



Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

Heft Nr. 6/2012–2013

Inhalt	Seite
6. Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden	289

Inhaltsverzeichnis

	Seite
A. Das Wesentliche in Kürze	289
1. Ausgangslage	289
2. Ziele	289
B. Ausgangslage	290
1. Grundlagen	290
1.1 Aufträge des Grossen Rates	290
1.2 Beratungen Augustsession 2011	291
1.2.1 Eintretensdebatte	291
1.2.2 Behandlung der Vorstösse	291
1.3 Energiepolitische Ziele und Strombericht 2000	293
1.3.1 Veränderungen seit den energiepolitischen Zielen und dem Bericht 2000	294
1.3.2 Beurteilung der Zielerreichung aus heutiger Sicht	295
1.4 Regierungsprogramme 2009–2012 und 2013–2016	295
1.5 Fazit	295
2. Abgrenzung Energie und Strom	296
3. Elektrizitätswirtschaftliches Umfeld	297
3.1 Entwicklungen in der Europäischen Union	297
3.1.1 Generell	297
3.1.2 Verhandlungen Schweiz–EU	297
3.2 Entwicklungen in der Schweiz	298
3.2.1 Grundsätze	298
3.2.2 Regelungen im Bereich Netze	298
3.2.3 Netzebenen	298
3.2.4 Geplante Weiterentwicklung des Stromversorgungsgesetzes	299
3.2.5 Elektrizitätsversorgung in der Schweiz	300
3.3 Gewässerschutz	300
3.3.1 Restwassersanierung	300
3.2.2 Teilrevision des Gewässerschutzgesetzes von 2009	300
3.4 Kostendeckende Einspeisevergütung	300
3.5 Energiestrategie 2050 des Bundesrats	301
3.5.1 Szenarien des Bundes	301
3.5.2 Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien, insbesondere Wasserkraft	302
3.5.3 Energieeffizienz	304
3.6 Energiesessionen des eidgenössischen Parlaments	304
3.7 Energiepolitik der Konferenz Kantonalen Energiedirektoren	305
3.8 Verlagerung der Kompetenzen bei der Gewässerhoheit	306
3.9 Beurteilung aus Sicht Graubündens	306
4. Elektrizitätswirtschaftliches Umfeld Graubünden	307
4.1 Rechtliche Grundlagen	307
4.2 Stromproduktion in Graubünden	307
4.2.1 Gesamtstatistik	307
4.2.2 Grosswasserkraft	308
4.2.3 Kleinwasserkraft	308
4.2.4 Photovoltaik (PV)	308
4.2.5 Windenergie	309
4.2.6 Biomasse	309
4.2.7 Wärmekraftkopplung	309
4.3 Stromverbrauch in Graubünden	310
4.4 Stromhandel in Graubünden	310
4.5 Realisierte und geplante Projekte zur Stromerzeugung	312
4.5.1 Wasserkraft generell	312
4.5.2 Pumpspeicherwerke	315
4.5.3 Übrige Projekte zur Stromproduktion	315
4.6 Umsetzung Gewässerschutzgesetz	316
4.6.1 Restwassersanierung	316
4.6.2 Umsetzung neue Vollzugsaufgaben gemäss Gewässerschutzgesetz	316
4.7 Stromnetze	316
4.7.1 Überblick	316
4.7.2 Kantonales Stromversorgungsgesetz (Bezeichnung der Netzgebiete)	317

