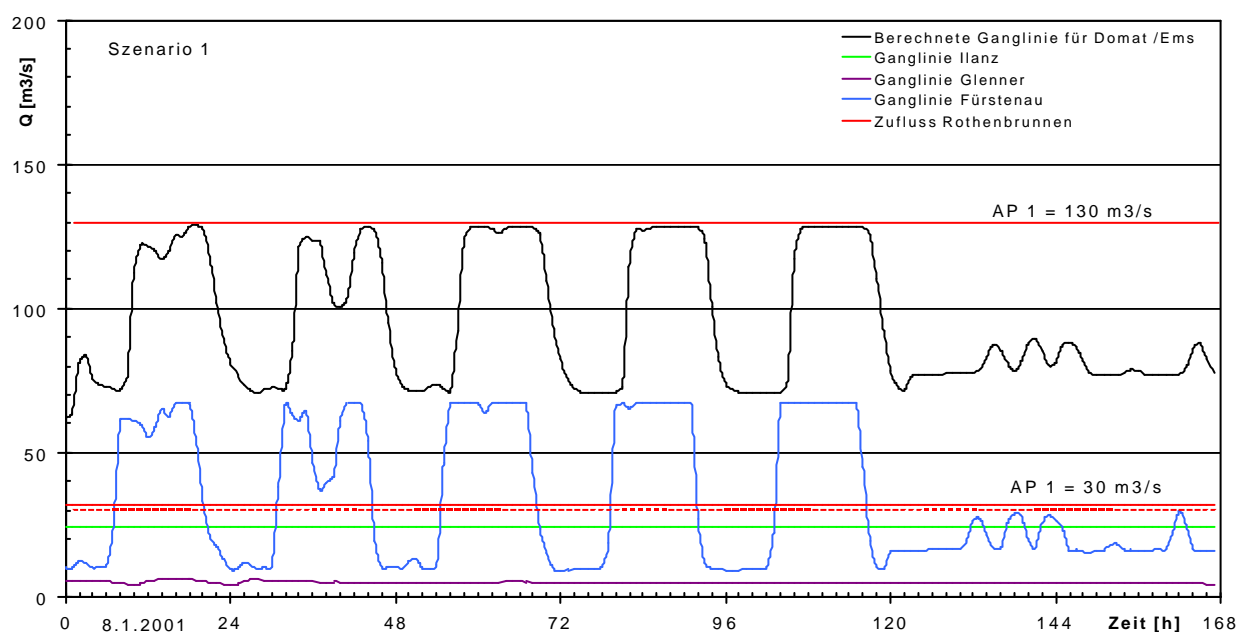


Bild. 9a: Szenario 1 in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

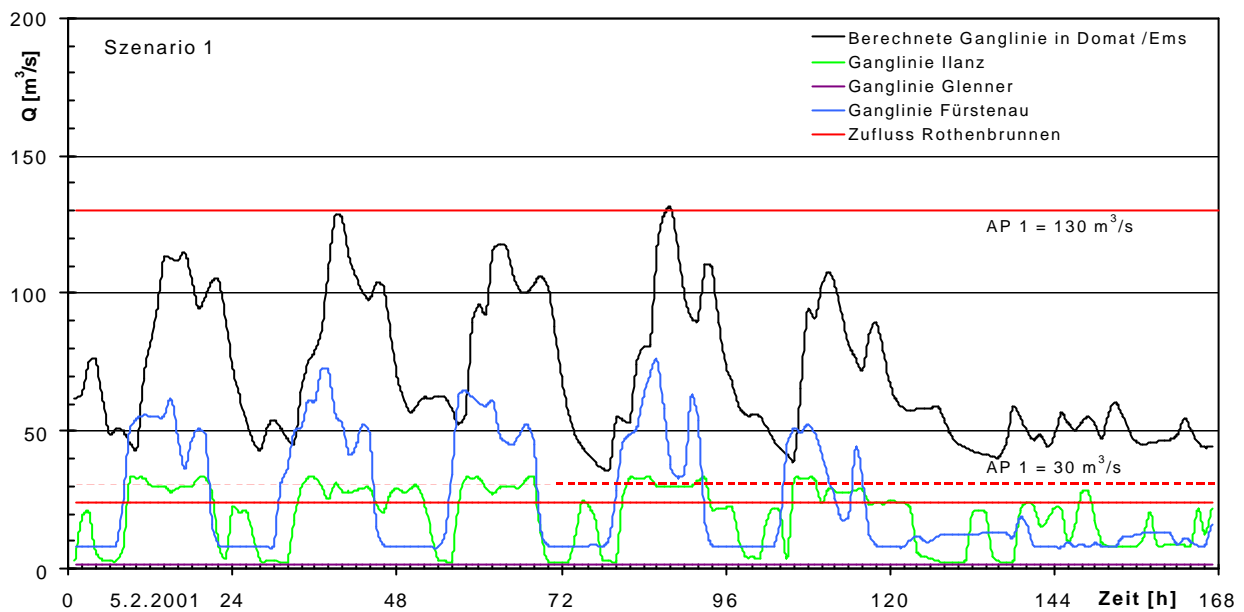


Bild 9b: Szenario 1 in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

Die beiden Darstellungen 9a und 9b zeigen, dass das Anforderungsprofil 1 mit den gewählten Einschränkungen nach Szenario 1 eingehalten werden kann. Das Anforderungsprofil ist in diesem Falle aber hinsichtlich des Sunks übererfüllt. Im Falle der Woche vom 8.-14.1.2001 und zum grossen Teil auch in der Woche vom 5.-11.2.1996 sind die minimalen Abflüsse grösser als das vorgegebene Minimum. Eine bessere Annäherung an das Anforderungsprofil liesse sich erreichen, wenn die Bedingung, dass sämtliches Wasser innerhalb der Woche turbinert werden muss, nicht eingehalten werden müsste (vgl. Abschnitt 6.2).

6.1.2 Szenario 2

Szenario 2 sieht vor, dass die verarbeiteten Wassermengen der Rückgabestandorte in der Spitze reduziert werden, bis das Anforderungsprofil eingehalten werden kann. Es entspricht mit dieser Regel dem Szenario 1, hingegen in unterschiedlicher Reihenfolge der Eingriffe: Fürstenu, Rothenbrunnen, Illanz. Es erfolgt ein Wochenausgleich.

Der Abfluss der Zentralen bei Fürstenu verläuft konstant mit $33.9 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 8.-14.1.2001 und mit $25.1 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996. Die Abflussspitzen bei Rothenbrunnen wurden nur in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf maximal $50 \text{ m}^3/\text{s}$ (anstatt $52 \text{ m}^3/\text{s}$) reduziert und das überschüssige Volumen auf das gesamte Wochenende umgelagert. Die Abflüsse in Illanz werden nicht beeinflusst.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

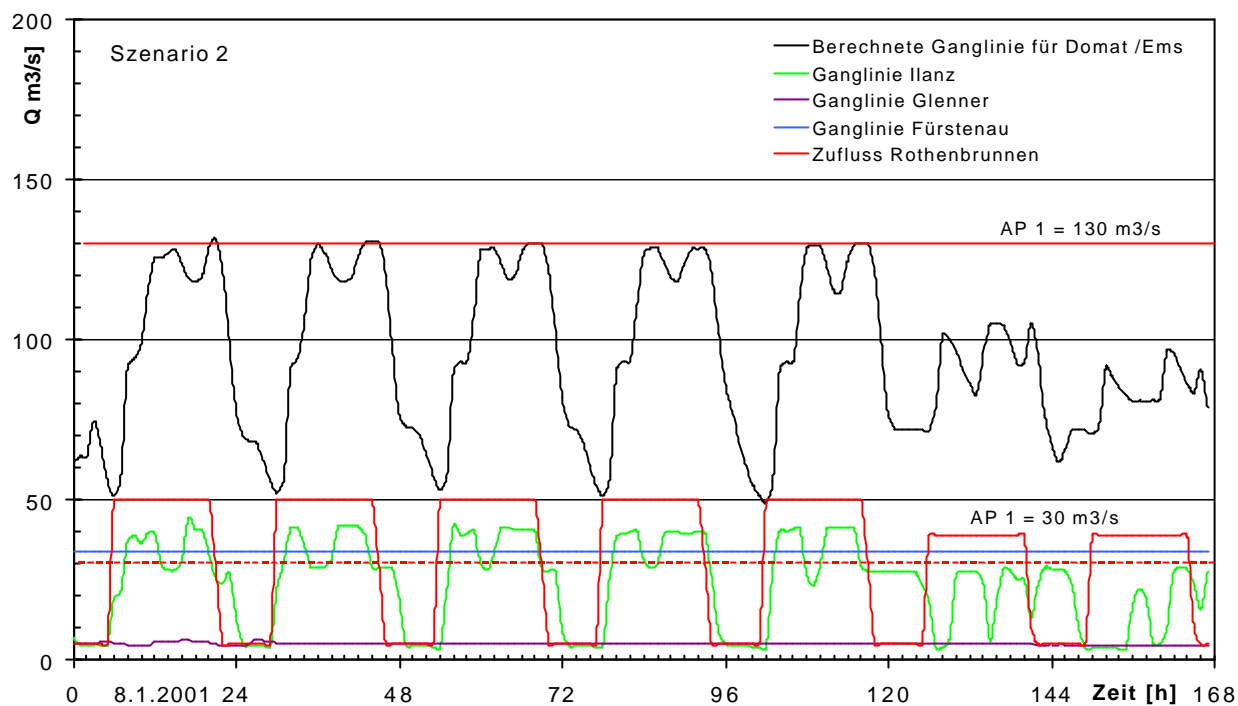


Bild 10a. Szenario 2 in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

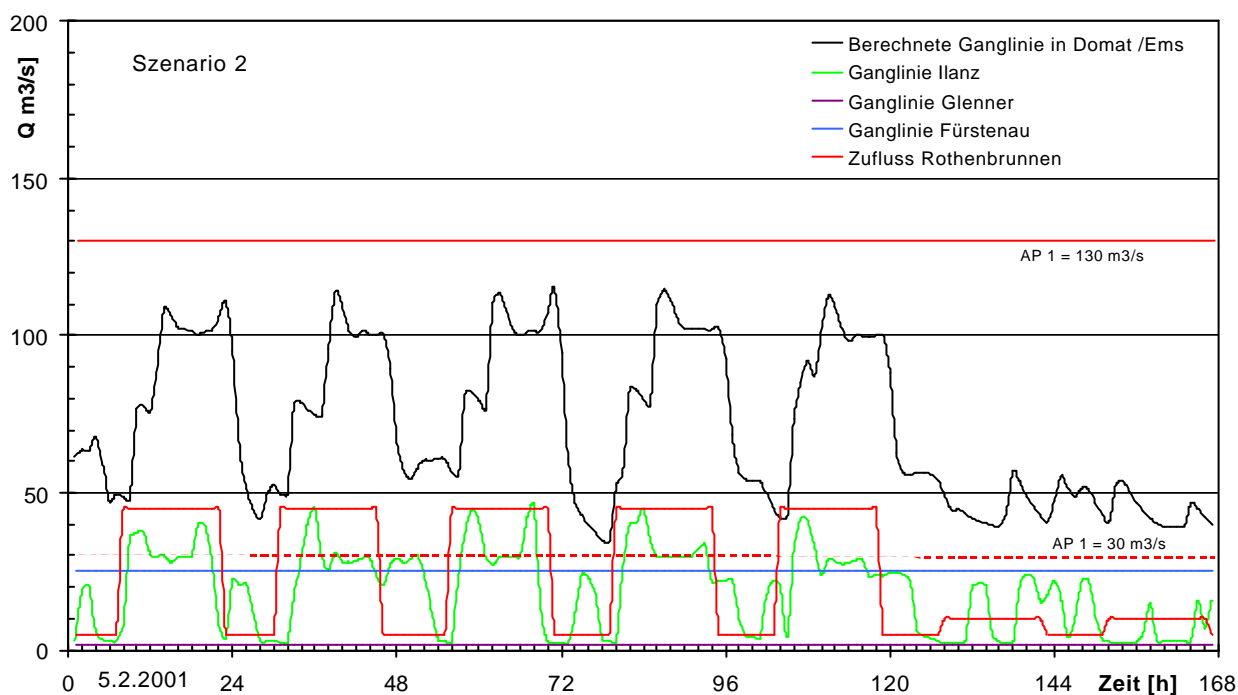


Bild 10b. Szenario 2 in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

Auch durch Szenario 2 wird das Anforderungsprofil 1 eingehalten. In der Woche vom 8.-14.1.2001 ist jedoch durch höhere Minimalabflüsse als erforderlich und in der Woche vom 5.-11.2.1996 durch geringere Maximalabflüsse als erforderlich, das Anforderungsprofil übererfüllt.

6.1.3 Szenario 3

Szenario 3 sieht vor, an allen Rückgabeorten Einschränkungen (ohne Reihenfolge) vorzunehmen, so dass Betriebsblöcke mit konstanten Minima während 10 Stunden und Maxima während 14 Stunden an allen Wochentagen entstehen. Es erfolgt ein Wochenausgleich.

Der Abfluss aller Zentralen verläuft konstant als Block mit 14 h Schwall und 10 h Sunk. In Fürstenu wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 47 m³/s respektive auf 35.9 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 15.5 m³/s und auf 10 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, beschränkt. Der Schwall in Rothenbrunnen wurde in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 44 m³/s respektive auf 33.6 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 15.1 m³/s und auf 10 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, reduziert. In Ilanz wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 33 m³/s und auf 25.9 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 15.5 m³/s und mit auf 10 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, begrenzt.

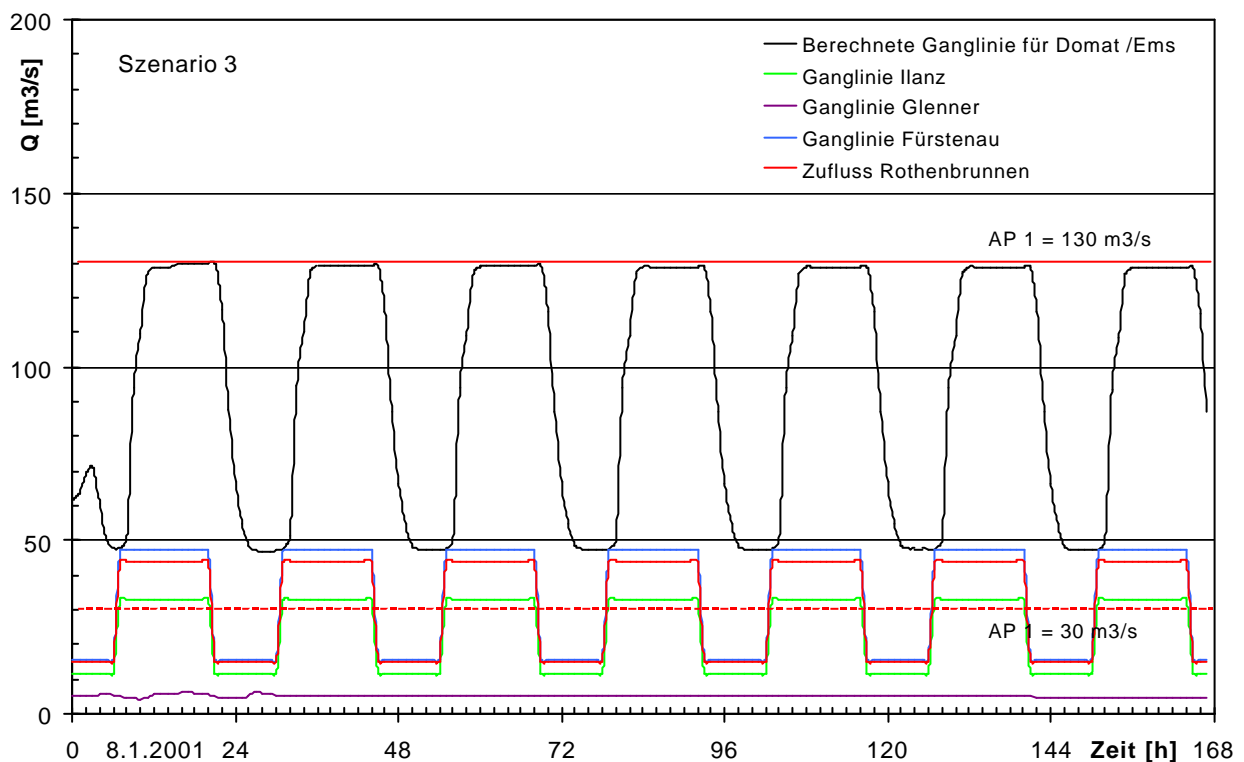


Bild 11a. Szenario 3 in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

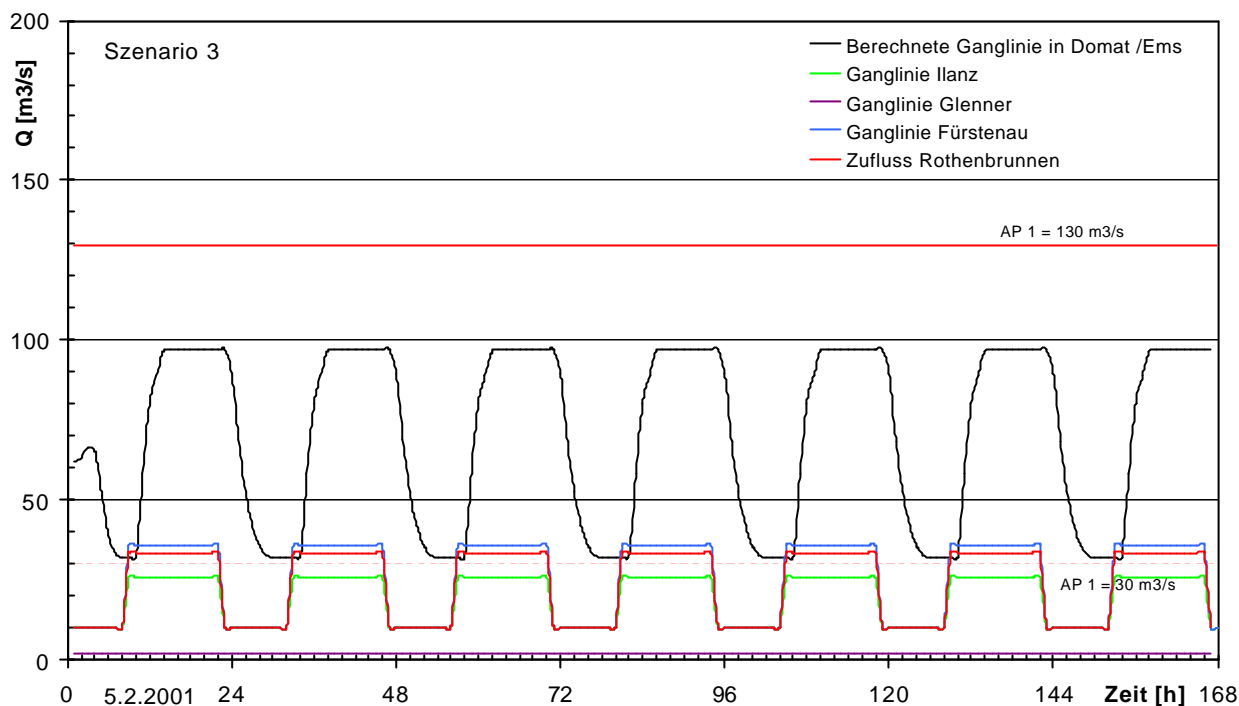


Bild 11b. Szenario 3 in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Wochenausgleich (Anforderungsprofil 1)

Auch bei diesem Szenario zeigt sich, dass die Bedingung des Volumenausgleichs innerhalb der Woche zu einer Übererfüllung des Anforderungsprofils führt.

