

# **Einfluss der Klimaänderung auf die Stromproduktion der Wasserkraftwerke Löntsch und Prättigau**

Autor(en): **Hänggi, Pascal / Angehrn, Sonja / Bosshard, Thomas**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **103 (2011)**

Heft 4

PDF erstellt am: **30.06.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-941823>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

# Einfluss der Klimaänderung auf die Stromproduktion der Wasserkraftwerke Löntsch und Prättigau

Pascal Hänggi, Sonja Angehrn, Thomas Bosshard, Eivind Helland, Donat Job, Daniel Rietmann, Bruno Schädler, Robert Schneider, Rolf Weingartner

## Zusammenfassung

An den Fallbeispielen des Speicherkraftwerks Löntsch (Klöntalersee) und der Wasserkraftwerksgruppe Prättigau wurde der Einfluss der Klimaänderung auf die Stromproduktion untersucht. Dabei wurden verschiedene Klimamodelle mit je einem hydrologischen und einem Betriebsmodell gekoppelt. Für die Berechnungen wurde die aktuelle Stromnachfrage unverändert belassen, sodass die Auswirkungen einer veränderten Zuflussmenge zu den Kraftwerken isoliert betrachtet werden konnten. Beim Beispiel des Kraftwerks Löntsch gehen die Klimaprojektionen für 2021–2050 (A1B Emissionsszenario) im Vergleich zur Referenzperiode 1998–2009 von einer leichten Zunahme der jährlichen Zuflüsse zum Speichersee aus (Median aller Klimaprojektionen: +2.2%; nicht signifikant). Das Zuflussregime verändert sich signifikant, mit höheren Werten im Winter und Herbst, und tieferen Werten während dem Sommer. Durch eine Anpassung des monatlichen Produktionsprofils kann eine leichte Steigerung der Stromproduktion und des Umsatzes erreicht werden. Für die Kraftwerke Prättigau wird im Vergleich zur Referenzperiode 1976–2004 eine Steigerung der Stromproduktion um 9.3% simuliert (Median). Die Zunahme resultiert hauptsächlich aus einer Produktionssteigerung im Winter, da im Sommer, wenn die grössten Abflussmengen auftreten, die bestehenden Fassungskapazitäten nur unwesentlich länger überschritten werden. Die Resultate liefern für hydrologisch ähnliche Gebiete mit gleichen Kraftwerkstypen Hinweise, wie ein sich änderndes Klima den Kraftwerksbetrieb beeinflussen könnte.

## 1. Einleitung

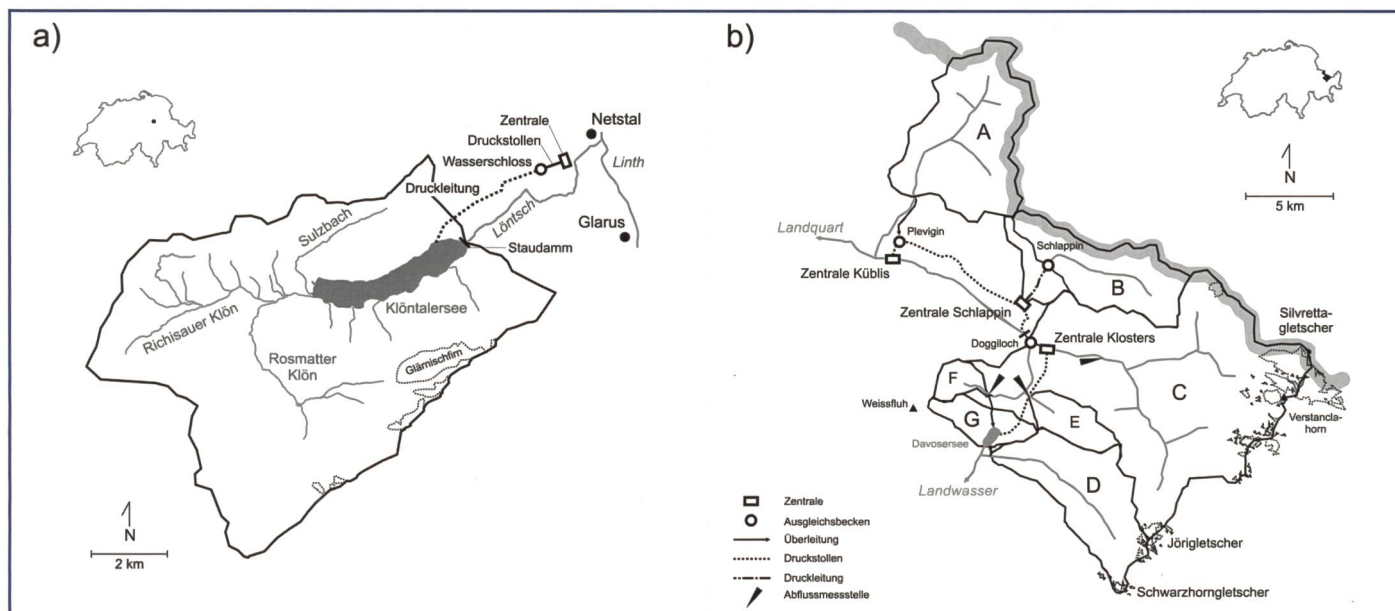
Im Rahmen eines Projektes von Swiss-electric Research und dem Bundesamt für Energie wurden die Auswirkungen der Klimaänderung auf die schweizerische Wasserkraftnutzung ausführlich untersucht (SGHL und CHy, 2011). Hier werden die Resultate der Fallstudien des Speicherkraftwerks Löntsch (KW Löntsch) und der Wasserkraftwerke im Prättigau (KW Prättigau) zusammenfassend dargestellt, bei welchen die Auswirkungen der Klimaänderung auf die Stromproduktion und den Umsatz ausführlich untersucht wurden. Eine detaillierte Beschreibung der Fallstudien ist in Hänggi et al. (2011a) und Hänggi et al. (2011b) gegeben. Die Kopplung von Klima-, Hydro- und Betriebsmodellen zeigt, mit welchen Veränderungen in der Zukunft gerechnet werden kann. Für die Modellberechnungen wurde die aktuelle Stromnachfrage bzw. das zugrundeliegende Strompreismodell unverändert

belassen. So konnten die Auswirkungen einer veränderten Zuflussmenge zu den Kraftwerken isoliert betrachtet werden. Die simulierte Kraftwerksproduktion und der projizierte Umsatz für die Periode 2021–2050 wurden dabei mit den heutigen Gegebenheiten verglichen, wobei wegen der Datenverfügbarkeit für das KW Löntsch die Referenzperiode 1998–2009 gesetzt wurde, für das KW Prättigau die Periode 1976–2004. Als Klimaszenarien dienten Projektionen aus dem EU-Projekt ENSEMBLES (Linden und Mitchell, 2009), welche für die Schweiz speziell aufbereitet wurden (Bosshard et al., 2011). Im Folgenden werden kurz die beiden Wasserkraftwerke und deren Einzugsgebiete beschrieben. Danach wird im Detail auf die verwendete Methode eingegangen. Nach der Beschreibung der Resultate folgt abschliessend eine Diskussion derselben, inklusive den Schlussfolgerungen.