4.8	Netznutzungstarife	318
5.	Volkswirtschaftliches Umfeld	319
5.1	Beteiligungen des Kantons	319
5.2	Grischelectra AG	320
5.3	Repower AG	321
5.4	Volkswirtschaftliche Bedeutung	322
5.4.1	Wasserkraft	322
5.4.2	Neue erneuerbare Energien	324
5.5	Partnerwerkbesteuerung	324
5.6	Energieintensive Industrieunternehmen	324
6.	Heimfall und Neukonzessionierungen	326
6.1	Ausgangslage	326
6.2	Gesetzliche Grundlagen	326
6.3	Varianten von Konzessionsänderungen oder Konzessionserneuerungen	327
6.4	Ordentlicher Heimfall	328
6.4.1	Übersicht	328
6.4.2	Einbezug des bisherigen Konzessionärs	329
6.4.3	Eigennutzung	329
6.4.4	Einbezug eines Dritten	330
6.5	Vorzeitiger Heimfall	330
6.5.1	Vorzeitige Konzessionserneuerung	330
6.5.2	Harmonisierung laufender Konzessionen	331
6.6	SWOT-Analyse Heimfall	332
6.7	Rückkauf	332
6.8	Konzessionsende der Wasserrechtsverleihungen	333
6.9	Bisherige Heimfälle bzw. Rückkauf	334
6.10	Aktuelle und künftige Heimfälle	334
6.11	Bisherige Politik bei Heimfällen und Neukonzessionierungen	334
6.12	Ausschreibung von Wasserrechtsverleihungen	335
7.	Strategien und Ziele anderer Kantone	335
7.1	Aargau	335
7.2	Bern	336
7.3	Glarus	337
7.4	Obwalden	337
7.5	Tessin	338
7.6	Uri	338
7.7	Wallis	339
7.8	Schwyz	339
7.9	Schlussfolgerungen aus Sicht Graubündens	341
C.	Potenziale und Handlungsmöglichkeiten	342
1.	Zusätzliche Stromproduktion	342
1.1	Strom-Produktionsziele des Bundes	342
1.2	Grosswasserkraft	343
1.3	Kleinwasserkraft	344
1.4	Neue erneuerbare Energien	345
1.4.1	Generelle Einschätzungen	345
1.4.2	Photovoltaik (PV)	347
1.4.3	Windenergie	348
1.4.4	Tiefe Geothermie	349
1.4.5	Biomasse	349
1.4.6	Weitere erneuerbare Energieträger	350
1.5	Wärmeerkraftkopplung (WKK)	351
1.6	Zusammenfassung	351
2.	Förderung von erneuerbaren Energien	352
2.1	Unterstützung von Projekten	352
2.2	Beteiligung an Anlagen	352
2.3	Steuerliche Handhabung bei PV-Anlagen	352
3.	Umsetzung der Umweltgesetzgebung	353
3.1	Restwassersanierungen	353
3.2	Neukonzessionierungen	353
3.3	Änderungen des Gewässerschutzgesetzes von 2009	354
4.	Wertschöpfung aus der Stromproduktion	354
4.1	Energiebeteiligungen	354

4.2	Stromhandel	355
4.3	Pumpspeicherwerke	355
4.4	Besteuerung	355
4.5	Energieintensive Industrieunternehmungen	356
5.	Heimfall	356
5.1	Heimfall ausüben	357
5.2	Neukonzessionierung mit Beteiligung des Gemeinwesens	357
5.3	Vorzeitiger Heimfall	358
5.4	Verkauf und Neukonzessionierung ohne Beteiligung des Gemeinwesens	359
5.5	Koordination zwischen Gemeinden und Kanton	360
6.	Netze	360
6.1	Netzgesellschaft Graubünden (Ebenen 2 bis 4)	360
6.2	Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Ebenen 5 bis 7)	361
7.	Stromeffizienz	361
7.1	Grundlagen	361
7.1.1	Sparziele des Bundes	361
7.1.2	Preiselastizität beim Strom	361
7.1.3	Verhaltensweisen	362
7.2	Haustechnik	362
7.2.1	Elektroheizungen	362
7.2.2	Elektroboiler	363
7.2.3	Betriebsoptimierung und Sanierung haustechnischer Anlagen in Hochbauten	363
7.2.4	Umwälzpumpen	364
7.2.5	Haushaltgeräte	364
7.3	Industrie und Gewerbe	364
7.3.1	Nutzungsgradverbesserungen	364
7.3.2	Öffentlicher Verkehr/Rhätische Bahn	365
7.4	Lenkungsmassnahmen	365
7.4.1	Generelle Erhöhung der Strompreise	365
7.4.2	Verbrauchs-dämpfende Tarifmodelle	365
7.4.3	Leistungsaufträge	365
7.5	Vorbildfunktion und Nachahmereffekte	366
7.5.1	Vorbildfunktion des Kantons	366
7.5.2	Förderung vorbildlicher Leistungen im Bereich Energieeffizienz	366
7.5.3	Information, Beratung und Schulung	366
8.	Cleantech	367
9.	Rechtlicher Rahmen für neue erneuerbare Energien sowie für die thermische Grundwassernutzung	368
9.1	Typisierung der energetischen Nutzungen	368
9.2	Grundsätze zu den Verfahren	369
9.3	Windenergieanlagen	369
9.3.1	Typisierung von Windenergieanlagen, Auswirkungen und Beeinträchtigungen	369
9.3.2	Bewilligungsvoraussetzungen und Bewilligungsverfahren	370
9.3.3	Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten	371
9.4	Photovoltaik	372
9.4.1	Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen	372
9.4.2	Bewilligungsvoraussetzungen und Bewilligungsverfahren	372
9.4.3	Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten	373
9.5	Thermische Grundwassernutzung	373
9.5.1	Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen	373
9.5.2	Nutzungsvoraussetzungen und Verfahren	374
9.5.3	Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten	374
9.6	Geothermie	375
9.6.1	Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen	375
9.6.2	Nutzungsvoraussetzungen und Verfahren	375
9.6.3	Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten	376
9.7	Fazit	376
D.	Schwerpunkt Wasserkraftnutzung	377
1.	Schlussfolgerungen zur Auslegeordnung	377
2.	Die Vorteile der Stromproduktion aus Wasserkraft	379
2.1	Speicherbarkeit und Regulierbarkeit	379
2.2	Ausgereifte Technologie mit hohem Wirkungsgrad	379