6.2 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 1 mit Saisonausgleich

Turbiniert man in der Simulation der Betriebseinschränkungen alles Wasser, welches im tatsächlichen Betrieb dieser Woche turbiniert wurde in der selben Woche, muss ein Teil von den Spitzenzeiten auf die Sunkzeiten und gegebenenfalls auf das Wochenende umgelagert werden. Hierbei wird auf Grund der niedrigen Preise an den Wochenendtagen und zu den Sunkzeiten der entgangene Ertrag sehr gross und das Anforderungsprofil wird über erfüllt. In den folgenden Simulationsrechnungen wurde deshalb davon ausgegangen, dass das überschüssige Wasser der Spitzenabflüsse (der betrachteten Woche) nicht innerhalb derselben Woche verarbeitet wird, sondern in den Folgemonaten, wenn Produktionsbedarf bestehen, aber höhere Preise zu erwarten sind, als an den Wochenenden und in den Sunkzeiten. Das nicht turbinierte Wasser verbleibt bis dahin in den oberen Speichern.

Dadurch kann das Anforderungsprofil bezüglich Schwall (130 m³/s) und Sunk (30 m³/s) genauer eingehalten werden.

Bei der monetären Bewertung dieser Umlagerung muss dann allerdings auch ein entsprechender Preis eingesetzt werden, welcher nicht den Preisen innerhalb der betrachteten Woche entspricht.

6.2.1 Szenario 1a

Szenario 1a verfolgt die Strategie von Szenario 1 jedoch mit Saisonausgleich.

In Rothenbrunnen wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $32 \text{ m}^3/\text{s}$ respektive auf $23.8 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $7 \text{ m}^3/\text{s}$ und entsprechend der Sunkbedingung des Anforderungsprofils in der Woche vom 5.-11.2.1996, beschränkt. Der Schwall der Zentralen bei Ilanz wurde in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $24 \text{ m}^3/\text{s}$ dagegen in der Woche vom 5.-11.2.1996 nur die Schwallspitzen auf $33 \text{ m}^3/\text{s}$, der Sunk nur in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $9 \text{ m}^3/\text{s}$, beschränkt. In Fürstenua wurden nur die Schwallspitzen in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $67 \text{ m}^3/\text{s}$ begrenzt.

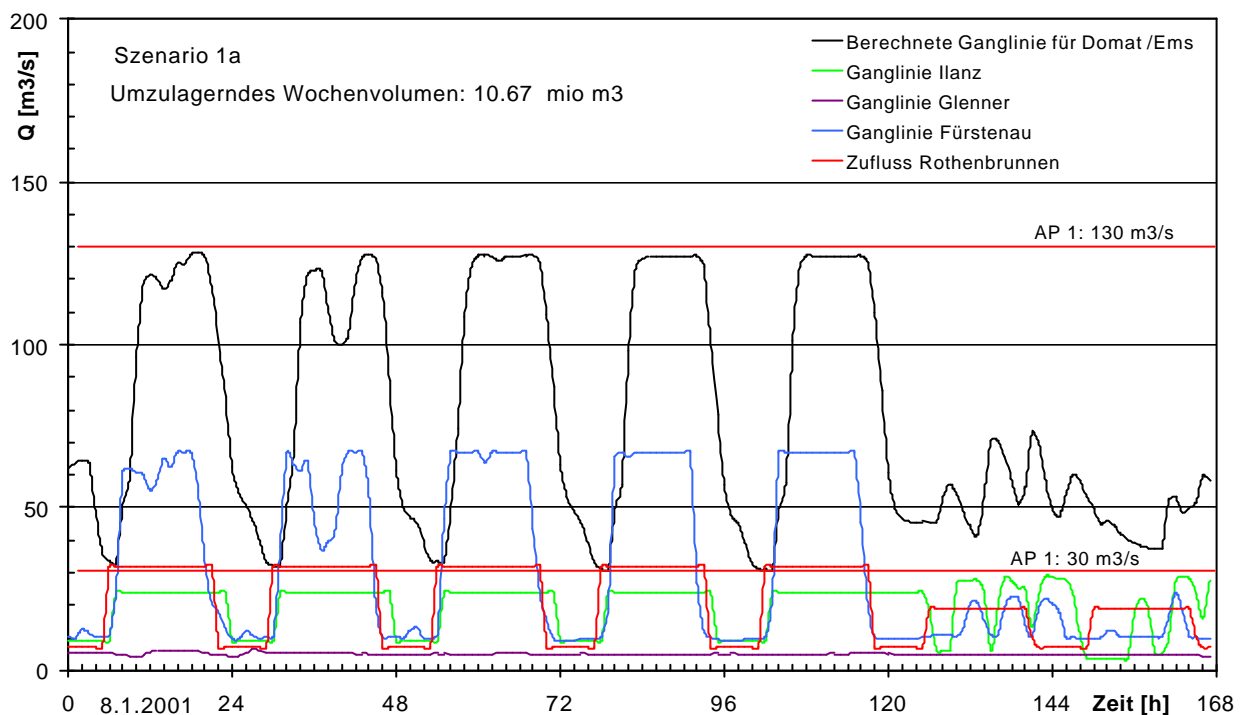


Bild 12a. Szenario 1a in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

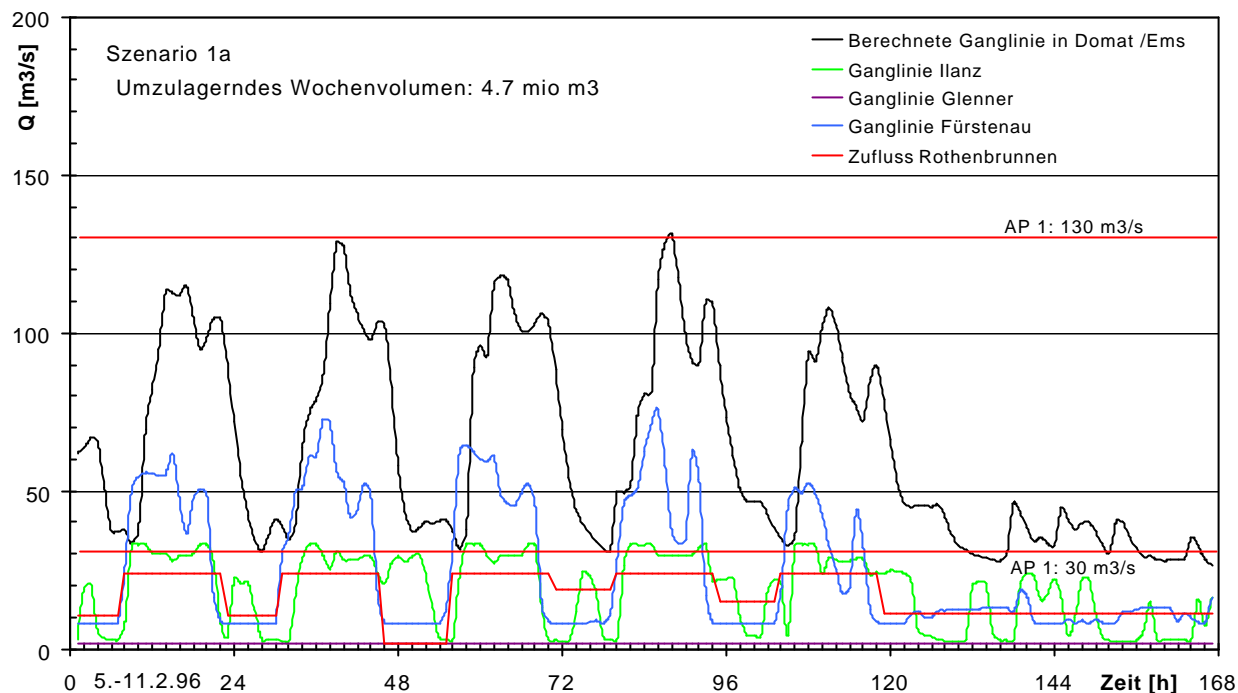


Bild 12b. Szenario 1a in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

Das umzulagernde Wochenvolumen beträgt 10.67 Mio. m³ in der Woche vom 8.-14.1.2001 und 4.67 Mio. m³ in der Woche vom 5.-11.2.1996. Die Grenzen des Anforderungsprofils werden gut eingehalten.

6.2.2 Szenario 2a

Szenario 2a verfolgt die Strategie von Szenario 2 jedoch mit Saisonausgleich.

In Fürstenu wurde die Schwallspitze in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 33.9 m³/s respektive auf 40 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 15.3 m³/s und entsprechen der Stunkbedingung in der Woche vom 5.-11.2.1996, beschränkt. Die Abflussspitzen der Zentralen bei Rothenbrunnen wurde nur in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf maximal 50 m³/s reduziert. Die Abflüsse in Illanz werden nicht beeinflusst.

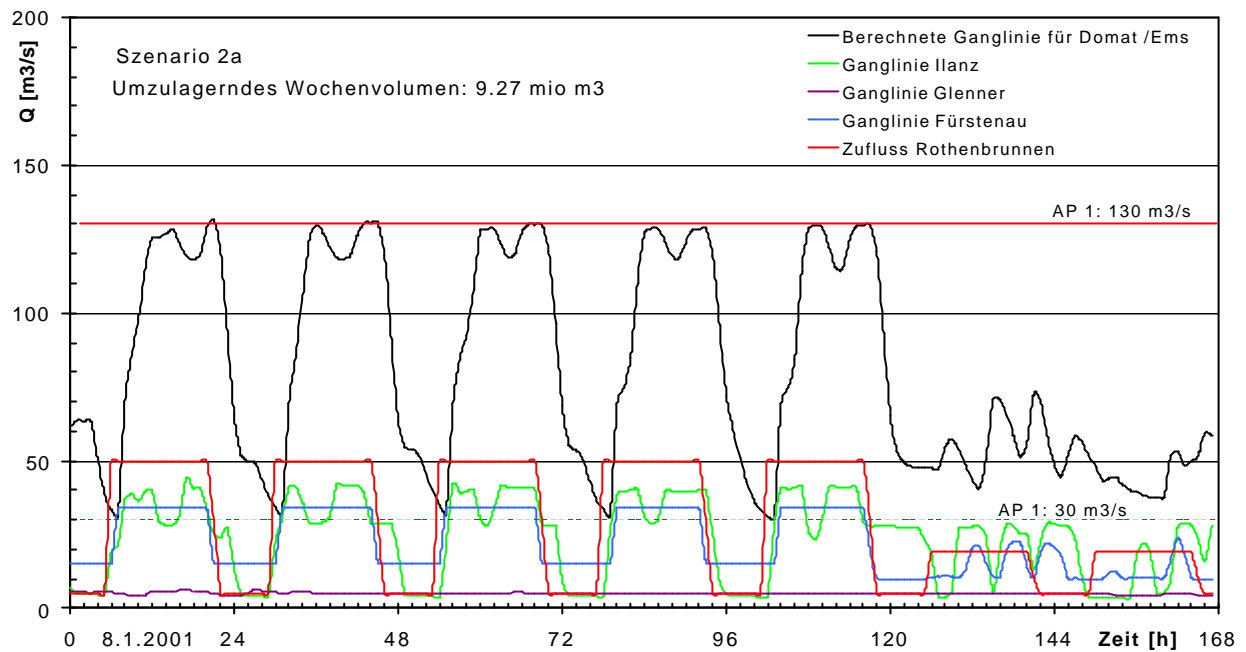


Bild 13a. Szenario 2a in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

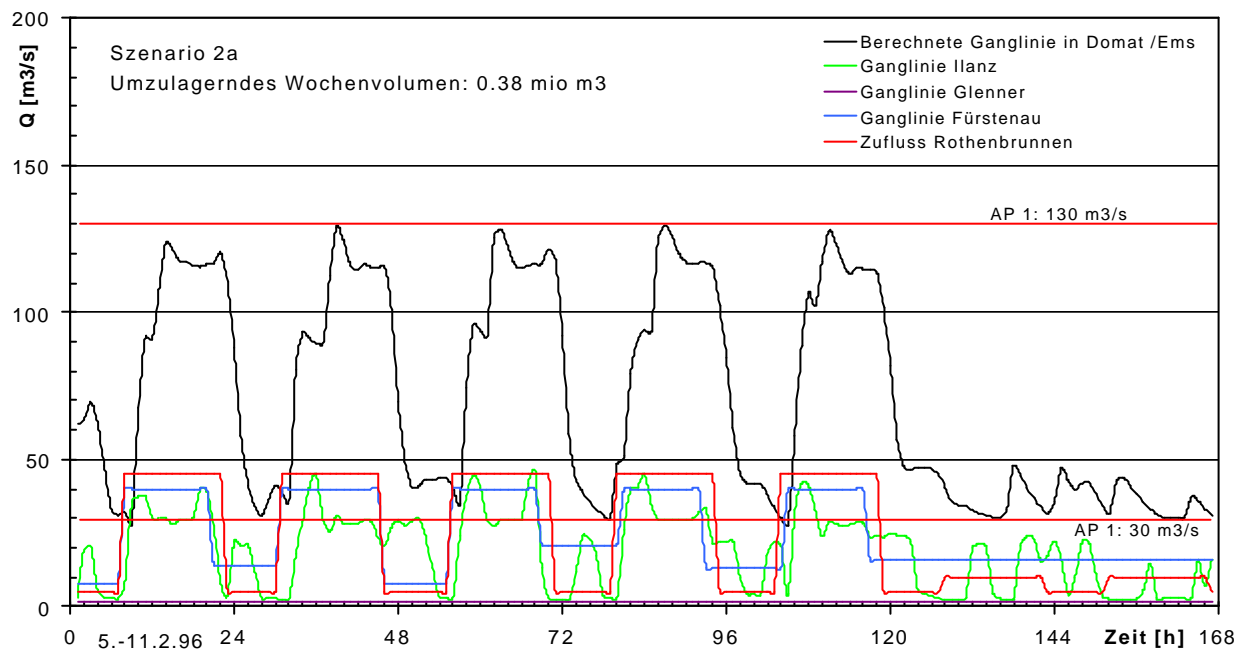


Bild 13b. Szenario 2 a in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

Das Anforderungsprofil wird gut eingehalten. Das Volumen des umzulagernden Wassers beträgt 9.27 Mio. m³ für die Woche vom 8.-14.1.2001, für die Woche vom 5.-11.2.1996 nur 0.38 Mio. m³. Die Betriebseinschränkungen sind dadurch weniger einschneidend verglichen mit denen mit Wochenausgleich.

6.2.3 Szenario 3a

Szenario 3a entspricht dem Szenario 3 jedoch mit Saisonausgleich.