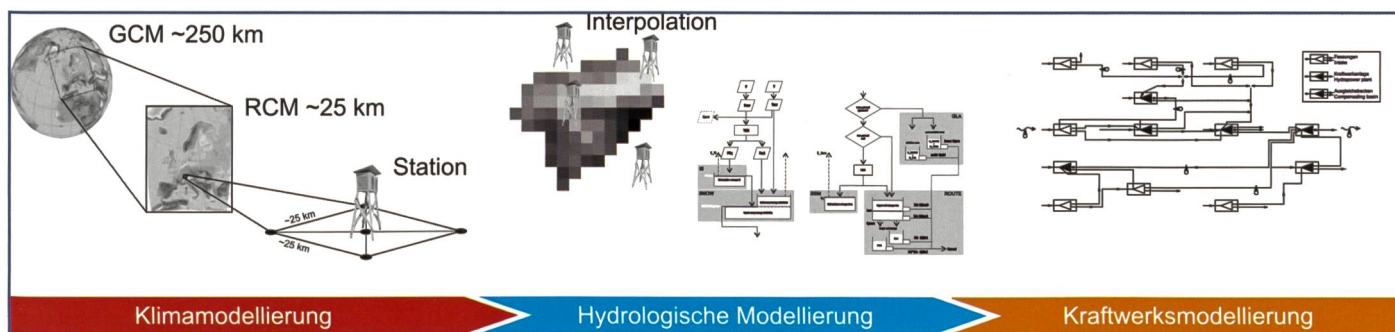
## 2. Untersuchungsgebiete

Das Hochdruckspeicherkraftwerk Löntsch wurde in den Jahren 1905–1908 erbaut. Der Stausee des Kraftwerks bildet der Klöntalersee (Nutzvolumen: 40 Mio. m<sup>3</sup>), von wo aus Wasser zur Stromproduktion über eine Druckleitung und einen Druckstollen zur Zentrale in Netstal geleitet wird (Bild 1a). Zur Maschinengruppe in der Zentrale Netstal gehören zwei Francisturbinen mit einer Betriebsleistung von je 40 MW. Für den Eigenbedarf und als Dotiermaschine steht eine Peltonturbine mit 8 MW Leistung zur Verfügung. Die durchschnittliche Energieproduktion der gesamten Kraftwerksanlage beträgt 116 GWh pro Jahr (Mittel 1998–2007). Das Einzugsgebiet hat eine Fläche von rund 83 km<sup>2</sup> und eine mittleren Gebietshöhe von 1700 m ü.M. Die Gipfel der Glärnischgruppe rund um das gleichnamige Firnfeld stellen mit Höhen zwischen 2901 und 2915 m ü.M. die höchsten Erhebungen im Einzugsgebiet dar. Der Vergletscherungsgrad beträgt 2.8% (BFS, 1997).

Das KW Prättigau umfasst die drei Stufen Davos-Klosters, Schlappin-Klosters und Klosters-Küblis, sowie die erforderlichen Wasserwege, elektrotechnischen Anlagen und Stromleitungen (Bild 1b). Rätia Energie produziert im KW Prättigau pro Jahr über 230 GWh elektrische Energie, wovon im Mittel 32% auf den Winter (Oktober–April) und 68% auf den Sommer (Mai–September) entfallen. Die installierte Leistung der Kraftwerke beträgt knapp 70 MW. Insgesamt werden die Gewässer aus einem Gebiet von 283 km<sup>2</sup> genutzt, wobei der Vergletscherungsgrad rund 3% beträgt (BFS, 1997). Für die Stromproduktion entnimmt das KW Prättigau an verschiedenen Fassungen Wasser: Im südlichen Teil (vgl. Bild 1b) wird vom Flüelabach (D), Mönchalpbach (E), Stützbach (F) und dem Gebiet um den Davosersee (G) Wasser ins Speicherbecken Davosersee umgeleitet (Nutzvolu-



**Bild 1. Schematische Darstellung der Einzugsgebiete des KW Löntsch (a) und KW Prättigau (b). Ausdehnung der Gletscher- und Firnflächen nach BFS (1997).**



**Bild 2. Schematische Darstellung der verwendeten Modellkette zur Analyse der Auswirkungen der Klimaänderung auf das KW Löntsch und KW Prättigau.**

men: 11.5 Mio. m<sup>3</sup>). Aus dem See wird über einen Druckstollen Wasser zur Zentrale Klosters geleitet. In Klosters wird an der Hauptfassung, neben den turbinieren Wassermengen aus der Zentrale, auch die Landquart (C) gefasst. Das Wasser wird über einen 10.5 km langen Druckstollen zur Zentrale Küblis geleitet. Auf der rechten Talseite unterhalb Klosters befindet sich die Zentrale Schlapplin, welche an das oberliegende Einzugsgebiet (B) über ein Ausgleichsbecken und eine Druckleitung angeschlossen ist. Die anfallende Wassermenge wird über ein Bruttogefälle von 455 m in der Zentrale verarbeitet, und anschliessend in den Druckstollen Klosters-Küblis geleitet. Oberhalb von Küblis befindet sich das Ausgleichsbecken Plevigin, in welches über einen Stollen das gefasste Wasser des Schanielabachs (A) eingeleitet wird. Das Wasser wird in der Zentrale Küblis verarbeitet.

### 3. Methode

Für die Untersuchung der Auswirkungen der Klimaänderung auf die Stromproduktion der beiden Kraftwerke wurden drei

verschiedene Modellsysteme gekoppelt (Bild 2).

#### 3.1 Klimamodellierung

Der erste Teil der Modellkette besteht aus verschiedenen Klimamodellketten des EU-Projektes ENSEMBLES (Linden und Mitchell, 2009), welche durch ein A1B Emissionsszenario angetrieben wurden. Beim Szenario A1B wird in Zukunft von einer ausgewogenen Nutzung fossiler und nichtfossiler Energiequellen ausgegangen, wobei die Wirtschaft weiter wächst (IPCC, 2007). Die verwendeten Klimamodellketten bestehen aus Globalen Klimamodellen GCM mit grober Auflösung, deren Berechnungen für die Periode 2021–2050 von mehreren Regionalen Klimamodellen RCM dynamisch auf 25 km Auflösung herunterskaliert wurden. Je höher die räumliche Auflösung von Klimamodellen ist, desto genauer können die Prozesse in der Atmosphäre über komplexem Gelände wie den Alpen modelliert werden. Um Modellfehler zu korrigieren und die räumliche Auflösung zusätzlich zu erhöhen, wurden die RCM-Daten zusätzlich mit statistischen

Methoden aufbereitet. Dazu wurde die Delta Change Methode verwendet, wobei beobachtete Datenreihen gemäss einem Klimaänderungssignal skaliert wurden (Bosshard et al., 2011). Das Klimaänderungssignal wurde zwischen der Szenarioperiode SCE (2021–2050) und der Kontrollperiode CTL (1980–2009) berechnet. Für die Schweiz liegen diese Klimaänderungssignale für Temperatur (SCE-CTL) und Niederschlag (SCE/CTL) an allen Stationsstandorten der MeteoSchweiz vor. Somit standen für die Analyse an allen Standorten und für jede Klimamodellkette Niederschlags- und Temperaturzeitreihen für die Periode 2021–2050 zur Verfügung.

#### 3.2 Hydrologische Modellierung

Im zweiten Teil der Modellkette wurden die Temperatur- und Niederschlagsdaten für das hydrologische Modell auf die Einzugsgebiete der jeweiligen Wasserkraftwerke interpoliert. Die interpolierten Werte dienten als Modellantrieb, wobei die hydrologischen Modelle vorher an gemessenen Abflussganglinien bei den Fassungen der Kraftwerke geeicht und verifiziert wurden.