Die Schwall- und Sunkzeiten aller Zentralen verlaufen entsprechend der Originalganglinien. In Fürstenu wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 47 m³/s respektive auf 49 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 9 m³/s und auf 11 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, beschränkt. Der Schwall in Rothenbrunnen wurde in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 44 m³/s respektive auf 42 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, reduziert. In Ilanz wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 33 m³/s und auf 35 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 7 m³/s und mit auf 8 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, begrenzt.

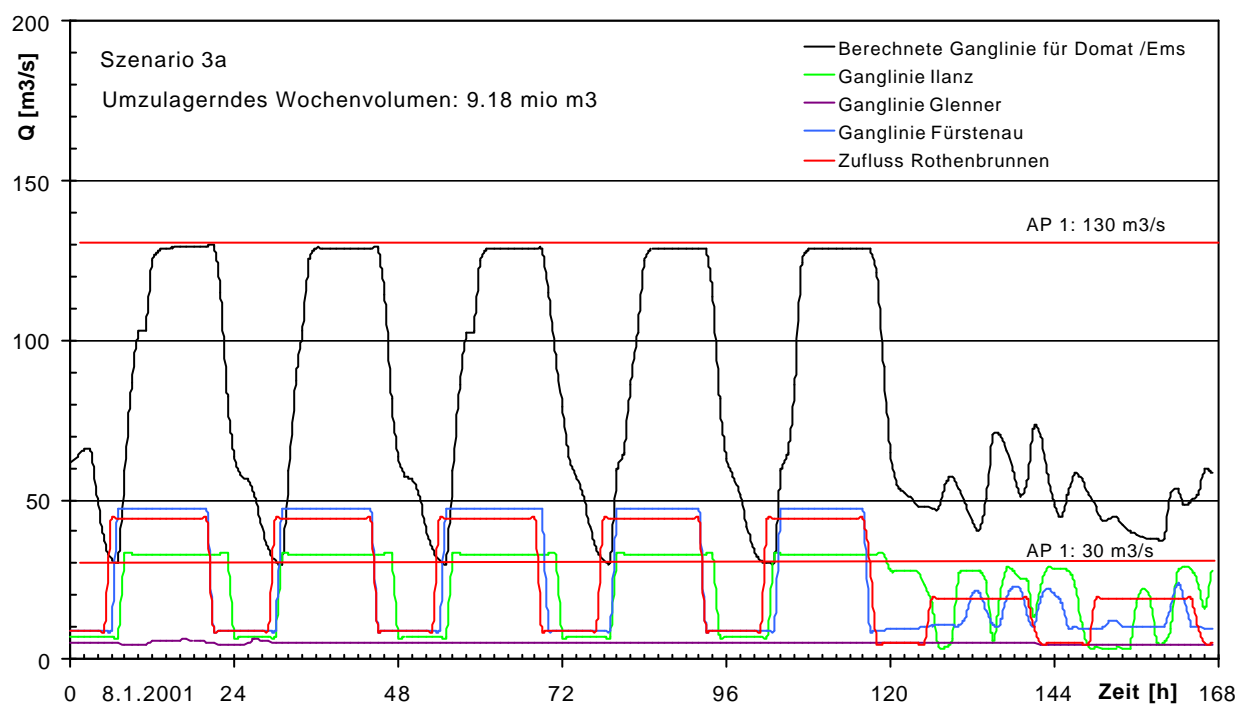


Bild 14a. Szenario 3a in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

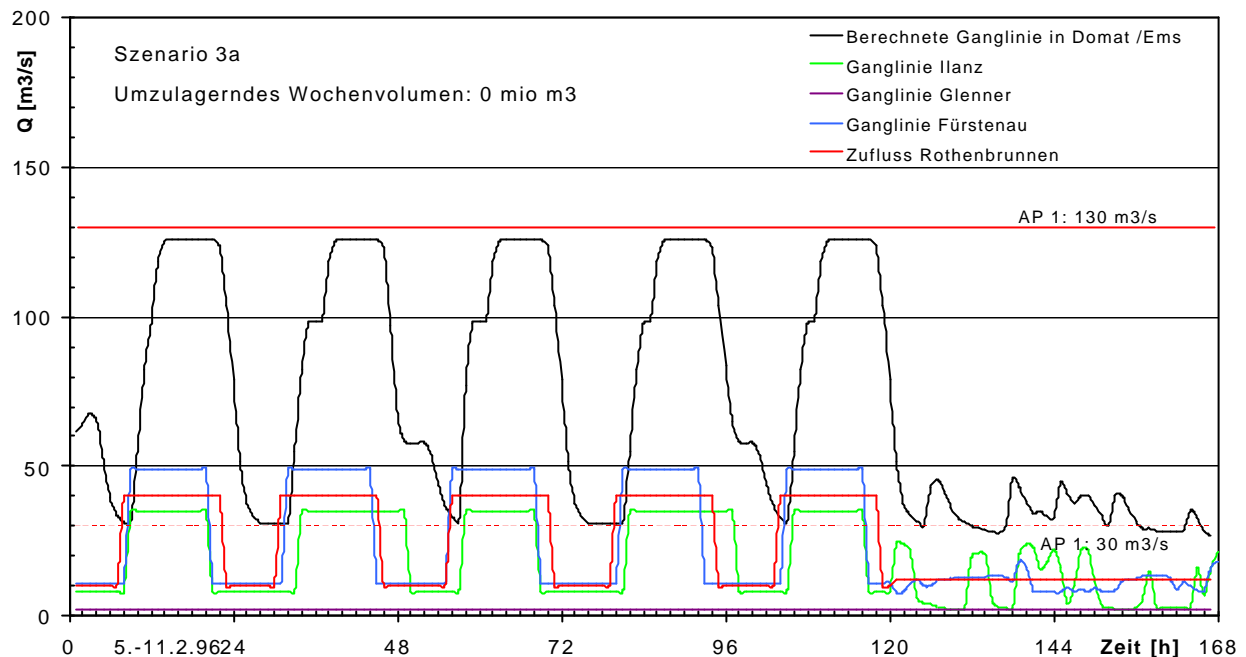


Bild 14b. Szenario 3a in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1)

Das umzulagernde Wochenvolumen beträgt 9.18 Mio. m³ in der Woche vom 8.-14.1.2001, in der Woche vom 5.-11.2.1996 ist keine Umlage notwendig.

6.3 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 2 mit Saisonausgleich

Szenario 3a für AP 2 entspricht dem Szenario 3a für AP 1.

Massgebend für die Berechnung war hierbei das genaue Einhalten des Abflussschwalls auf 115 m³/s und des minimalen Sunks auf 50 m³/s entsprechend dem Anforderungsprofil 2.

Die Massnahme wird nur nach dem Szenario 3a durchgerechnet, da dieses die am wenigsten einschneidenden Ertragsausfälle verspricht (vgl. Abschnitt 8.1.3).

6.3.1 Szenario 3a

Die Schwall- und Sunkzeiten aller Zentralen verlaufen entsprechend der Originalganglinien. In Fürstenau wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 44 m³/s respektive auf 39 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 und in der Woche vom 5.-11.2.1996 auf 17 m³/s, beschränkt. Der Schwall in Rothenbrunnen wurde in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 40 m³/s respektive auf 33 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 17 m³/s und auf 16 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, reduziert. In Illanz wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 und 5.-11.2.1996 auf 29 m³/s, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf 14 m³/s und mit auf 13 m³/s in der Woche vom 5.-11.2.1996, begrenzt.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

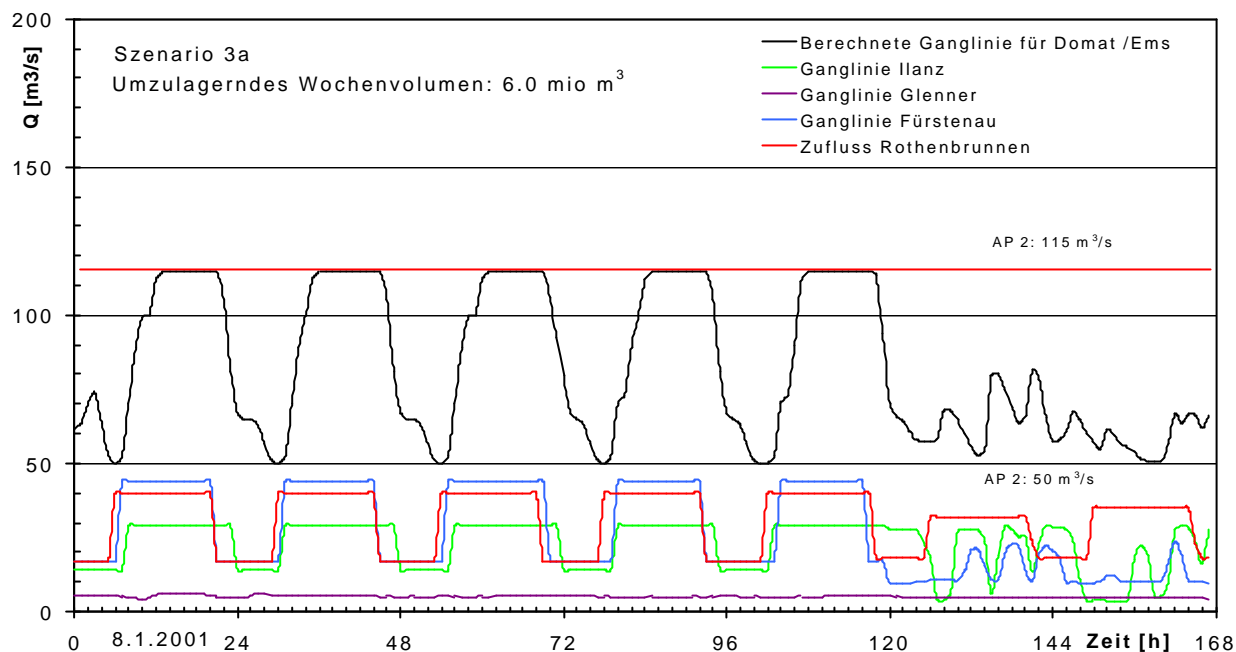


Bild 15a. Szenario 3a in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 2)

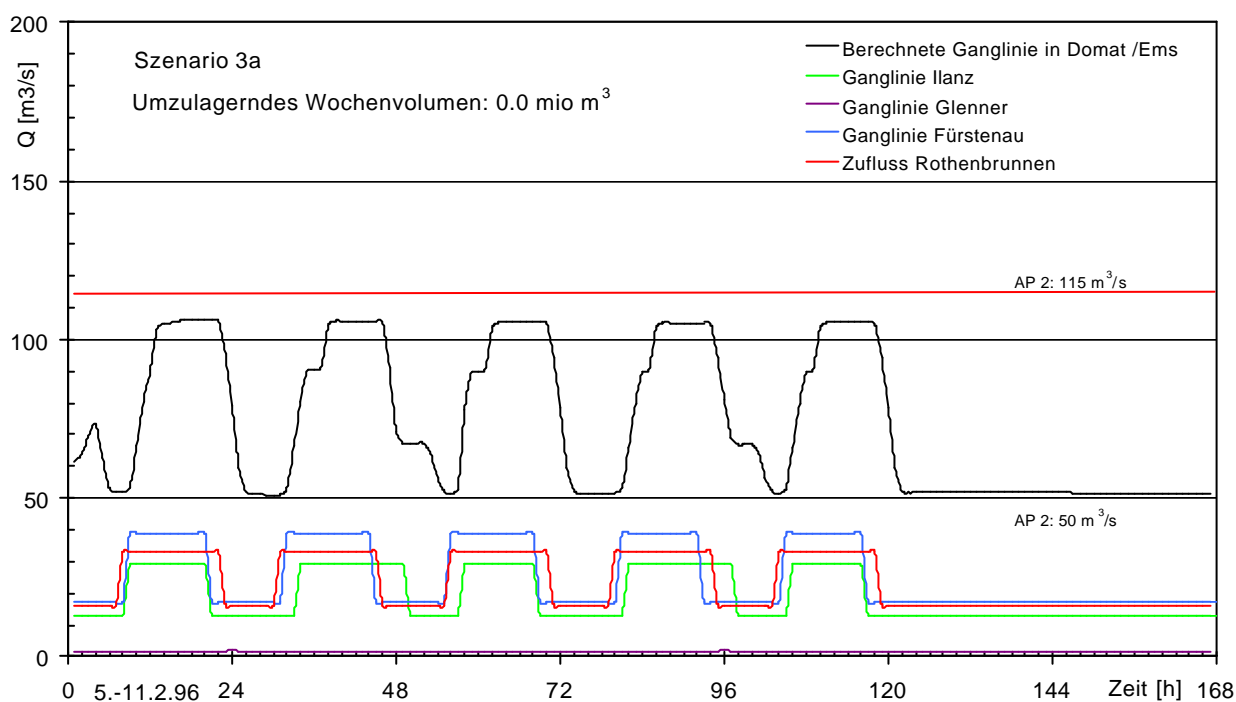


Bild 15b. Szenario 3a in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 2)

Das umzulagernde Wochenvolumen beträgt 6.0 Mio. m^3 in der Woche vom 8.-14.1.2001. In der Woche vom 5.-11.2.1996 ist keine Umlage notwendig.

Durch das stärkere Anheben des Minimalstuncks (30 m^3/s auf 50 m^3/s) im Vergleich zum Absenken der Schwallspitze (130 m^3/s auf 115 m^3/s) von AP 1 zu AP 2 reduziert sich das umzulagernde Wochenvolumen von 9.18 Mio. m^3 in der Woche vom 8.-14.1.2001 für AP 1 auf 6.0 Mio. m^3 für AP 2. Allerdings muss mehr Energie zu Zeiten niedriger Preise produziert werden.

6.4 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 3 mit Saisonausgleich

Massgebend für die Berechnung war hierbei das genaue Einhalten des Abflussschwalls auf $95 \text{ m}^3/\text{s}$ und des minimalen Sunks auf $50 \text{ m}^3/\text{s}$ entsprechend dem Anforderungsprofil 3.

Szenario 3a für AP 3 entspricht dem Szenario 3a für AP 1.

6.4.1 Szenario 3a

Die Schwall- und Sunkzeiten aller Zentralen verlaufen entsprechend der Originalganglinien. In Fürstenau wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $37 \text{ m}^3/\text{s}$ respektive auf $35 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 und 5.-11.2.1996 auf $17 \text{ m}^3/\text{s}$, beschränkt. Der Schwall in Rothenbrunnen wurde in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $33 \text{ m}^3/\text{s}$ respektive auf $29 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $17 \text{ m}^3/\text{s}$ und auf $16 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, reduziert. In Illanz wurde der Schwall in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $23 \text{ m}^3/\text{s}$ respektive auf $25 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, der Sunk in der Woche vom 8.-14.1.2001 auf $14 \text{ m}^3/\text{s}$ und mit auf $13 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Woche vom 5.-11.2.1996, begrenzt.

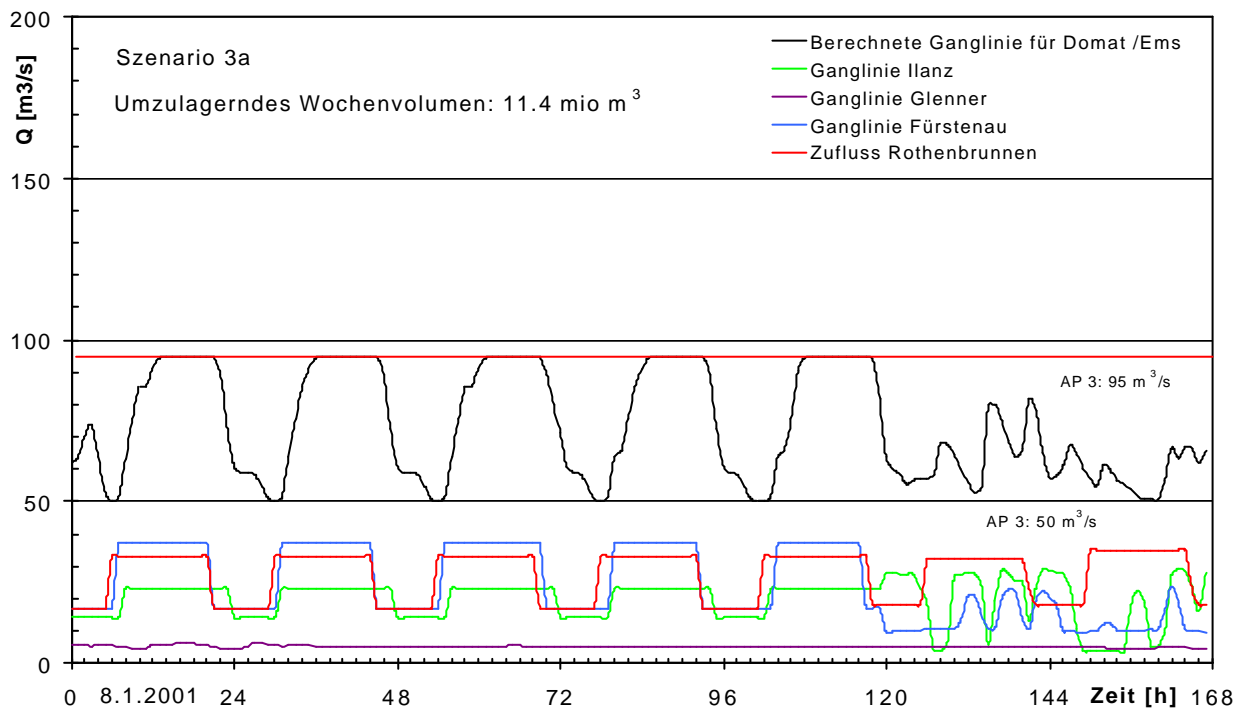


Bild 16a. Szenario 3a in der Woche vom 8. - 14.1.2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 3)