Für das KW Löntsch musste der Zufluss zum Klöntalersee mit Hilfe der Seestände und turbinieren Wassermengen vorher rekonstruiert werden, beim KW Prättigau wurde mit Hilfe von gemessenen Werten aus Nachbargebieten eine hydrologische Regionalisierung der Werte auf die einzelnen Fassungen durchgeführt. Für die Untersuchungen am KW Löntsch wurde das hydrologische Modellsystem Bernhydro verwendet (Hänggi, 2011), beim KW Prättigau das Modell PREVAH (Viviroli et al., 2009). Der Vergleich mit beobachteten Zuflüssen zeigte, dass beide Modelle die hydrologischen Bedingungen in den einzelnen Einzugsgebieten sehr gut wiedergeben können.

### 3.3 Kraftwerksmodellierung

Im dritten Teil, Kraftwerksmodellierung, wurden die resultierenden Abflussganglinien der verschiedenen Klimaszenarien in ein Betriebsmodell des KW Löntsch bzw. KW Prättigau gegeben, sodass die Auswirkungen auf die Stromproduktion und den Umsatz berechnet werden konnten. Die Software TimeSteps-Energy 2010® (Blöchlinger et al., 2004) wurde für das KW Löntsch eingesetzt, wobei unter Berücksichtigung aller physikalischen Einschränkungen, den durch die Konzession auferlegten Rahmenbedingungen und der zur Verfügung stehenden Preisinformationen ein optimaler Einsatz des Kraftwerks unter den gegebenen Zuflussszenarien zur Ertragsmaximierung bestimmt wurde. Dabei wurden die restlichen Inputs wie Strompreis und Nebenbedingungen für jede Berechnung gleich belassen.

Für das KW Prättigau wurde das Simulationsmodell WABES (Wasserwirt-

schaftliche BEtriebs-Simulation) verwendet (AF-Colenco AG, 2004). Es berechnet nach vorgegebenen Betriebsprinzipien (vgl. Hänggi et al., 2011b) den optimalen Einsatz des Kraftwerks zur Ertragsmaximierung. Das Wichtigste für den Betrieb der einzelnen Kraftwerksstufen sind die energiewirtschaftlichen Randbedingungen, welche u.a. vom Wochentag (Werktag, Samstag und Sonntag) sowie von den verschiedenen Jahreszeiten (Winter, Sommer und Übergangsperioden) abhängen. Die Randbedingungen definieren die Bewirtschaftung sämtlicher Speicher und den Betrieb der gesamten Anlage, wobei folgende Prioritäten unterschieden wurden:

- Erste Priorität haben Höchsttarifstunden (HHT) an Werktagen von 10–14 Uhr, wobei das Modell versucht, die Turbinen auf Volllast zu fahren.
- In zweiter Priorität gilt die Stromproduktion den Hochtarifstunden (HT) von 6–10 Uhr sowie von 14–22 Uhr. Während dieser Zeit werden die Turbinen gleichmässig gefahren.
- Dritte Priorität haben die Niedertarifstunden (NT) während der Nacht und am Wochenende.

## 4. Resultate

### 4.1 KW Löntsch

#### 4.1.1 Projektionen der Temperaturen und Niederschlagsmengen 2021–2050

Die verwendeten Klimamodelle weisen für hydrologische Modellierungen eine relative grobe Auflösung vor (~25 × 25 km). Somit wirken sich die projizierten Tem-

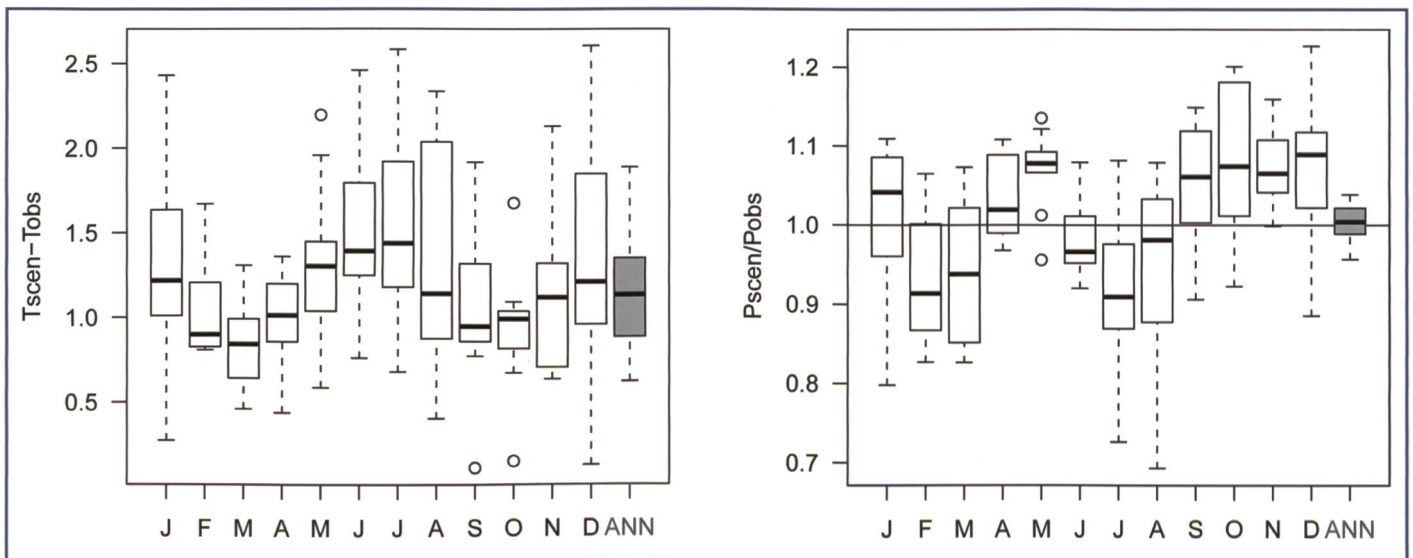
peratur- und Niederschlagsänderungen bis 2021–2050 gleichmässig auf das gesamte Gebiet aus. Die Projektionen können deshalb uniform für das gesamte Einzugsgebiet des Klöntalersees angegeben werden.

Alle Klimaszenarien gehen von einer Erwärmung des Einzugsgebiets bis 2021–2050 aus (*Bild 3* links). Die stärksten Erwärmungen werden von den Modellen für Mai (Median: 1.3 °C), Juni und Juli (jeweils 1.4 °C) projiziert. Die grössten Variabilitäten bezüglich der monatlichen Temperaturänderungen sind für Dezember und Januar auszumachen. Der Median für die Zunahme der mittleren jährlichen (ANN) Gebietstemperatur des Klöntalersees beträgt 1.1 °C bis 2021–2050 gegenüber 1980–2009.

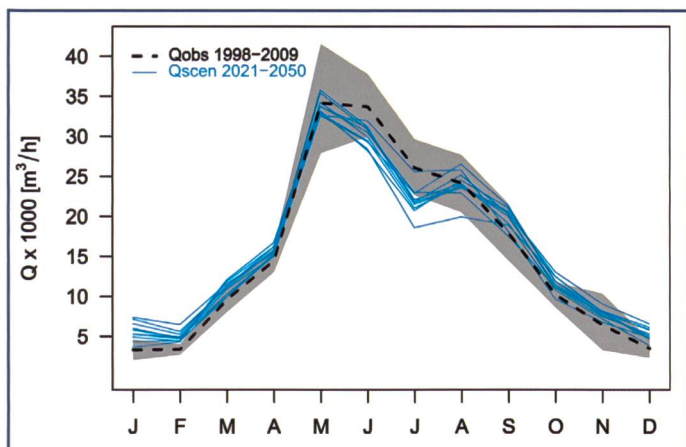
Die Projektionen der Klimamodelle für die Veränderung des Gebietsniederschlags sind saisonal unterschiedlich (*Bild 3* rechts). Für die Frühlingsmonate April und Mai wird bis 2021–2050 tendenziell eine leichte Zunahme des Niederschlags projiziert (Mediane der relativen Abweichungen: 1.02 und 1.08), ebenso für den Herbst und Winter (Mediane zwischen 1.04 und 1.06). Für Februar, März und die Sommermonate Juni, Juli und August wird hingegen eine Abnahme projiziert (0.91–0.98). Die jährlichen Niederschlagsmengen (ANN) bleiben dabei unverändert.

#### 4.1.2 Projektionen der Zuflüsse zum Klöntalersee 2021–2050

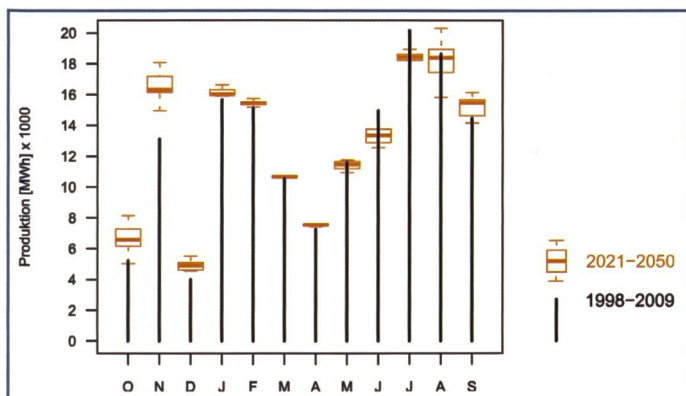
Im Vergleich zur Periode 1998–2009 zeigen die Projektionen für 2021–2050 signifikant höhere Zuflussmengen zum Klöntalersee in den Herbst-, Winter- und Frühlingsmonaten (*Bild 4* links). Im Sommer



**Bild 3.** Boxplots ( $n = 10$  Klimaszenarien) der absoluten [°C] monatlichen und jährlichen (ANN) Änderung der mittleren Gebietstemperatur des Einzugsgebiets des Klöntalersees für 2021–2050 gegenüber dem Mittel 1980–2009 (links). Relative Abweichungen der monatlichen und jährlichen Gebietsniederschlagsmengen für dasselbe Einzugsgebiet und dieselben Perioden (rechts).



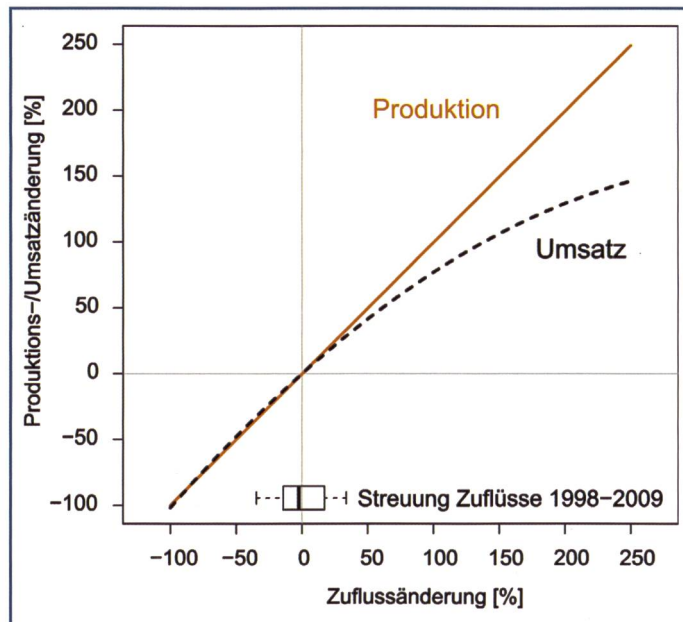
**Bild 4.** Mittlere monatliche Abflussmengen der Löntsch 1998–2009 (Qobs) und Projektionen 2021–2050 (Qscen). In grau das 90%-Konfidenzintervall 1998–2009.



**Bild 5.** Stromproduktion des KW Löntsch 1998–2009 und Projektionen für 2021–2050 (Boxplots).

	Zuflüsse		Produktion		Umsatz	
	[m³/h]	Δ [%]	[MWh]	Δ [%]	[Mio €]	Δ [%]
Referenzperiode 1998–2009	186 688	0.0%	150 800	0.0%	11.36	0.0%
Mittel Klimaszenarien (n=10)	191 669	+2.7%	154 736	+2.6%	11.72	+3.2%

**Tabelle 1.** Mittlere jährliche projizierte Veränderungen der Zuflüsse, Produktion und des Umsatzes des KW Löntsch für die Periode 2021–2050 gegenüber der Referenzperiode von 1998–2009.



**Bild 6.** Sensitivität der Produktion und des Umsatzes des KW Löntsch gegenüber Veränderungen in den Zuflussmengen (Referenzperiode 1998–2009).

wird eine Abflussminderung projiziert. Das Abflussregime wird demnach leicht ausgeglichener. Unter den gegebenen Klimaszenarien verändert sich der Jahresabfluss der Löntsch bis 2021–2050 unwesentlich zwischen  $-0.3$  und  $6.1\%$ .

#### 4.1.3 Projektionen der Stromproduktion des Kraftwerks 2021–2050

Die projizierten Zuflussänderungen zum Klöntalersee für 2021–2050 wirken sich linear zur Produktion und zum Umsatz des KW Löntsch aus (Tabelle 1). Im Mittel wird für das KW Löntsch eine Produktions- und Umsatzsteigerung von  $2.6$  bzw.  $3.2\%$  projiziert.

Die monatlichen Produktionsraten zeigen tiefe Werte in den Monaten Oktober, Dezember und April (Bild 5). Im Oktober wird aktiv Wasser für den Monat November zurückgehalten, da im November der produzierte Strom normalerweise zu höheren Preisen verkauft werden kann. Im Dezember ist die Nachfrage nach Strom wegen den vielen Feiertagen geringer als in anderen Monaten. Gegen April nehmen der Füllungsgrad des Speichersees und

somit auch die Produktion ab. Für 2021–2050 werden höhere Produktionsraten in den Wintermonaten projiziert, im Sommer hingegen geht man von leichten Abnahmen bei der Stromerzeugung aus.

Die Sensitivität der Produktion und des Umsatzes des KW Löntsch gegenüber Veränderungen in den Zuflussmengen ist in Bild 6 dargestellt.

Im Bereich von  $-100\%$  bis  $+50\%$  Zuflussänderung gegenüber dem Mittel der Referenzperiode 1998–2009 kann dabei ein fast linearer Zusammenhang zwischen Zuflussänderung, Produktion und Umsatz festgestellt werden. Bei höheren Zuflussänderungen nimmt die Produktionsrate zwar weiterhin linear zu, die Umsatzänderung flacht aber aufgrund des höheren Anteils Off-Peak-Stunden in der Produktion mit kleineren Einnahmen pro kWh ab. Die oben beschriebenen Projektionen der Zuflussmengen für 2021–2050 zwischen  $0.3\%$  und  $6.1\%$  (vgl. Tabelle 1) liegen weiterhin im Streubereich der jährlichen Zuflussmengen der Jahre 1998–2009. Eine wesentliche Veränderung des Verhältnisses zwischen der Produktion

und des Umsatzes für das KW Löntsch wird demnach unter den gegebenen Klimaszenarien nicht erwartet.