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

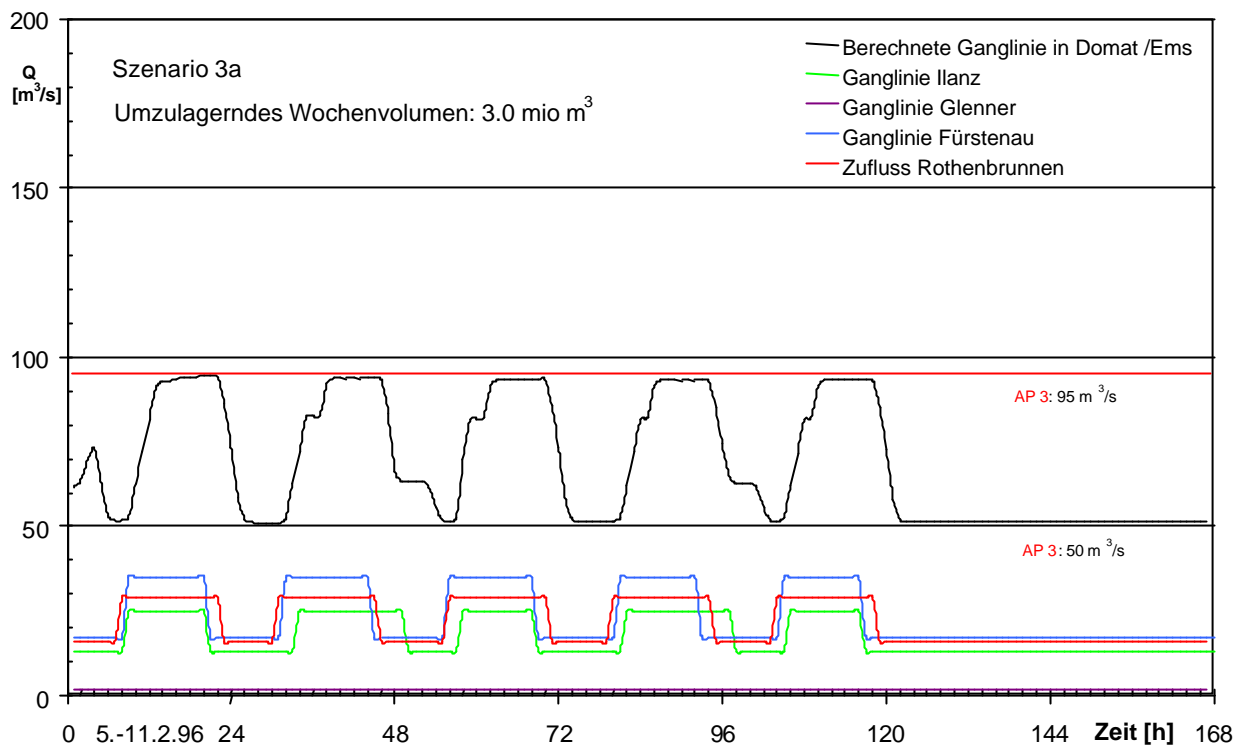


Bild 16b. Szenario 3a in der Woche vom 5. - 11.2.1996 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 3)

Das umzulagernde Wochenvolumen beträgt 11.4 Mio. m³ in der Woche vom 8.-14.1.2001 und 3.0 Mio. m³ in der Woche vom 5.-11.2.1996.

Durch gleichbleibenden Minimalstund und gleichzeitiges Absenken der Schwallspitze (115 m³/s auf 95 m³/s) von AP 2 zu AP 3 erhöht sich in der Woche vom 8.-14.1.2001 das umzulagernde Wochenvolumen von 6.0 Mio. m³ für AP 2 auf 11.4 Mio. m³ für AP 3. Dementsprechend erhöht sich in der Woche vom 5.-11.2.1996 das umzulagernde Wochenvolumen von 0 m³/s für AP 2 auf 3.0 m³/s für AP 3.

7 Bauliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk

Anstatt durch Betriebseinschränkungen, kann der Schwall und Sunk auch durch Rückregulierungsbecken gedämpft werden, welche keinen Einfluss auf den Betrieb haben. Zur Abschätzung der notwendigen Rückregulierungsvolumen wurden die täglichen Volumina bestimmt, welche erreicht werden, wenn der obere Grenzabfluss nach AP 1 ($130 \text{ m}^3/\text{s}$), AP 2 ($115 \text{ m}^3/\text{s}$) und AP 3 ($95 \text{ m}^3/\text{s}$) eingehalten und das entsprechende Wasser zurückgehalten würde. Bild 17a zeigt die Anzahl der Tage, an denen der Abfluss den Grenzabfluss nach Anforderungsprofil 1 in der ersten bis achten Kalenderwoche der Jahre 1992 bis 2002 übersteigt. Zusätzlich sind die dazugehörigen Volumina des überschrittenen Abflusses der einzelnen Tage (Werte nach Grösse sortiert) aufgetragen. Dementsprechend zeigen Bild 17b und Bild 17c die Volumina des überschrittenen Abflusses für Anforderungsprofil 2 und 3. Das durchschnittliche Volumen aller Volumina in diesem Zeitraum beträgt $0.44 \text{ Mio. pro Tag m}^3$ für AP 1 und ist somit etwas höher als das maximale Volumen der gewählten mittleren Woche (siehe schwarzes Quadrat). Für AP 2 beträgt das durchschnittliche Volumen $0.69 \text{ Mio. m}^3 \text{ pro Tag}$ respektive $1.19 \text{ Mio. m}^3 \text{ pro Tag}$ für AP 3.

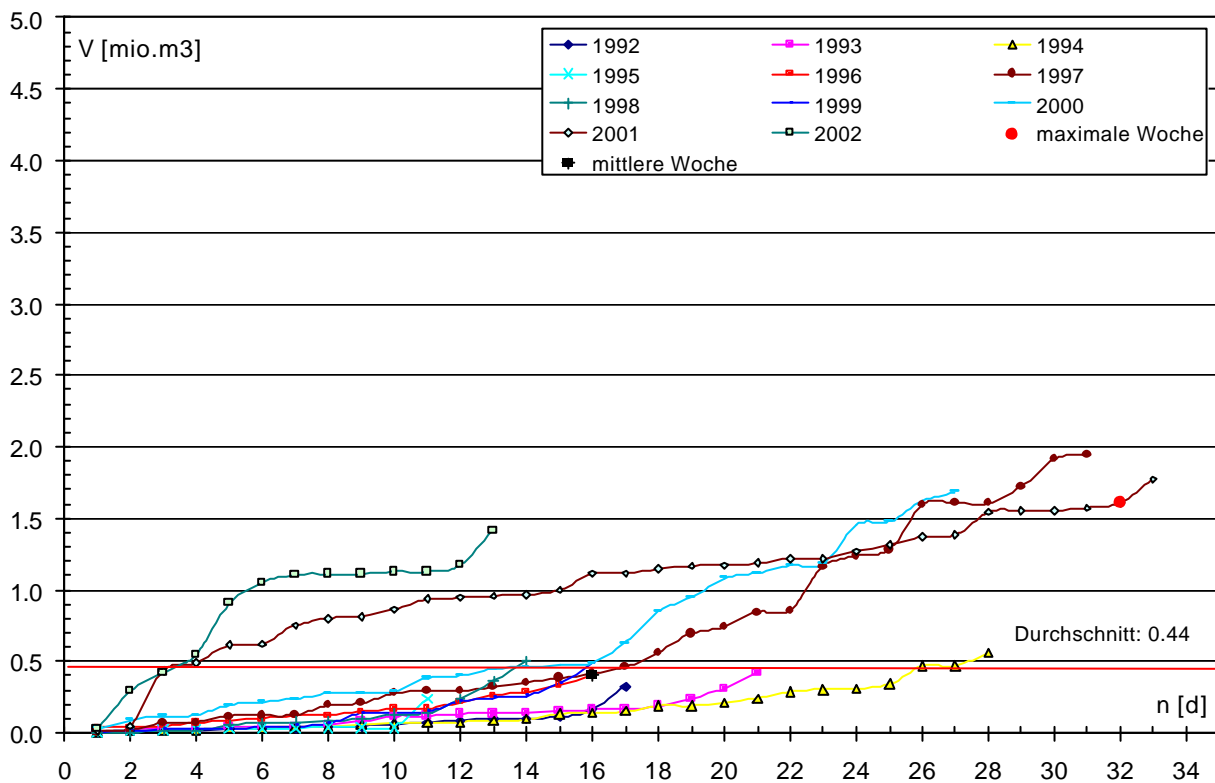


Bild 17a. Anzahl der Tage, an denen der Abfluss den Grenzabfluss nach AP 1 ($130 \text{ m}^3/\text{s}$) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1 bis 8 KW) und die dazugehörigen Volumina des überschrittenen Abflusses der einzelnen Tage.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

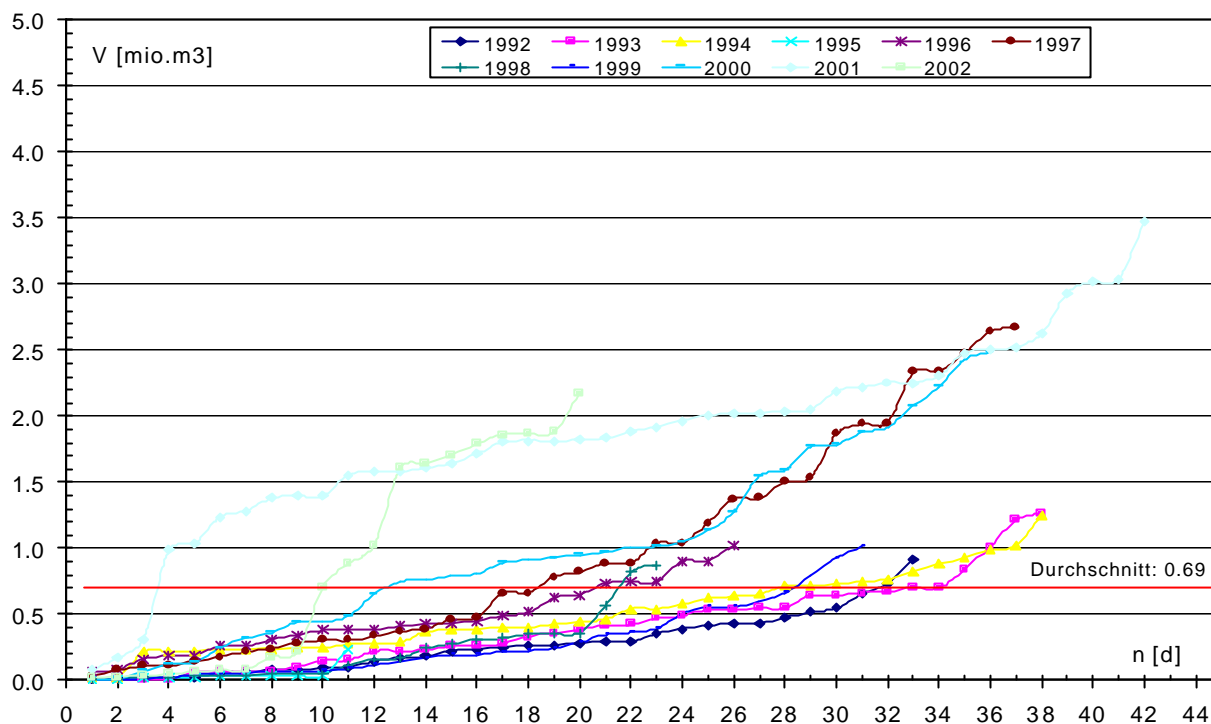


Bild 17b. Anzahl der Tage, an denen der Abfluss den Grenzabfluss nach AP 2 (115 m³/s) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1 bis 8 KW) und die dazugehörigen Volumina des überschrittenen Abflusses der einzelnen Tage.

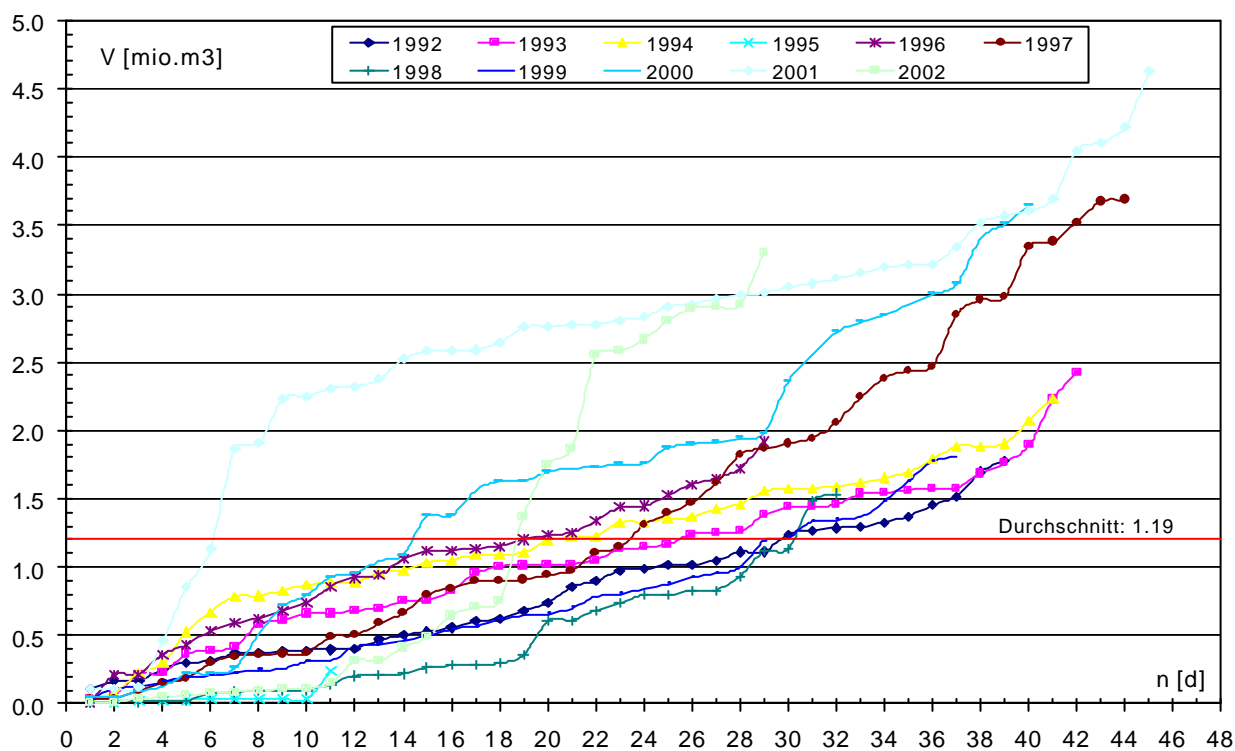


Bild 17c. Anzahl der Tage, an denen der Abfluss den Grenzabfluss nach AP 3 (95 m³/s) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1 bis 8 KW) und die dazugehörigen Volumina des überschrittenen Abflusses der einzelnen Tage.

Es zeigt sich, dass mit zunehmendem Anforderungsprofil die Anzahl der Tage an denen das Anforderungsprofil überschritten wird und das überschrittene Volumen deutlich steigen.

Eine weitere Analyse der Daten ergibt, dass der obere Grenzwert von $130 \text{ m}^3/\text{s}$ nach AP 1 an 52 % aller Werktage (erste bis achte Kalenderwoche) überschritten wird, der nach AP 2 an 79 % und der nach AP 3 an 95 %.

Die Bilder 17 a-c zeigen, dass für die Jahre 2000, 2001 und 2002 der Anstieg der Kurven rasch erfolgt, dass also in diesen Wintern kaum Tage auftraten, an denen nur ein geringes Ungenügen gegenüber den Anforderungsprofilen aufgetreten ist. Vielmehr waren an sämtlichen Tage, an welchen ein Rückregulierungsvolumen für die Einhaltung der Anforderungsprofile notwendig gewesen wäre, relativ grosse Volumen zu verzeichnen. Auch aus Bild 4 erkennt man, dass sämtliche Wochenmaxima, welche über dem Anforderungsprofil lagen in den Jahren 2000 und 2001 Abflüsse über $150 \text{ m}^3/\text{s}$ erreichten. Es weist allerdings nichts darauf hin, dass dies einem Trend entsprechen würde.

7.1 Wirkung von Rückregulierungsbecken

Bild 18 zeigt, an wieviel Prozent der Tage (bezogen auf die Anzahl der Tage, an denen der Grenzabfluss überschritten wird!), das überschrittene Volumen durch Rückhaltebecken verschiedener Grössen aufgenommen werden kann.

Beispielsweise können bei einem Rückhaltevolumen von 1 Mio. m^3 unter Berücksichtigung des Anforderungsprofils 1 an 82 % aller Tage mit Überschreitung des Grenzabflusses die Anforderungskriterien bezüglich der Schwallspitzen eingehalten werden. Unter Berücksichtigung des Anforderungsprofils 3 können sie bei gleichem Rückregulierungsvolumen jedoch nur an 52 % der Tage eingehalten werden.