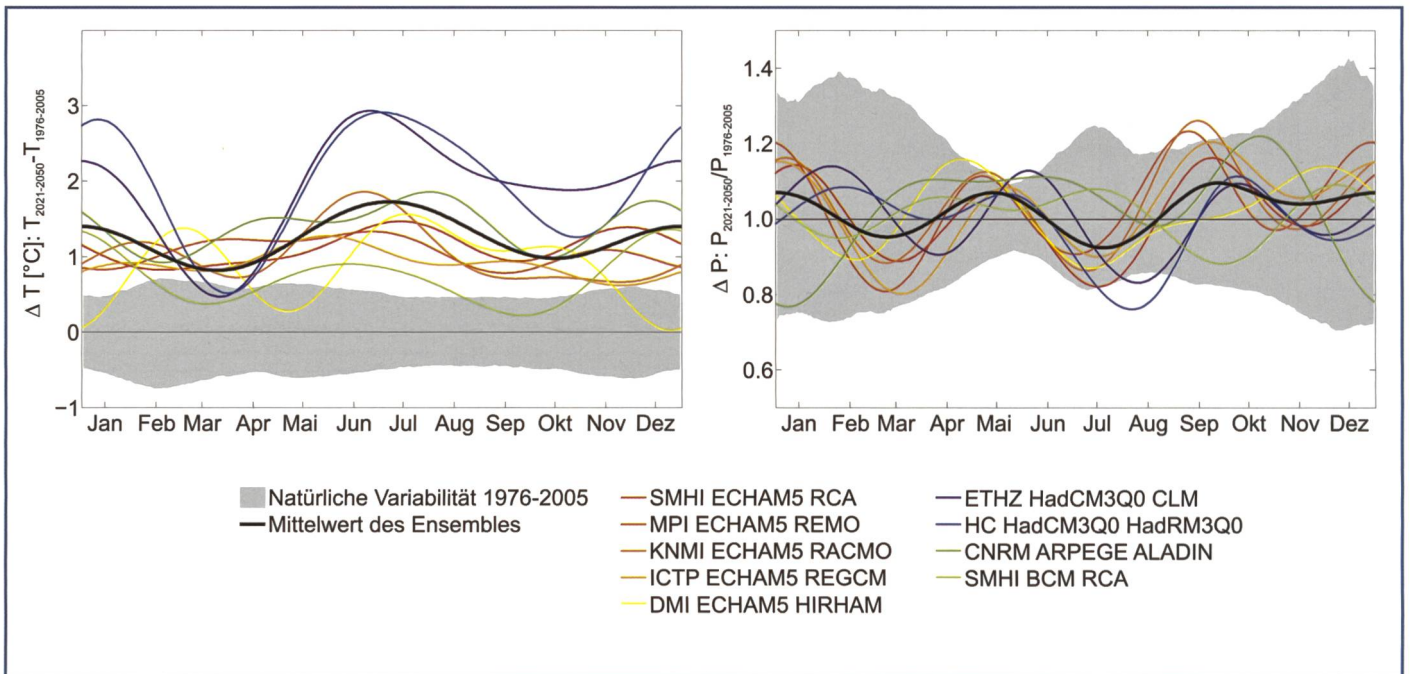
## 4.2 KW Prättigau

### 4.2.1 Projektionen der Temperaturen und Niederschlagsmengen 2021–2050

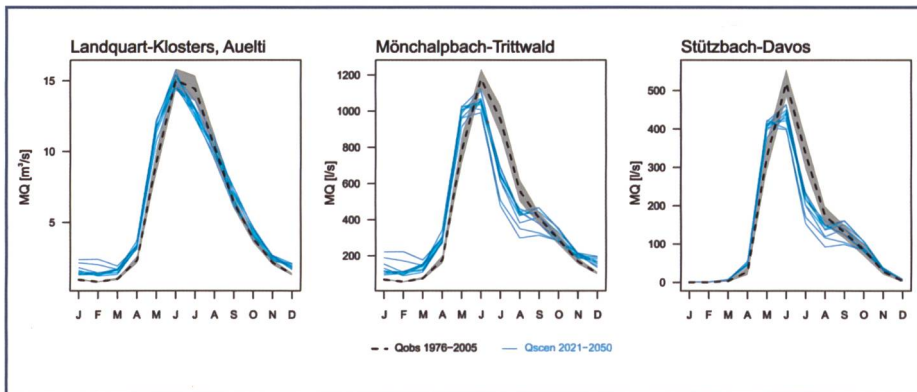
Die projizierten Temperatur- und Niederschlagsszenarien für das Einzugsgebiet des KW Prättigau sind repräsentativ an der MeteoSchweiz-Station Davos dargestellt (Bild 7).

Die mittleren Klimaänderungssignale für die Lufttemperatur deuten auf eine signifikante Erwärmung bis 2021–2050 hin (Bild 7, links). Die mittleren Deltaschwanken dabei zwischen  $0.9\text{ °C}$  und  $1.8\text{ °C}$ . Die stärksten Erwärmungen werden von den Modellen für Juni, Juli, Dezember und Januar projiziert.

Der mittlere Verlauf der Klimaänderungssignale für den Niederschlag zeigt für Frühling, Herbst und Winter tendenziell eine leichte Zunahme der Niederschlagsmengen an (Bild 7, rechts). Für einzelne



**Bild 7.** Jahresverläufe der Klimaänderungssignale für die Temperatur (links) und den Niederschlag (rechts) zwischen den Perioden 1976–2005 und 2021–2050 für die Station Davos. In grau jeweils das 10–90% Konfidenzintervall der natürlichen Variabilität der Abweichungen 1976–2005.



**Bild 8.** Mittlere monatliche Abflussmengen 1976–2005 (Qobs) und Projektionen 2021–2050 (Qscen; n = 9 Klimaszenarien) für drei ausgewählte Zuflüsse zum KW Prättigau. In grau jeweils das 5–95% Konfidenzintervall 1976–2005.

Monate wie Februar, März und die Sommermonate Juni, Juli und August wird im Mittel hingegen eine Abnahme projiziert. Bei den Niederschlagsprojektionen sind zum einen in jedem Monat sowohl positive als auch negative Veränderungen bis 2021–2050 möglich. Zum anderen liegen die Projektionen grösstenteils innerhalb des 10–90% Konfidenzintervalls der natürlichen Variabilität der Abweichungen 1976–2005, sind demnach statistisch gesehen nicht signifikant.

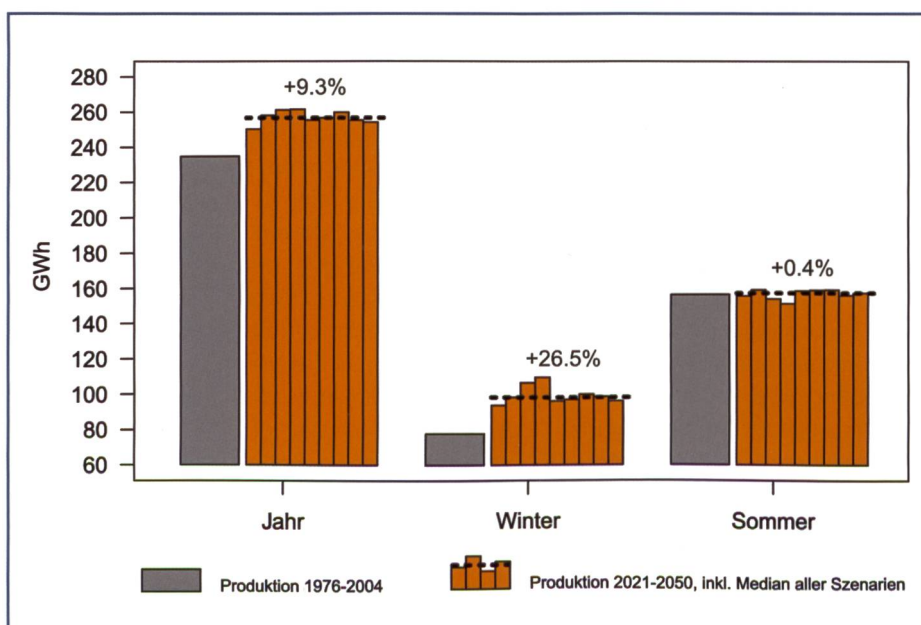
#### 4.2.2 Projektionen der Zuflüsse zu den Fassungen 2021–2050

Im Vergleich zur Periode 1976–2005 zeigen die Szenarien für 2021–2050 in den Einzugsgebieten des KW Prättigau signifikant höhere Abflussmengen in den Frühlings-, Herbst- und Wintermonaten (beispielhaft für drei Gewässer dargestellt in Bild 8). Für Sommer wird in allen Einzugsgebieten eine signifikante Abflussminderung projiziert. Auf die Jahresabflussmengen wirken sich die saisonalen Veränderungen nur leicht aus, wobei Zunahmen zwischen 1 und 8% projiziert werden.

#### 4.2.3 Projektionen der Stromproduktion der Kraftwerke 2021–2050

Bild 9 zeigt die Energieproduktion des Gesamtsystems KW Prättigau für alle untersuchten Klimaszenarien 2021–2050 im Vergleich zu den Verhältnissen 1976–2004.

Die Zunahme in der Jahresproduktion beträgt 9.3% und im Winter 26.5%



**Bild 9.** Energieproduktion Gesamtsystem KW Prättigau 1976–2004 versus 2021–2050 (n = 9 Klimaszenarien). Jahr: Okt.–Sep.; Winter: Okt.–Apr.; Sommer: Mai–Sep.

	Gefasste Abflussmenge [Mio m <sup>3</sup> ]				Überlaufmenge [Mio m <sup>3</sup> ]				Dotiermenge [Mio m <sup>3</sup> ]
	1976-2004		2021-2050		1976-2004		2021-2050		
	S00	S02	S03	S08	S00	S02	S03	S08	
Jahr (Oktober-September)	332	13%	16%	12%	361	8%	1%	-2%	67
Winter (Oktober-April)	137	29%	43%	30%	19	62%	51%	52%	29
Sommer (Mai-September)	195	1%	-3%	-1%	342	5%	-2%	-5%	38

**Tabelle 2. Relative Veränderung der gefassten und überlaufenen Abflussmengen am KW Prättigau für 2021–2050 gegenüber 1976–2004 für drei verschiedene Klimaszenarien (S02, S03 und S08).**

(Mediane Veränderungen). Obwohl vor allem in den Hochsommermonaten (Juli, August und September) signifikante Abnahmen bezüglich den natürlichen Abflussmengen projiziert werden, bleibt die Sommerproduktion für alle untersuchten Szenarien praktisch gleich (Median: +0.4%). Der Grund dafür ist, dass die Anlagen im Prättigau nur begrenzt einen Speicherbetrieb zulassen, welcher sich in erster Linie auf die Wintermonate beschränkt. Im Sommer hingegen können die Anlagen nicht mehr nach Belieben gesteuert werden. Dies zeigt sich vor allem beim Turbinenbetrieb der beiden Stufen Schlappin-Klosters und Klosters-Küblis, wenn neben dem aus der oberen Stufe Davos-Klosters anfallenden Turbinenwasser auch die beträchtlichen natürlichen Zuflüsse aus der Landquart in einem Triebwassersystem mit begrenzter Kapazität (Druckstollen Klosters-Küblis: 12 m<sup>3</sup>/s, Druckleitung Schlappin: 1.67 m<sup>3</sup>/s) verarbeitet werden müssen. Die beiden Stufen haben dementsprechend im Sommer sehr stark den Charakter von Laufkraftwerken mit begrenzter Kapazität.

In *Tabelle 2* sind für drei ausgewählte Klimaszenarien die Veränderungen der gefassten Abflussmengen sowie der Überlaufwassermengen für das Gesamtsystem des KW Prättigau im Vergleich zu den Verhältnissen 1976–2004 dargestellt. Der Zufluss zu den einzelnen Fassungen teilt sich grundsätzlich in zwei Anteile auf, nämlich in die Abflussmenge, die gefasst wird, und in die Restwassermenge. Die Restwassermenge wiederum setzt sich aus den gesetzlich vorgeschriebenen Dotierwassermengen sowie der Überlaufwassermenge zusammen. Letztere könnten theoretisch gesehen ebenfalls für die Stromproduktion gefasst werden. In der vorliegenden Studie wurden für alle Berechnungen die bestehenden Fassungskapazitäten sowie die monatlich variierenden Dotierwasserregime unverändert belassen (Anlagenzustand 1976–2004).

Die gefassten Abflussmengen nehmen unter den projizierten Klimaszenarien S02, S03 und S08 übers Jahr gesehen signifikant zu. Diese Aussage gilt auch für die restlichen sechs untersuchten Szenarien. Eine ganz entscheidende Wassermenge im System wird selbstverständlich beim Wehr Klosters gefasst. Die Szenarien projizieren dort sehr konsistent eine Zunahme von 10 bis 13%. Auch bei den übrigen wesentlichen Fassungen Gadenstätt, Schlappin und Doggiloch werden markante Zunahmen projiziert. Einzig für die kleineren Fassungen Stützbach und Mönchalpbach werden teilweise geringere Abflussmengen projiziert. Für den Winter projizieren sämtliche Klimaszenarien markante Erhöhungen des Wasserdargebots, welche zum grössten Teil durch das System direkt verarbeitet werden können, da während dieser Zeit die anfallenden Abflussmengen meist geringer als die entsprechenden Fassungskapazitäten sind. Für Sommer werden keine wesentlichen Veränderungen in den Fassungenmengen projiziert.

Naturgemäss betreffen die Überlaufmengen praktisch nur das Sommerhalbjahr und etwas die Winterrandmonate Oktober und April. Dabei projiziert S08 durchs Band geringere Zuflüsse und damit auch geringere Überlaufmengen im ganzen System. Mit S03 verbleibt der projizierte Zustand gesamthaft gesehen in etwa gleich wie heute. Bei S02 ergeben sich gesamthaft gesehen signifikante Erhöhungen gegenüber heute.

## 5. Diskussion

Die projizierten Änderungen in der Lufttemperatur für die untersuchten Gebiete stehen im Einklang mit bisherigen Klimaprojektionen für die Alpennordseite der Schweiz. Diese gehen gegenüber 1990 von Erwärmungen von 1.8 °C (Winter und Frühling), 2.7 °C (Sommer) und 2.1 °C (Herbst) bis 2050 aus (Frei, 2004). Die von Frei (2004) projizierten Erwärmungen sind demnach

stärker, basieren aber auf verschiedenen Klimaprojektionen aus dem EU-Projekt PRUDENCE (Christensen et al., 2002). In Bezug auf den Niederschlag schätzte Frei (2004), wiederum für die gesamte Alpennordseite der Schweiz, eine **Abnahme der saisonalen Niederschlagsmengen für Sommer und Herbst**, eine Zunahme im Winter und für den Frühling tendenziell unveränderte Niederschlagsmengen bis 2050 ab. Diese Resultate unterscheiden sich zu den Niederschlagsprojektionen vor allem im Herbst, wobei im Vergleich zum Mittel der Periode 2021–2050 von einer deutlichen Zunahme der Niederschlagsmengen ausgegangen wird. Dieser Unterschied wirkt sich auch auf die Projektionen für die jährlichen Niederschlagsmengen aus: Im Gegensatz zu früheren Projektionen mit geringer werdenden Niederschlagsmengen (–5% für die Alpennordseite; Hänggi und Weingartner, 2011) konnten in den Projektionen für die Untersuchungsgebiete keine signifikanten Änderungen in den jährlichen Mengen festgestellt werden. Die hier verwendeten ENSEMBLES-Projektionen sind durch die Verwendung neuerer hochauflösender Klimamodelle im Vergleich zu früheren Berechnungen robuster. Die komplexe Topographie und die klimabeeinflussende geographische Lage der Alpen machen es jedoch weiterhin schwierig, die Niederschlagsentwicklung für Regionen in der Schweiz besser abzuschätzen.