So würde sich das Beckenvolumen von 2 Mio. m^3 für eine 100 % Aufnahme aller Tage nach Anforderungsprofil 1 auf 4.5 Mio. m^3 nach Anforderungsprofil 3 erhöhen.

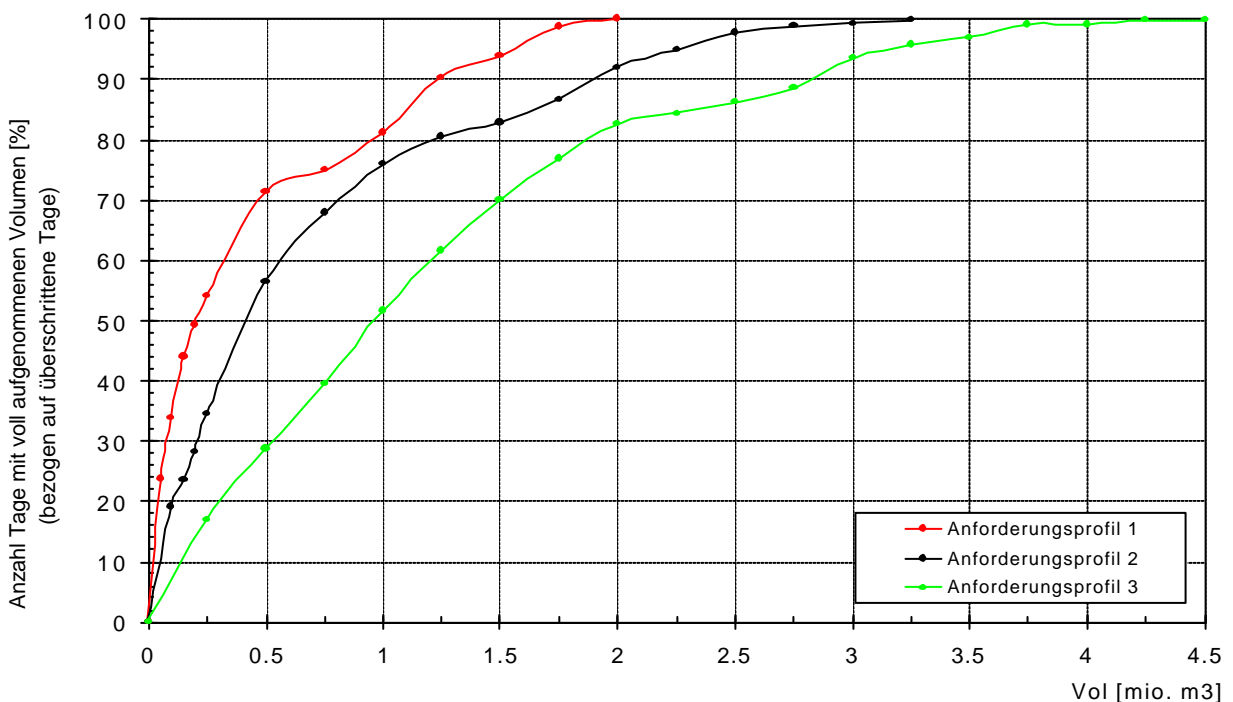


Bild 18. Anzahl Tage (1-8 Woche) mit voll ausgeglichenem Volumen [%] in Abhängigkeit von Speichervolumen und des Anforderungsprofils.

In der Rechnung wurde davon ausgegangen, dass das Volumen immer vollständig zur Verfügung stand. Im echten Betrieb hiesse das, dass ein tatsächlich vorhandenes Rückregulierbecken während der Sunkzeit gänzlich geleert wird.

Bei Ausgleichsbecken mit einem Volumen, bei dem weniger als 100 % der Tagesvolumen ausgeglichen werden können, stellt sich aus ökologischer Sicht die Frage nach der Häufigkeit und Grösse verbleibender Restschwallspitzen ΔQ an den Tagen ohne vollen Ausgleich. Bild 19 zeigt exemplarisch die Berechnung der Restschwallspitze am vierten Tag der ausgewählten maximalen Woche. In diesem Fall bringt ein Beckenvolumen von 1 Mio. m^3 (rot schraffierte Fläche) keine Reduktion der Schwallspitze. Die Restschwallspitze berechnet sich hier zu $55 m^3/s$. Es ist aber zu beachten, dass das aufgefangene Volumen bei der Entleerung des Beckens zur Erhöhung des anschliessenden Sunks verwendet werden kann.

Für die erste bis achte Woche sind die jeweiligen Restschwallspitzen in Bild 20 a-c der entsprechenden Anforderungsprofile dargestellt. Daraus ergibt sich nach Bild 20 a für das Anforderungsprofil 1, dass bei einem Beckenvolumen von z.B. 1 Mio. m^3 (rote Kurve) Restschwallspitzen grösser als $20 m^3/s$ in mindestens 7 % aller Tage auftreten. Setzt man dagegen Anforderungsprofil 3 zugrunde (Bild 20 c), würden an mindestens 28.5 % aller Tage Restschwallspitzen von mehr als $20 m^3/s$ auftreten. Für Anforderungsprofil 1 treten bei einem Volumen von 2.0 Mio. m^3 bereits keine Restschwallspitzen (Bild 20 a) mehr auf.

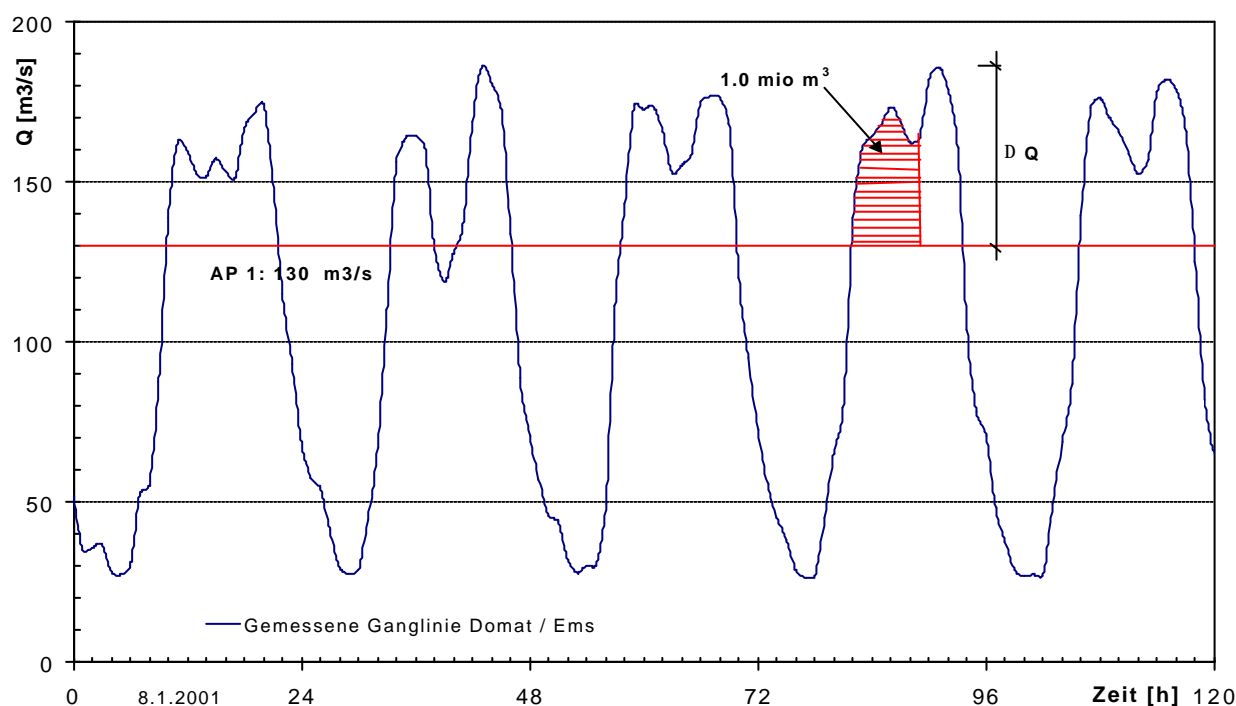


Bild 19. Berechnung der Restschwallspitze der ausgewählten maximalen Woche bei einem Beckenvolumen von 1 Mio. m^3

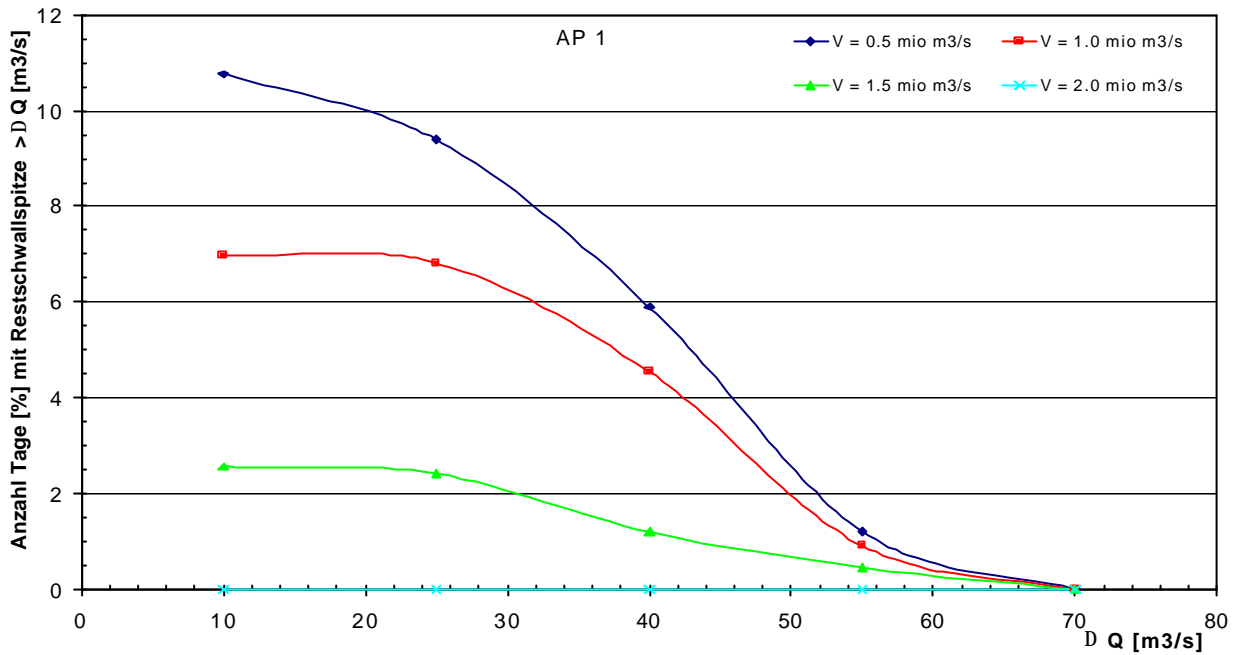


Bild 20a. Anzahl [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit der Grösse der Restschwallspitze und des Retentionsbeckenvolumens für Anforderungsprofil 1

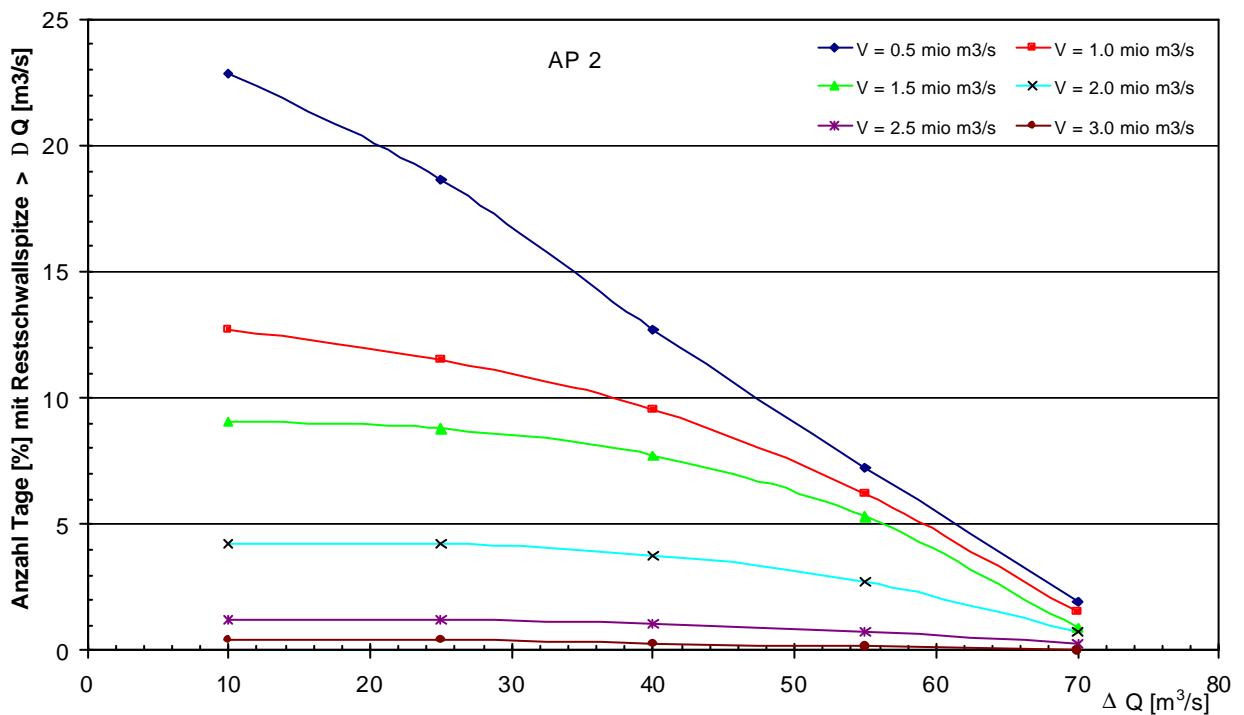


Bild 20b. Anzahl [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit der Grösse der Restschwallspitze und des Retentionsbeckenvolumens für Anforderungsprofil 2

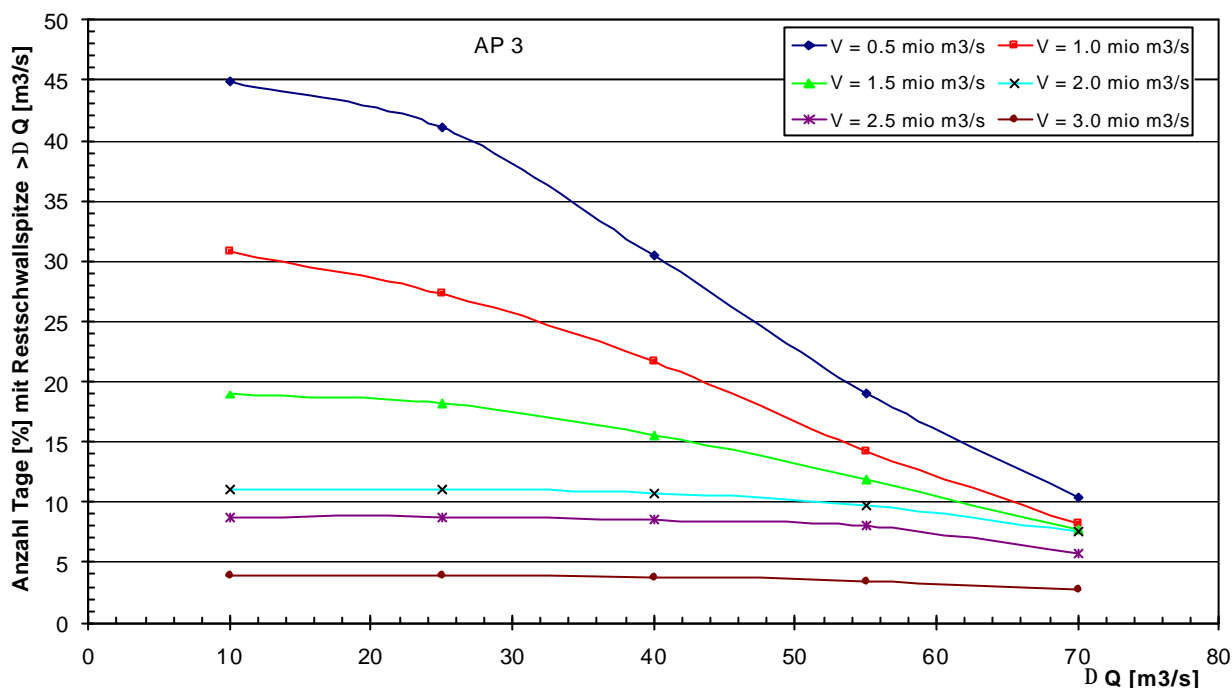


Bild 20c. Anzahl [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit der Grösse der Restschwallspitze und des Retentionsbeckenvolumens für Anforderungsprofil 3

7.2 Mögliche Standorte von Rückregulierungsbecken

Im folgenden werden Möglichkeiten für Standorte künstlicher Ausgleichsbecken aufgezeigt. Eine genaue Analyse der Möglichkeiten von Standorten und Ausführung dieser Becken müsste in einer eigenen Studie vorgenommen werden.

Die in Bild 21 a-c mit rot eingezeichneten Flächen stellen mögliche Standorte von künstlichen Ausgleichsbecken dar. Mit einer Wassertiefe von 5 m ergeben sich daraus Beckenvolumen von ca. 0.5 Mio. m³. Generell sollten die Becken regelbar, flach und möglichst nahe bei den Zentralen sein, um Leitungs- und evt. Kanalkosten gering zu halten.

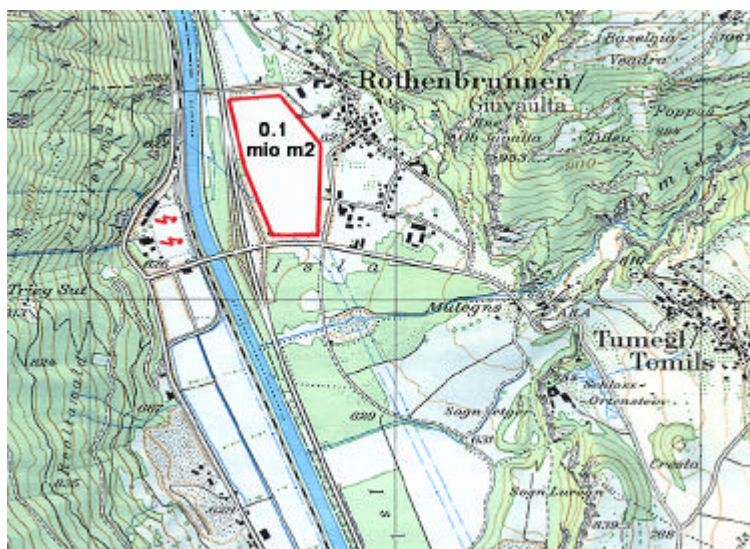


Bild 21 a. Möglicher Beckenstandort bei Rothenbrunnen mit einem Volumen von 0.5 Mio. m³ (Wassertiefe: 5 m). (Landeskarte der Schweiz, Swisstopo, Massstab 1:25000)

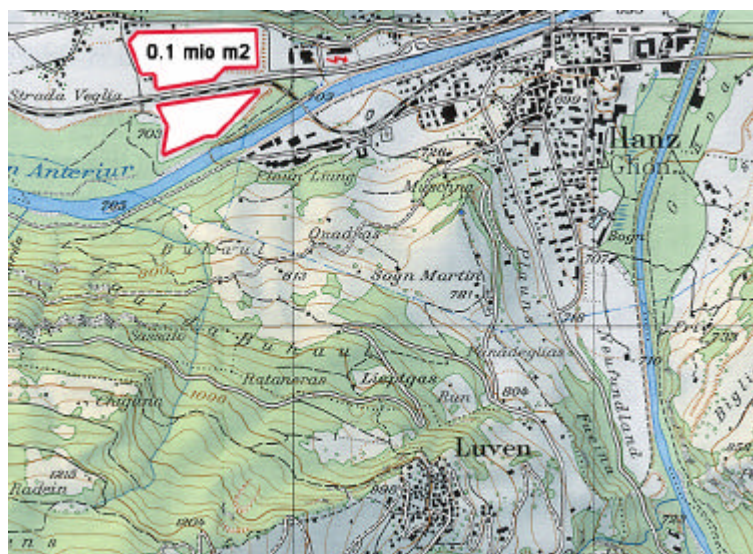


Bild 21 b. Möglicher Beckenstandort bei Illanz mit einem Volumen von 0.5 Mio. m³ (Wassertiefe: 5 m)
(Landeskarte der Schweiz, Swisstopo, Massstab 1:25000)

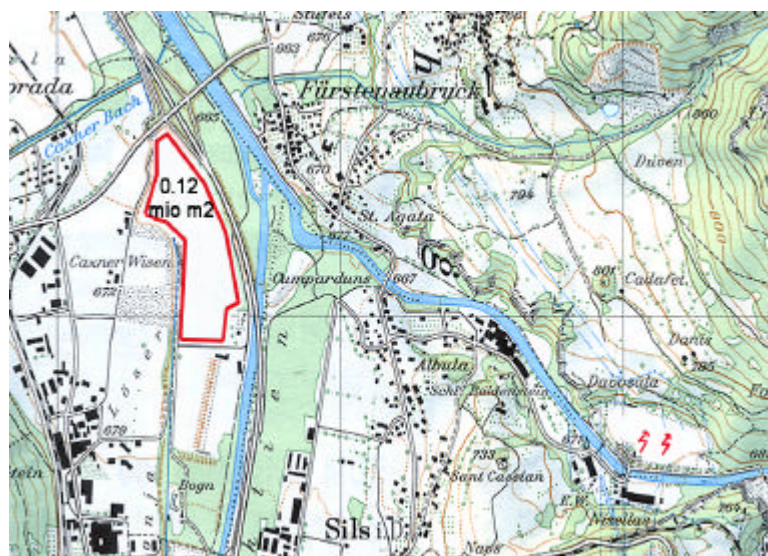


Bild 21 c. Möglicher Beckenstandort bei Sils mit einem Volumen von 0.6 Mio. m³ (Wassertiefe: 5 m)
(Landeskarte der Schweiz, Swisstopo, Massstab 1:25000)

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Becken wurde die Möglichkeit untersucht, das bestehende Staubecken des Kraftwerks Reichenau zur Regulierung beizuziehen. Es hat sich aber gezeigt, dass dieses dazu ungeeignet ist. Würde man nämlich nur die obersten Meter bewirtschaften, ergäbe sich ein viel zu kleines Volumen, würde hingegen das ganze Becken auf- und abgestaut, ergäben sich Probleme mit den anfallenden Sedimenten. Es ist deshalb zweckmässiger, ein Becken ausserhalb des Flusses zu erstellen.

8 Finanzielle Beurteilung der Massnahmen

8.1 Betriebliche Massnahmen

8.1.1 Finanzielle Bewertung der Energie

Durch die Beschränkung des Betriebs geht den Betreibern ein Ertrag verloren, weil die Energie nicht mehr zu denjenigen Zeitpunkten produziert werden kann, zu welchen die Verkaufspreise am höchsten sind, sondern (im Falle des Saisonausgleichs) in einer der folgenden Wochen zu tieferen Tarifen.

Mit Hilfe der stündlichen "PreisForwardCurve" für 2004 bis 2006 (Bild 22), basierend auf Terminmarktdaten und historischen Daten der European Energy Exchange (EEX) (nach persönlicher Kommunikation von Herrn M. Hayoz, Axpo), sowie unter Umrechnung des turbinierten Volumens in Energieeinheiten mittels Energieäquivalenten, wurde der entgangene Ertrag errechnet.

Wie aus Kapitel 6 ersichtlich, gibt es zwei Möglichkeiten betrieblicher Art, den Schwall und Sunk in den Grenzwerten der Anforderungsprofile zu halten. Zum einen wurde das umzulagernde Volumen, das durch die Kappung der Spitzen entsteht, in der selben Woche umgelagert (Wochenausgleich), zum anderen zu einem späteren Zeitpunkt in den Folgemonaten (Saisonausgleich). Im Falle des Wochenausgleichs wird die umgelagerte Energie in der Regel zu tieferen Preisen verarbeitet als beim Saisonausgleich, wenn günstigere Produktionszeiten ausgewählt werden können. Deshalb wurde beim Saisonausgleich der entgangene Ertrag mit einem festen Preis von 30 Euro/MWh berechnet. Anders ausgedrückt, wurde angenommen, dass das umzulagernde Volumen im Durchschnitt zu diesem Preis turbinieren werden kann. Im Falle des Wochenausgleichs ist aus Bild 22 ersichtlich, dass die schlechtesten Verkaufspreise bis auf 10 Euro/MWh fallen können.

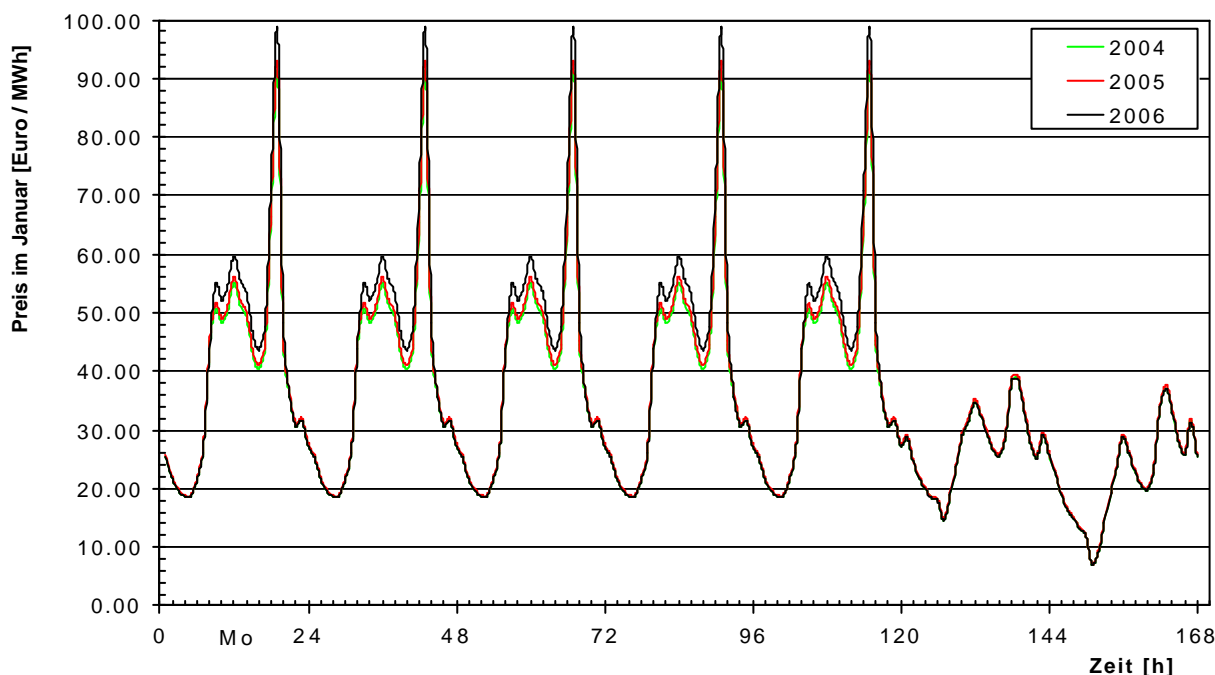


Bild 22. Stündliche PreisForwardCurve für Januar (nach persönlicher Kommunikation mit Herrn M. Hayoz, axpo),

Bei den Energieäquivalenten wurde davon ausgegangen, dass sich Betriebsveränderungen der untersten Zentralen über die ganze Kraftwerkskette fortsetzen und somit kein Volumen in den Ausgleichsbecken zwischengespeichert wird. Somit wurden die Energieäquivalente über die einzelnen Kraftwerksstufen addiert.

Da die Betriebsmuster der Kraftwerksstandorte (Sils, Ilanz und Rothenbrunnen) geändert wurden und nicht der einzelnen Zentralen, wurden die Energieäquivalente über die Ausbauwassermengen der jeweiligen Zentralen an einer Rückgabestelle gewichtet.

8.1.2 Bewertung der verlorenen Leistung

Bei der Einschränkung der Produktion wird nicht nur die Energieproduktion verlagert, was zu einer anderen Bewertung der produzierten Energie führt, es geht auch Leistung verloren, weil die turbinierete Wassermenge eingeschränkt wird. Leistung, welche kurzfristig eingespeist werden kann, ist wie Energie ein Produkt, das auf dem Strommarkt einen Wert erzielt, selbst dann, wenn es nicht abgerufen, sondern nur vorgehalten wird. Diese verlorene Leistung wird im Folgenden ebenfalls bewertet. Dabei nimmt man an, dass diese fehlende Leistung durch den Bau einer Gasturbine ersetzt werden müsste. Dabei handelt es sich um die kostengünstigste Form der Leistungsbereitstellung. Die Erfahrungen von Gasturbinen, welche in jüngerer Vergangenheit gebaut wurden zeigen, dass diese zu Kosten von rund 450 Euro/kW installierte Leistung erstellt werden können.

8.1.3 Entgangener Ertrag durch Energieumlagerungen

a) Bedingt durch die Einhaltung der Anforderungsprofile bezüglich maximalem und minimalem Abfluss

Bild 23 zeigt den entgangenen Ertrag pro Woche der mittleren und maximalen Woche in Abhängigkeit der Anforderungsprofile mit saisonalem Ausgleich, gerechnet mit Szenario 3a für die Jahre 2004 bis 2006.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

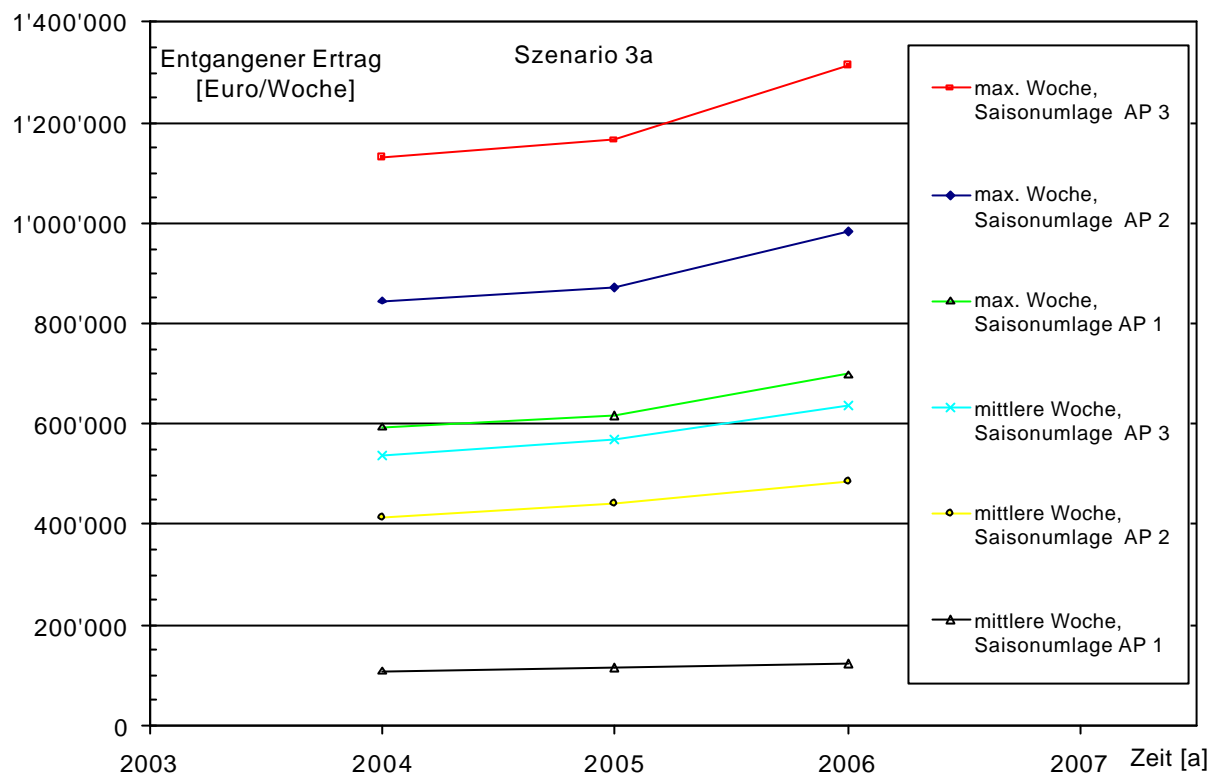


Bild 23. Entgangener Ertrag [Euro pro Woche] der mittleren und maximalen Woche in Abhängigkeit der Anforderungsprofile mit Saisonausgleich für die Jahre 2004 bis 2006.

Es zeigt sich, dass der entgangene Ertrag um ein Vielfaches steigt, wenn ein strengeres Anforderungsprofil zugrunde gelegt wird und, dass er vom Bedarf (mittlere Woche, maximale Woche) abhängt. Er erhöht sich im Durchschnitt um 0.25 Mio. Euro pro Woche, wenn von AP 1 auf AP 2 und von AP 2 auf AP 3 übergegangen wird.

In Bild 24 ist der entgangene Ertrag für die Jahre 2004 bis 2006 der mittleren und maximalen Woche in Abhängigkeit verschiedener Szenarien mit saisonalem Ausgleich und Wochenausgleich für Anforderungsprofil 1 dargestellt.