Die veränderten klimatischen Bedingungen wirken sich auch direkt auf die hydrologischen Bedingungen in den Gebieten aus. So zeigen die Szenarien für 2021–2050 höhere Abflussmengen in den Herbst-, Winter- und Frühlingsmonaten gegenüber heutigen Verhältnissen. Das Abflussregime verändert sich signifikant. Im Vergleich zu anderen Resultaten unterscheiden sich die berechneten Jahresabflussmengen deutlich: Horton et al. (2005) untersuchten den Einfluss der Klimaänderung in elf alpinen Einzugsge-

bieten der Schweiz mit unterschiedlichen Vergletscherungsgraden. Für die Periode 2020–2049 und das Szenario «+1 °C» gegenüber den Verhältnissen der Jahre 1961–1990 wurden in allen Einzugsgebieten Abnahmen in den jährlichen Abflussmengen zwischen 5% und 15% (Mediane) projiziert. Basierend auf diesen Resultaten schätzte das Bundesamt für Energie eine Abnahme der gesamtschweizerischen Abflussmengen um rund 7% und somit indirekt auch eine Abnahme der hydroelektrischen Produktion um denselben Betrag (Energieperspektiven 2035; BFE, 2007). Zu dieser Aussage muss einerseits festgehalten werden, dass eine Hochrechnung der Abflussprojektionen nach Horton et al. (2005) auf die gesamte Schweiz problematisch ist, da nicht alle Einzugsgebiete der schweizerischen Wasserkraftwerke einen alpinen oder gar hochalpinen Charakter aufweisen. Andererseits entspricht die natürlich anfallende Wassermenge nicht zwingend der für die Wasserkraft nutzbaren bzw. fassbaren Menge.

Bei der Berechnung des Kraftwerksbetriebs KW Löntsch und KW Prättigau wurde angenommen, dass das zugrundeliegende Preismodell gleich den heutigen Verhältnissen ist. Die ist eine vereinfachte Annahme, da sich wahrscheinlich auch das Nachfragemuster in einem wärmeren Klima ändern würde. Die verwendete Methode erlaubt allerdings eine Differenzierung des Einflusses der Nachfrage (indirekt über den Strompreis) und des Angebots (indirekt durch die Nutzwassermenge). In weiteren Studien könnte die Anpassung des Preismodells an das projizierte Klima einen Mehrwert bringen. In den monatlich projizierten Produktions- und Umsatzmengen des KW Löntsch konnten Veränderungen festgestellt werden: Beide Grössen steigen an, insbesondere im Winter und den Monaten Oktober und November. Über das gesamte Jahr gesehen verlaufen die Zunahmen in der Produktion und dem Umsatz linear zu denjenigen in den Zuflussmengen. Erst bei sehr starken Veränderungen in den Zuflussmengen (mehr als +50% gegenüber 1998–2009) verhält sich der Umsatz nichtlinear. Bei tieferen Zuflussmengen berechnete das Modell ebenfalls einen linearen Zusammenhang zum Umsatz. Dies wäre nur realistisch, wenn der Strompreis stabil bleiben würde. Wahrscheinlicher ist, dass bei sinkendem Angebot der Preis ansteigt, was zu einer nichtlinearen Minderung des Umsatzes bei weniger Zufluss führen würde. Voraussetzung dafür wäre allerdings, dass sich das Angebot bzw. die Abflussmen-

gen schweiz- oder europaweit ändern müssten, um den Strompreis überhaupt beeinflussen zu können. Die projizierten Änderungen im Wasserdargebot infolge der verwendeten Klimaszenarien 2021–2050 wirken sich für die KW Prättigau im Winter signifikant aus, wobei eine Produktionssteigerung projiziert wird (+20% bis +40% im Vergleich zum Mittel 1976–2004). Diese Zunahme wird in jedem Falle als sehr wesentlich betrachtet, zumal es sich dabei mehrheitlich um hochwertige Energie handelt, welche in den Tagesstunden hoher Nachfrage erzeugt werden kann. Für die Sommerperiode werden bei allen verwendeten Szenarien gesamthaft nur unwesentliche Veränderungen projiziert. Eine Erhöhung von Fassungskapazitäten ist nicht angebracht, da die projizierten anfallenden Wassermengen problemlos weiter verarbeitet werden können.

Der Vergleich der Resultate verwandter Studien, in welchen der Einfluss der Klimaänderung mittels Modellkoppelung untersucht wurde, zeigt ein sehr unterschiedliches Bild: Schäfli et al. (2007) schätzten für das Speicherkraftwerk Mauvoisin eine Abnahme der Produktion für die Periode 2070–2099 gegenüber 1961–1990 um rund 36% ab. Im Vergleich zu den Untersuchungsgebieten ist das Einzugsgebiet des Mauvoisin Kraftwerks stark vergletschert (> 40%), und demnach stärker durch projizierte Abnahmen der Gletscher betroffen (vgl. Huss et al., 2008). Westaway (2000) schätzte für das benachbarte Speicherkraftwerk Grande Dixence indes eine Zunahme der Produktion um rund 26% für die Periode 2031–2060 ab (Referenzperiode 1961–1990). Dabei wurde neben den klimabedingten Veränderungen in den Zuflussmengen auch die Veränderung der Stromnachfrage berücksichtigt. Für den Rhein bis Felsberg berechneten Vischer und Bader (1999) bis 2050 und mit dem Szenario «+2 °C Sommer- und Wintertemperatur» und «±0% Sommer- und +10% Winterniederschlag» gegenüber der Referenzperiode 1962–1990 eine Abnahme der natürlichen Abflussmengen des Rheins um 5%. Für ein fiktives Laufkraftwerk bei Felsberg wurde allerdings eine Zunahme der Nutzwassermenge um denselben Betrag berechnet, da im Winter mehr Wasser genutzt werden kann und die Fassungskapazität im Sommer unter den vorgegebenen Klimaszenarien nicht unterschritten wird. Die Resultate anderer Studien, inklusive der vorliegenden, zeigen, dass eine Verallgemeinerung der Aussagen bezüglich der Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung schwierig ist.

Zum einen unterscheiden sich die Studien in Bezug auf die Klimaszenarien, Referenzperioden und projizierten Zeiträumen, zum anderen werden auch unterschiedliche Kraftwerkstypen untersucht. So kann die Klimaänderung bei einem Kraftwerk trotz niedrigeren Zuflussmengen höhere Umsätze bringen, entweder durch Mehrproduktion oder durch Veränderungen im Preis. Eine Abschätzung der Folgen der Klimaänderung auf die Stromproduktion durch die Wasserkraft muss demnach von Fall zu Fall untersucht werden.