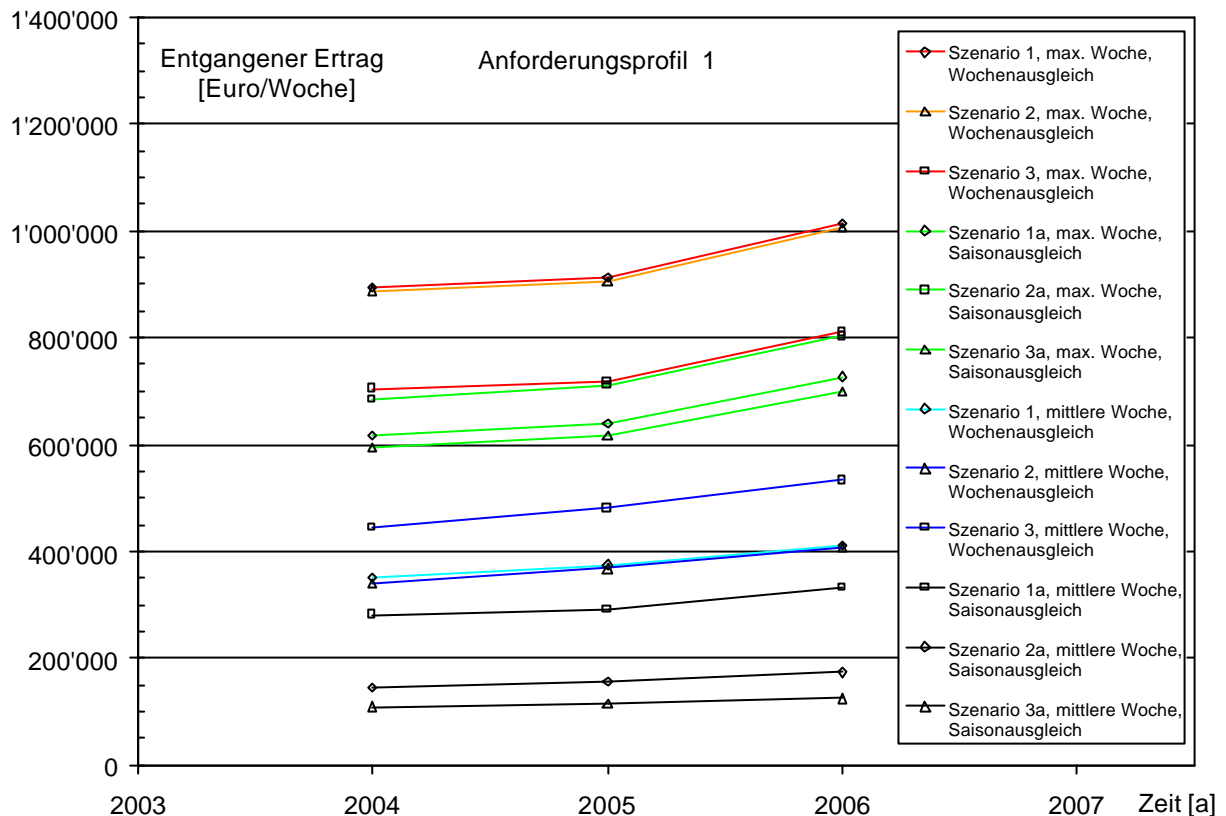


Bild 24. Entgangener Ertrag [Euro/Woche] der mittleren und maximalen Woche in Abhängigkeit verschiedener Szenarien mit Saisonausgleich und Wochenausgleich für die Jahre 2004 bis 2006.

Da beim Saisonausgleich die Grenzwerte genauer eingehalten werden können und überschüssiges Wasser zu einem höheren Preis turbinert werden kann, verringert sich der entgangene Ertrag bei saisonaler Umlage um ca. 0.2 Mo. Euro pro Woche gegenüber dem Wochenausgleich.

Aus Figur 24 erkennt man auch, dass das Szenario 3a effektiv zu geringeren Energieausfällen führt als die beiden anderen Szenarien, wie dies vorhergehend bereits postuliert wurde.

Aus den Beträgen für den entgangenen Ertrag der maximalen und mittleren Woche wird ein durchschnittlicher entgangener Ertrag ermittelt.

Aus Bild 25 erkennt man, dass die Häufigkeitsverteilung der Spitzenabflüsse im betrachteten Zeitraum von 1992 bis 2002 (schwarze Punkte) einigermaßen gleichmässig um den Mittelwert von $150 \text{ m}^3/\text{s}$ verteilt sind. Es liegen ähnlich viele Werte darüber, wie darunter. Die Volumen (blaue Dreiecke) des Abflusses, welcher die Schwallgrenze nach AP 1 überschreitet, in Abhängigkeit des Abflusses aufgetragen zeigt hingegen, dass bei den grösseren Abflüssen diese Volumen stark ansteigen. Die Verteilung des Produkts aus Volumen und Häufigkeit (rote Vierecke), als Mass für den Ausfall an Energie, liegt deshalb nicht mehr gleichmässig um den mittleren Abfluss herum verteilt. Sie hat ihren Schwerpunkt zwischen der mittleren und der maximalen Woche. Daraus wird ersichtlich, dass der

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

durchschnittliche entgangene Ertrag nicht dem entgangenen Ertrag der Woche mit mittlerer Abflussüberschreitung entspricht, sondern zwischen dem entgangenen Ertrag der mittleren und der maximalen Woche liegen muss.

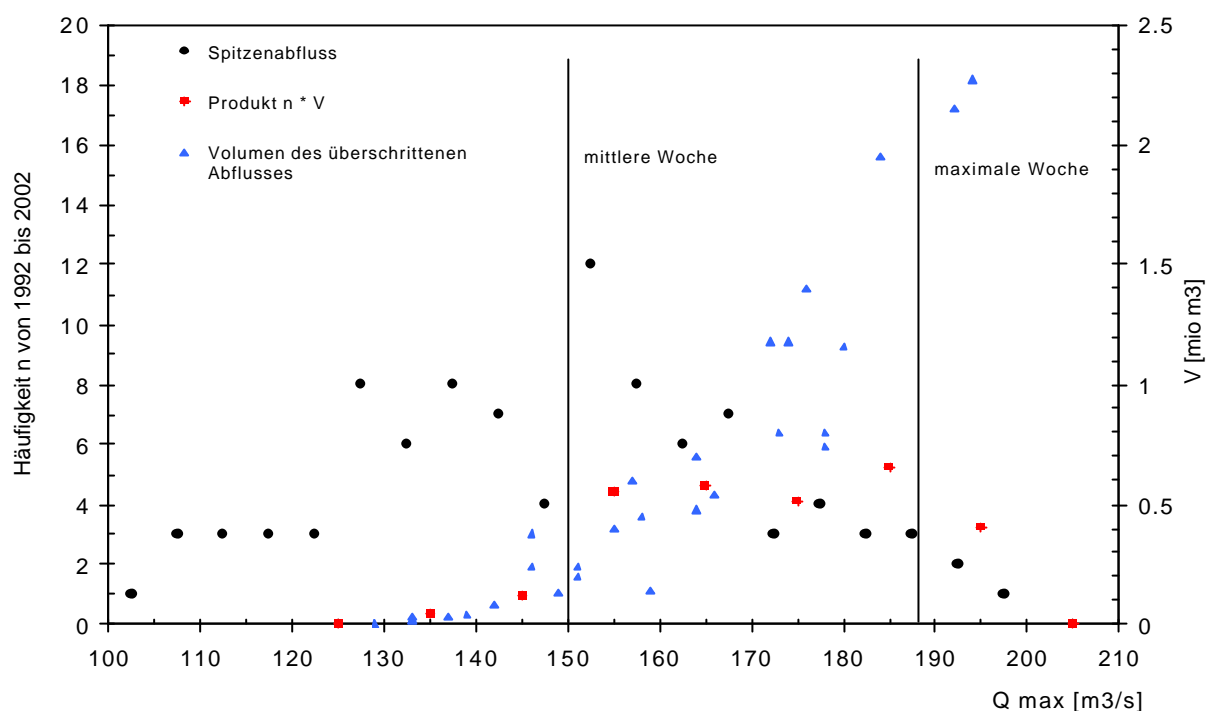


Bild 25. Häufigkeitsverteilung der Abflussspitzen (?) und Volumen des Abflusses oberhalb des Grenzabfluss nach AP 1 (blaue Dreiecke) in Abhängigkeit der Abflussspitzen im Zeitraum von 1992 bis 2002 und das Produkt von Häufigkeit mal Volumen (rote Vierecke).

Tabelle 7 gibt einen Überblick über den jährlichen entgangenen Ertrag aus umgelagerter Energieproduktion. Als massgebend wird der durchschnittliche entgangene Ertrag zwischen der mittleren und der maximalen Woche betrachtet. Da der Ertragsausfall aber nicht nur eine Woche pro Jahr andauert, wird dieser Ertrag hochgerechnet auf eine Dauer von 3, 4 und 5 Monaten im Winter. Unter der Annahme, dass die Einschränkungen während vier Monaten wirksam sind, beläuft sich für Anforderungsprofil 1 der entgangene Ertrag aus Energieumlagerung auf ca. 7.4 Mio. Euro pro Jahr (Tabelle 7).

Entgangener Ertrag in den Wintermonaten (mit Saisonausgleich)									
	mittlere Woche			gewichtetes Mittel			Maximale Woche		
	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3
mio Euro / Woche	0.20	0.50	0.60	0.43	0.73	0.90	0.65	0.95	1.20
mio Euro /									
3 Monate	2.60	6.50	7.80	5.52	9.42	11.70	8.45	12.35	15.60
4 Monate	3.47	8.67	10.40	7.37	12.57	15.60	11.27	16.47	20.80
5 Monate	4.33	10.83	13.00	9.21	15.71	19.50	14.08	20.58	26.00

Tabelle 7 Entgangener Ertrag pro Jahr (Einschränkungen während 3, 4 bzw. 5 Monaten) mit Saisonausgleich

Die bisherigen Betrachtungen beziehen sich auf die Erfüllung der Anforderungsprofile bezüglich Schwallabflussspitze und minimalem Abfluss bei Sunk. Im Folgenden wird eine einfache Abschätzung der Ertragsausfälle gemacht, welche entstehen würden, wenn auch noch die Bedingung für die Änderungsgeschwindigkeit der Abflüsse eingehalten würde.

b) Bedingt durch die Einhaltung der Anforderungsprofile bezüglich maximaler Änderungsgeschwindigkeit der Abflüsse

Der entgangene Ertrag bedingt durch die Reduktion des Gradienten des Schwallanstiegs auf $0.5 / 0.3 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ (nach Anforderungsprofil 1 / 2) wurde anhand der maximalen Woche grob abgeschätzt. Durch Umlagerung des Abflusses der Spitzenzeit auf die Zeit des Schwallanstiegs wurde der Gradient von ursprünglich $0.7 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ auf $0.5 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ bzw. $0.3 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ gesenkt. Bei einer Abflussänderung von $50 \text{ m}^3/\text{s}$ dauert die Abflussänderung bei $0.7 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ Änderungsgeschwindigkeit rund 70 Minuten, bei einer Reduktion auf $0.3 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ etwa 170 Minuten oder fast 3 Stunden. Daraus entsteht für AP 1 ein zusätzlicher Ertragsverlust von 15'000 Euro pro Woche (3.5 % des entgangenen Ertrags infolge Schwallspitzenreduktion) und für AP 2 ein Ertragsverlust von 75'000 Euro pro Woche (10 % des entgangenen Ertrags infolge Schwallspitzenreduktion) bedingt durch den Minderwert der produzierten Energie.

Auf eine genauere Berechnung wurde verzichtet, da der Betrag innerhalb der Ungenauigkeit der Ertragseinbussen aus Energieumlagerung für die betrieblichen Massnahmen liegt.

8.1.4 Investitionskosten zur Bereitstellung der nicht mehr verfügbaren Leistung bei betrieblichen Massnahmen

Durch die Betriebsänderung (Reduktion der Abflussspitzen) bei betrieblichen Massnahmen ergibt sich zusätzlich zum entgangenen Ertrag aus der veränderten Energieproduktion eine Reduktion der verfügbaren Leistung.

Zur Abschätzung der fehlenden Leistung wird folgendermassen vorgegangen:

Wenn an einem Tag der Spitzenabfluss von beispielsweise $190 \text{ m}^3/\text{s}$ auf $130 \text{ m}^3/\text{s}$ entsprechend Anforderungsprofil 1 reduziert wird, fehlen $60 \text{ m}^3/\text{s}$ turbinierbare Abflüsse. Multipliziert man diesen Abfluss mit dem mittleren Energieäquivalent (Gesamtwirkungsgrad von 0.85), erhält man den Wert der fehlenden Leistung.

Zur Berechnung des mittleren Energieäquivalenten geht man davon aus, dass sich der reduzierte Abfluss proportional der Ausbauwassermenge der untersten Zentralen verteilt. Die Energieäquivalente der Zentralen einer Reihe von Kraftwerksstufen werden hierbei addiert und über die Ausbauwassermenge gewichtet. So errechnet sich der mittlere Energieäquivalent zu $2.73 \text{ kWh}/\text{m}^3$ für den betrachteten Kraftwerkspark.

Mit Hilfe der Grafiken in den Bildern 26 und 27 lässt sich die notwendige Ersatzleistung, die bereitgestellt werden muss, ermitteln. Die Grösse der maximalen Ersatzleistung wird über

 Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

die Spitzenabflüsse bestimmt. Hierzu wird die Häufigkeitsverteilung der Abflussspitzen aufgetragen (Bild 26). Aufgrund einer gewählten Deckungshäufigkeit kann der Bemessungsspitzenabfluss bestimmt werden. Fordert man zum Beispiel im Zeitraum von 1993 bis 2002 die Deckung der Leistungsspitzen zu 95 % der Zeit bzw. 5 % der Zeit ohne volle Deckung, erhält man aus Bild 26 eine Wassermenge von 189 m³/s als Bemessungsspitzenabfluss für die Ersatzleistung. Wird entsprechend Anforderungsprofil 1 die Abflussspitze auf 130 m³/s begrenzt, fehlen 59 m³/s, was einem Leistungsausfall von 487.5 MW entspricht.

Mit Investitionskosten für ein Gasturbinenkraftwerk von 450 Euro/kW ergeben sich daraus einmalige Kosten zur Bereitstellung der Leistung von 219.4 Mio. Euro (59 m³/s · 2.7 kWh/m³ · 0.85 · 3600 s/h · 450 Euro/kW = 219.35 Mio. Euro) für AP 1, 278 Mio. Euro für AP 2 und 353.5 Mio. Euro für AP 3, wie aus Bild 27 ersichtlich wird.

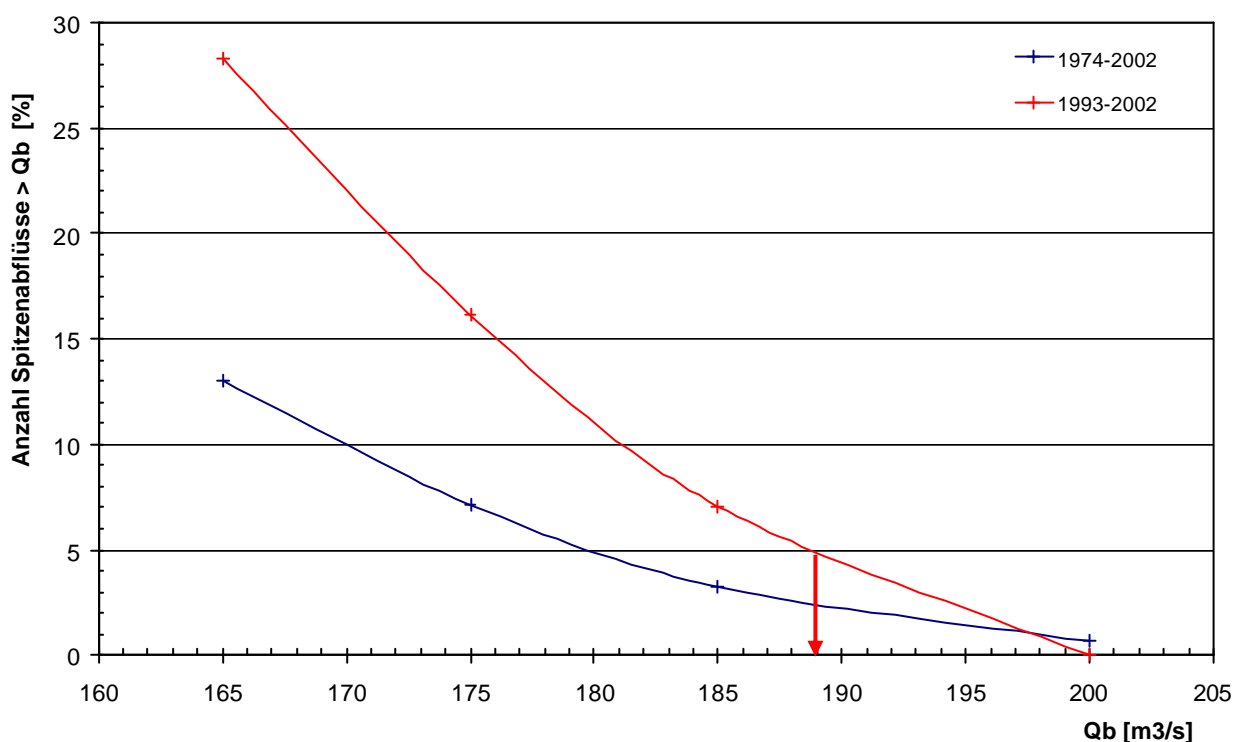


Bild 26. Anzahl von Spitzenabflüssen [%] (aller Tage der 1 bis 8 KW) grösser als ein gewählter Grenzabfluss Q_b