## 6. Schlussfolgerungen

Unter den gegebenen Klimaszenarien für 2021–2050 wurde für das KW Löntsch eine leichte Produktions- (+2.6%) und Umsatzsteigerung (+3.2%) berechnet. Die Steigerungen konnten dabei durch ein verändertes monatliches Produktionsprofil erreicht werden. Für das KW Prättigau wurde ebenfalls eine Steigerung der Stromproduktion um 9.3% (Median aller verwendeten Projektionen) gegenüber der Referenzperiode 1976–2004 abgeschätzt. Diese Zunahme resultiert hauptsächlich aus einer Produktionssteigerung während dem Winter. Im Sommer nehmen die natürlichen Abflussmengen im Einzugsgebiet zwar ab, die Fassungskapazität der Kraftwerksgruppe wird aber nicht unterschritten, womit die Produktion im Sommer gleich bleiben wird.

Die Resultate können nicht auf die gesamte Schweiz oder gar auf Mitteleuropa verallgemeinert werden, vielmehr handelt es sich um einen lokalen Effekt bei bestimmten Kraftwerken an spezifischen Lagen. Für hydrologisch ähnliche Gebiete mit ähnlichen Kraftwerkstypen liefert die Studie Hinweise, wie ein sich änderndes Klima den Kraftwerksbetrieb beeinflussen könnte. Weitere Untersuchungen in anderen geographischen Regionen wären interessant, um ein Gesamtbild der Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung zu erhalten. Die Berücksichtigung der Veränderung der Stromnachfrage, und damit zusammenhängend des Preises, ist dabei wünschenswert.

### Danksagung

Die Studie ist Teil des Projektes Klimaänderung und Wasserkraftnutzung (SGHL und CHy, 2011), finanziert von Swisselectric Research und dem Eidgenössischen Bundesamt für Energie. Wir danken dem EU FP6 Projekt ENSEMBLES (Vertragsnummer 505539), der Meteoschweiz und dem Bundesamt für Umwelt für die Bereitstellung der Grundlagendaten. Für die



Fallstudie KW Löntsch wird TimeSteps GmbH für die Unterstützung und gute Zusammenarbeit gedankt. Für die Fallstudie KW Prättigau wird Repower gedankt, mit deren Genehmigung zur Verwendung der von AF-Colenco AG erarbeiteten Grundlagen die vorliegende Studie ermöglicht wurde.

#### Literatur

AF-Colenco AG, 2004: WABES, ein Programmsystem zur Wasserwirtschaftlichen Betriebssimulation von Kraftwerksstufen, Eigenentwicklung. Baden.

Blöchliger, L., Bollinger, T., Maurer, J. und Semadeni, M. 2004: An evaluation model for the marked-to-market value of hydropower plants. Proceedings of the 6th IAEE European Conference «Modelling in Energy Economics and Policy», ETH Zürich, 2./3. Sept. 2004, Zürich.

Bosshard, T., Kotlarski, S., Ewen, T., und Schär, C. 2011: Spectral representation of the annual cycle in the climate change signal, *Hydrol Earth Syst Sci*, 15, 2777–2788, doi:10.5194/hess-15-2777-2011

Bundesamt für Energie (BFE) 2007: Die Energieperspektiven 2035 - Band 1 Synthese. BFE, Bern.

Bundesamt für Statistik (BFS) 1997: Arealstatistik der Schweiz 1992/97. BFS, Bern.

Christensen, J.H., Carter, T.R. und Giorgi, F. 2002: PRUDENCE employs new methods to assess European Climate Change. *EOSTr* 82 (13), 147. doi:10.1029/2002EO000094.

Frei, C. 2004: Die Klimazukunft der Schweiz – Eine probabilistische Projektion. Zürich.

Hänggi, P. 2011: Auswirkungen der hydroklimatischen Variabilität auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Dissertation Universität Bern. Bern.

Hänggi, P. und Weingartner, R. 2011: Inter-an-

nual variability of runoff and climate within the Upper Rhine River basin, 1808–2007. *Hydrolog Sci J*, 56, 1, 34–50. doi: 10.1080/02626667.2010.536549

Hänggi, P., Bosshard, T., Angehrn, S., Helland, E., Rietmann, D., Schädler, B., Schneider, R. und Weingartner, R. 2011a: Einfluss der Klimaänderung auf die Stromproduktion des Wasserkraftwerks Löntsch 2021–2050. Fachbericht für die Synthese des Projektes Klimaänderung und Wasserkraftnutzung. Bern, Baden.

Hänggi, P., Bosshard, T., Job, D., Schädler, B. und Weingartner, R. 2011b: Einfluss der Klimaänderung auf die Stromproduktion der Wasserkraftwerke im Prättigau 2021–2050. Fachbericht für die Synthese des Projektes Klimaänderung und Wasserkraftnutzung. Bern, Baden.

Horton, P., Schäfli, B., Mezghani, A., Hingray, B. und Musy, A. 2005: Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes under A2 and B2 SRES emission scenarios for two future time periods. Bundesamt für Energie (BFE), Bern.

Huss, M., Farinotti, D., Bauder, A. und Funk, M. 2008: Modelling runoff from highly glaciated alpine drainage basins in a changing climate. *Hydrol Process* 22 (19), 3888–3902. doi:10.1002/hyp.7055.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2007: Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Genf.

Linden, P. v. d. und Mitchell, J. 2009: ENSEMBLES: Climate Change and its Impacts: Summary of research and results from the ENSEMBLES Project. FitzRoy Road, Exeter EX1 3PB, UK, S. 160.

Schäfli, B., Hingray, B. und Musy, A. 2007: Cli-

mate change and hydropower production in the Swiss Alps: quantification of potential impacts and related modelling uncertainties. *Hydrol Earth Syst Sc* (11), 1191–1205.

Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie (SGHL) und Hydrologische Kommission (CHy) (Hrsg.) 2011: Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung – Synthesebericht. Beiträge zur Hydrologie der Schweiz, Nr. 38, 28 S., Bern.

Vischer, D. und Bader, S. 1999: Einfluss der Klimaänderung auf die Wasserkraft. «Wasser Energie Luft» 91 (7/8), 149–152.

Viviroli, D., Zappa, M., Gurtz, J., Weingartner, R. 2009. An introduction to the hydrological modelling system PREVAH and its pre- and post-processing tools. *Environ Modell Softw*, 24 (10), 1209–1222. doi:10.1016/j.envsoft.2009.04.001

Westaway, R. 2000: Modelling the potential effects of climate change on the Grande Dixence hydro-electricity scheme, Switzerland. *J Chart Inst Water E* 14.3, 179–185.

Pascal Hänggi<sup>1</sup>, Sonja Angehrn<sup>2</sup>, Thomas Bosshard<sup>3</sup>, Eivind Helland<sup>2</sup>, Donat Job<sup>4</sup>, Daniel Rietmann<sup>2</sup>, Bruno Schädler<sup>1</sup>, Robert Schneider<sup>2</sup>, Rolf Weingartner<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Geographisches Institut und Oeschger-Zentrum für Klimaforschung, Universität Bern, Hallerstrasse 12, CH-3012 Bern  
pascal.haenggi@giub.unibe.ch

<sup>2</sup> Axpo AG, Parkstrasse 23, CH-5401 Baden

<sup>3</sup> Institut für Atmosphäre und Klima, ETH Zürich, Universitätstrasse 16 CHN, CH-8092 Zürich

<sup>4</sup> AF-Colenco AG

Täferstrasse 26, CH-5405 Baden

**Wenn Beton und Granit versagen,  
dann gibt es nur eines:  
Die unverwüstlichen Basalt-Platten von**

**GERBAS** Gerätehandel  
GmbH Basaltprodukte

Gerbas GmbH, Gerätehandel / Basaltprodukte,  
Grosssteinstrasse 36, 6438 Ibach  
Tel. 041 872 16 91, Fax 041 872 16 92, info@gerbas.ch,  
www.gerbas.ch

34072