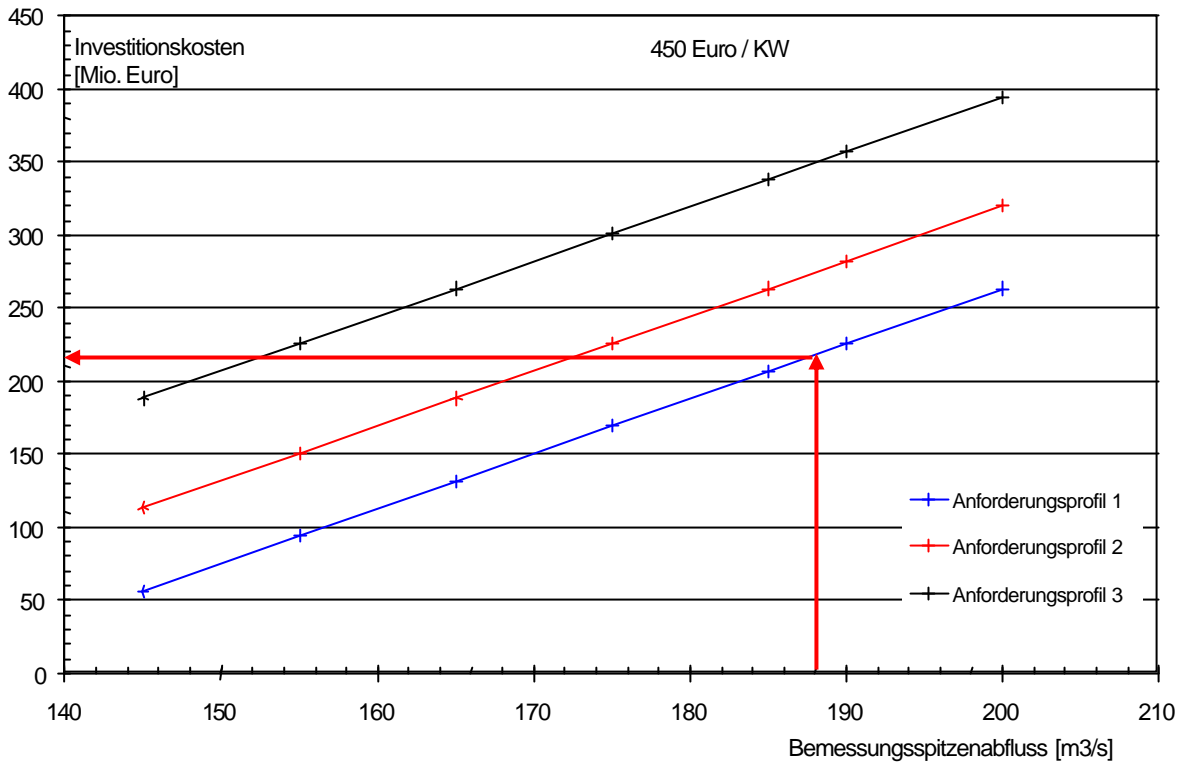


Bild 27. Investitionskosten [Mio. Euro] in Abhängigkeit eines gewählten Spitzenabflusses und Anforderungsprofils

Ersatzinvestition für fehlende Leistungsbereitstellung			
Ersatzinvestition für Leistung [Mio. Euro]	Anforderungsprofil 1	Anforderungsprofil 2	Anforderungsprofil 3
Deckung von 92.5%	205	260	335
Deckung von 95%	220	272	350
Deckung von 97.5%	240	295	370

Tabelle 8 Erforderliche Ersatzinvestitionen für fehlende Leistungsbereitstellung (Ermittlung auf der Basis der Abflüsse zwischen 1993-2002)

Zu beachten ist, dass im Falle einer Abflachung der Änderungsgeschwindigkeit der Abflüsse bei Schwall und Sunk (von $0.7 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$ auf $0.3 \text{ m}^3/\text{s}/\text{min}$) nebst der Minderung der Qualität der produzierten Energie auch ein länger andauernder Verlust bei der Bereitstellung der Leistung erfolgt. Diese Leistungsreduktion ist jedoch mit der Berücksichtigung der Leistungsreduktion während dem Schwall bereits finanziell abgedeckt. Es wird ja bei der Leistungsreduktion nicht die Dauer der Lieferung von Ersatzleistung bewertet, sondern nur das Vorhalten der Möglichkeit zur Lieferung.

8.1.5 Vergleichende Bewertung des entgangenen Ertrags und der nicht mehr verfügbaren Leistung

Der entgangene Ertrag bedingt durch die Umlagerung des Wassers und die daraus resultierende Wertminderung der produzierten Energie (Abschnitt 8.1.3) wird im Folgenden mit dem Ertrag verglichen, der in der gleichen Zeit und mit den selben Bewertungsansätzen ohne betriebliche Einschränkungen erzielt worden wäre. Nach Tabelle 9 liegt er bei Anforderungsprofil 1 für die gemittelte Woche bei 8.2 % (13.9 % für AP 2, 17.3 % für AP 3).

relativ entgangener Ertrag in den Wintermonaten (mit Saisonausgleich)									
[mio Euro/ Woche]	mittlere Woche			gemittelte Woche			Maximale Woche		
	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3
Ertrag (ohne Einschränkung)	4.25			5.21			6.12		
entgangener Ertrag (mit Einschränkung)	0.20	0.50	0.60	0.43	0.73	0.90	0.65	0.95	1.20
relativ entgangener Ertrag [%]	4.7	11.8	14.1	8.2	13.9	17.3	10.6	15.5	19.6

Tabelle 9 Entgangener Ertrag bedingt durch Wertminderung (Saisonausgleich siehe 6.2) der Energie in Prozent des Ertrags ohne betriebliche Einschränkung

In der gleichen Art und Weise kann auch die nicht mehr verfügbare Leistung (Abschnitt 8.1.4) auf die ohne Einschränkungen verfügbare Leistung bezogen werden. Hieraus errechnet sich die relative entgangene Leistung. Nach Tabelle 10 liegt sie bei Anforderungsprofil 1 und einer Deckung der Leistungsspitzen zu 95 % bei 32.5 % (40.8 % für AP 2, 51.8 % für AP 3).

relativ entgangene Leistung									
[MW]	92.5 % Deckung			95 % Deckung			97.5 % Deckung		
	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3
Gesamtleistung (ohne Einschränkung)	1500								
entgangene Leistung [MW] (mit Einschränkung)	446.1	570.1	735.3	487.5	611.4	776.6	537.0	661.0	826.2
[%]	29.7	38.0	49.0	32.5	40.8	51.8	35.8	44.1	55.1

Tabelle 10 Entgangene Leistung in Prozent der ohne Einschränkung verfügbaren Leistung bei einer Deckung der Leistungsspitzen zu 92.5 %, 95 % und 97.5 %

Die Zahlenangaben in den Tabellen 9 und 10 beziehen sich auf die analysierten Wochen. Diese sind repräsentativ für den Hochwinter. Die gleichen Prozentzahlen sind deshalb auch auf die ganze Dauer der Hochwintermonate anwendbar. Eine weitergehende Extrapolation bis ins Sommerhalbjahr ist nicht ohne Weiteres möglich und nach den ökologischen Anforderungsprofilen (1) nicht notwendig, da im Sommer auf Grund des höheren Abflusses

deutlich geringere tagesrhythmische Abflussschwankungen auftreten und somit keine Einschränkungen notwendig sind.

8.2 Kosten baulicher Massnahmen

Aufgrund von Erfahrungen bei Vergleichsprojekten entstehen für Retentionsbecken inklusive Steuerung mit einem Volumen von ca. 0.5 Mio. m³ spezifische Baukosten von ca. 40 Euro / m³. Etwaige Ertragsverluste durch reduzierte Fallhöhe bzw. Pumpkosten sind in diesen spezifischen Baukosten enthalten.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 11 angegebenen Werte für verschiedene Retentionsvolumen (mit Becken zu je 0.5 Mio. m³). Zusätzlich gibt die Tabelle 11 eine Zusammenfassung über die in Abschnitt 7.1 behandelten hydraulischen Wirkungen verschiedener Beckengrössen. So würden sich bei zwei Becken mit einem Gesamtvolumen von 1.0 Mio. m³ die Kosten auf 40 Mio. Euro belaufen. Bei diesem Volumen würde an 92 % aller Tage (1. bis 8. Kalenderwoche) keine Überschreitung des Anforderungsprofils 1 auftreten und 6.5 % der Restschwallspitzen grösser als 30 m³/s sein.

V	Kosten	voll aufgen.Tage	n [%] > D Q (AP 1)		
[mio m ³]	[mio Euro]	AP 1 [%]	> 10 m ³ /s	> 20 m ³ /s	> 30 m ³ /s
0.50	20	88	11	10	8.5
1.00	40	92	7	7	6.5
1.50	60	97	2.5	2.5	2
2.00	80	100	0	0	0
2.50	100	100	0	0	0
3.00	120	100	0	0	0
3.50	140	100	0	0	0
4	160	100	0	0	0

V	Kosten	voll aufgen.Tage	n [%] > D Q (AP 2)		
[mio m ³]	[mio Euro]	AP 2 [%]	> 10 m ³ /s	> 20 m ³ /s	> 30 m ³ /s
0.50	20	77	32	20.5	17
1.00	40	87	12.5	12	11
1.50	60	91	9	9	8.5
2.00	80	96	4	4	4
2.50	100	99	1	1	1
3.00	120	99	0.5	0.5	0.5
3.50	140	100	0	0	0
4	160	100	0	0	0

V	Kosten	voll aufgen.Tage	n [%] > D Q (AP 3)		
[mio m ³]	[mio Euro]	AP 3 [%]	> 10 m ³ /s	> 20 m ³ /s	> 30 m ³ /s
0.50	20	55	45	43	38
1.00	40	69	31	28.5	26
1.50	60	81	19	18.5	17.5
2.00	80	89	11	11	11
2.50	100	91	9	9	9
3.00	120	96	4	4	4
3.50	140	99	-	-	-
4	160	99	-	-	-

Tabelle 11 Kosten für Ausgleichsbecken verschiedener Grösse und deren hydraulische Wirkung

9 Zusammenfassung der Resultate

9.1 Hydraulischer Teil:

Im Zeitraum von 1974 bis 2002 kann keine systematische Veränderung der mittleren Abflüsse im Winterhalbjahr festgestellt werden. Die mittleren Winterabflüsse schwanken zwischen ca. 60 und 90 m³/s. Es fand keine verstärkte Umlagerung von Abflüssen vom Sommer auf den Winter statt.

Ab etwa 1993 ist eine Zunahme der Schwallspitzen um rund 20 m³/s in Domat/Ems zu beobachten. Als Hauptursachen kann hierfür der Zubau des Kraftwerks Ilanz sowie der Ausbau weiterer Kraftwerksstufen und ein konsequenteres Durchführen von Revisionen der Anlagen im Sommer genannt werden. Aufgrund der festgestellten Ursachen ist anzunehmen, dass die Schwallspitzen in Zukunft nicht signifikant weiter zunehmen werden.

Um die Anforderungsprofile in Bezug auf den maximalen Schwall und minimalen Sunk einzuhalten, wurden betriebliche und bauliche Massnahmen untersucht. Zur Bestimmung der Auswirkungen betrieblicher Massnahmen wurde mit dem Programm HEC-RAS der Abflussverlauf modelliert und nachgerechnet. So zeigt sich, dass die Bedingung, dass das tatsächlich turbinierbare Volumen auch unter Einhaltung von Betriebseinschränkungen innerhalb der Woche verarbeitet werden müsste, zu einer Über- Erfüllung des Anforderungsprofils führt.

Bei Saisonausgleich (bei genauem Einhalten der Anforderungsprofile) beläuft sich das Volumen, welches umgelagert wird, auf durchschnittlich 9.7 Mio. m³ für die maximale Woche und 1.7 Mio. m³ für die mittlere Woche.

Werden die Grenzwerte für die Schwallspitze und den Sunk bei betrieblichen Massnahmen eingehalten, bleibt der Schwallanstieg und der Schwallrückgang ohne weitere Betriebseingriffe weitgehend unbeeinflusst. Mit baulichen Massnahmen kann durch das gespeicherte Wasser der Gradient für Schwallanstieg und Schwallrückgang abgeflacht werden. Dies setzt steuerbare Ausgleichsbecken voraus. Würde das Rückregulierungsvolumen über den eigentlichen Bedarf zu Minderung der Abflussspitzen und Erhöhung der Abflussminima erhöht werden, könnte der Gradient des Schwallanstiegs und des Schwallrückgangs zusätzlich abgeflacht werden.

9.2 Finanzielle Auswirkungen

Im Falle der Einhaltung der Anforderungen von Anforderungsprofil 1 ist mit folgenden finanziellen Konsequenzen zu rechnen.

Bei betrieblichen Einschränkungen resultieren die finanziellen Konsequenzen einerseits dadurch, dass die Energie nur zu tieferen Preisen abgesetzt werden kann, als dies bei uneingeschränktem Einsatz der Fall ist und andererseits die Reduktion der turbinierbaren

Wassermenge auch eine Reduktion der Leistungsbereitstellung der Kraftwerke zur Folge hat, welche entsprechend bewertet werden muss.

Bei betrieblichen Massnahmen beläuft sich nach Tabelle 7 der entgangene Ertrag aus Energieumlagerung auf ca. 7.4 Mio. Euro pro Jahr.

Dazu ist nach Tabelle 8 mit Investitionskosten für die Bereitstellung von Ersatzleistung in Höhe von 220 Mio. Euro zu rechnen (bei 95 % Deckung der Leistungsspitzen).

Wenn man die jährlichen Energieausfälle mit einem Zinssatz von 6 % und einem Zeitraum von 30 Jahren (durchschnittliche Restlaufzeit bei laufenden Konzessionen) in eine einmalige Zahlung umrechnet (kapitalisiert), führt dies zu einem Barwert für den Ertragsausfall aus Energieumlagerung von 102 Mio. Euro und von 220 Mio. Euro für die Bereitstellung der Leistung.

Weiterhin ist generell festzustellen:

- Der entgangene Ertrag ist bei saisonaler Umlage um ca. 0.2 Mio. Euro pro Woche niedriger als bei Wochenausgleich.
- Wird ein strengeres Anforderungsprofil zugrunde gelegt, steigt der entgangene Ertrag um ein Vielfaches. Erhöht man das AP 1 auf AP 2 oder das AP 2 auf AP 3 steigt er durchschnittlich um 0.25 Mio. Euro pro Woche.

Die Ertragsausfälle für Anforderungsprofil 1 entsprechen in einer Woche mit mittleren Verhältnissen in den Wintermonaten, wenn die Massnahmen durchgeführt werden, rund 8,2 % des erzielbaren Ertrags ohne Einschränkungen. Der Verlust an verfügbarer Leistung liegt in der gleichen Zeit bei rund 32,5%.

Tabelle 11 stellt die Kosten für Ausgleichsbecken verschiedener Grösse und deren hydraulische Wirkung zusammen. Danach belaufen sich die Kosten für ein Ausgleichsbecken mit einem Volumen von 2.0 Mio. m³ auf 80 Mio. Euro. Damit wäre AP 1 zu 100 %, AP 2 zu 96 % und AP 3 noch zu 89 % erfüllt.

Tabelle 12 gibt einen Überblick über diese Gesamtkosten für betriebliche und bauliche Massnahmen in Abhängigkeit des zugrundegelegten Anforderungsprofils. Die Kosten für betriebliche Massnahmen liegen im Durchschnitt um das 3.5fache (AP 1 Faktor 4.0, AP 2 Faktor 3.2, AP 3 Faktor 3.3) höher als vergleichbare bauliche Massnahmen.

Teil C: Mögliche Massnahmen und deren Auswirkungen zur Schwallspitzenreduktion im Alpenrhein

Kosten betriebl. Massnahmen (mit Saisonausgleich)	[Mio. Euro]	AP 1	Barwert des entg. Ertrags	102
			Kosten für Leistungszubau	220
			Summe	322
		AP 2	Barwert des entg. Ertrags	172
			Kosten für Leistungszubau	272
			Summe	444
		AP 3	Barwert des entg. Ertrags	213.7
			Kosten für Leistungszubau	350
			Summe	563.7
Kosten baul. Massnahmen	[Mio. Euro]	AP 1	Eingehalten zu 100%	80
			Eingehalten zu 90%	30
		AP 2	Eingehalten zu 100%	140
			Eingehalten zu 90%	55
		AP 3	Eingehalten zu 100%	170
			Eingehalten zu 90%	90

Tabelle 12 Zusammenstellung der Kosten baulicher und betrieblicher Massnahmen (Deckung der Leistung zu 95 %)

10 Quellenverzeichnis

- (1) (IRKA 2003) Internationale Regierungskommission Alpenrhein, Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie, „Notwendige und wünschbare Schwallreduktion im Alpenrhein“, Kurzfassung, September 2003
- (2) (IRKA 2002) Internationale Regierungskommission Alpenrhein, Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie, „Trübung und Schwall im Alpenrhein“, Synthesebericht, Kurzfassung, 2002
- (2) Internationale Regierungskommission Alpenrhein, Projektgruppe Energie, „Revitalisierung und Wasserkraftnutzung am Alpenrhein“, Entwurf Stand Juni 2003
- (3) Eidgenössisches Amt für Wasserwirtschaft, „Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz“, Januar 1973
- (4) Energieäquivalente und Stundenpreise nach mündlicher Kommunikation von Marcel Hayoz, Leiter Stromhandel, Axpo
- (6) Spezifische Baukosten für Retentionsbecken nach mündlicher Kommunikation von Dr. Bastian Otto, NOK