2.3	Erneuerbare (CO ₂ -freie) und einheimische Energie	380
2.4	Wettbewerbsfähigkeit	380
3.	Wertschöpfung	381
4.	Mögliche Risiken der Wasserkraft	381
4.1	Investitionsrisiken	382
4.2	Marktrisiken	382
4.3	Fazit	383
5.	SWOT-Analyse der Wasserkraft	384
6.	Heimfall	385
7.	Partnerschaften	386
7.1	Gemeinden und Kanton	386
7.2	Elektrizitätswirtschaft	387
E.	Strategie und Ziele	388
1.	Übersicht Wertschöpfungskette Strom	388
2.	Strategie	388
3.	Ziele	389
3.1	Wasserkraftproduktion aus grossen Werken	389
3.2	Produktion aus neuen erneuerbaren Energien, kleinen Wasserkraftwerken und Wärmekraftkopplung	389
3.3	Handel und Vertrieb	389
3.4	Stromnetze/Versorgungssicherheit	389
3.5	Effizienz im Strombereich	389
3.6	Heimfall und Neukonzessionierung	389
3.7	Partnerwerkbesteuerung	390
3.8	Energieintensive Industrieunternehmungen	390
3.9	Cleantech	390
F.	Anträge	390
G.	Anhänge	391
Anhang 1	391
Anhang 2	392
Anhang 3	393
Anhang 4	394
Anhang 5	395
Anhang 6	397
Anhang 7	398
Anhang 8	400

Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

6.

Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden

Chur, 5. Juni 2012

Sehr geehrter Herr Landespräsident
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir unterbreiten Ihnen den Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden. Gestützt auf eine breite Auslegeordnung über die aktuelle Situation der Strompolitik im Generellen und den Heimfall im Speziellen werden der Handlungsbedarf, die Strategien und die Ziele dargelegt.

A. Das Wesentliche in Kürze

1. Ausgangslage

Der in der Grossratssession vom Februar 2011 eingereichte Auftrag Heiz fordert von der Regierung, möglichst rasch einen umfassenden Bericht zur gegenwärtigen und künftigen Lage in Sachen elektrische Energie sowie zur Position des Kantons Graubünden in diesem volkswirtschaftlich äusserst wichtigen Sektor vorzulegen. Der Auftrag Augustin vom April 2011 verlangt von der Regierung baldmöglichst einen Bericht zur künftigen Strategie betreffend Heimfälle von Wasserkraftwerken im Kanton.

Die Regierung hat es für sinnvoll und zweckmässig erachtet, die beiden Aufträge in einem gesamthaften Bericht zu behandeln. Auch sie vertritt die Auffassung, dass sich das Umfeld und die Herausforderungen in der bündnerischen Strompolitik seit dem letzten umfassenden Bericht im Jahre 2000 wesentlich verändert haben. Die tragischen Ereignisse in Japan, der für die Schweiz beschlossene schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie, das Inkrafttreten der eidgenössischen und kantonalen Stromversorgungsgesetzgebung, die Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung und die laufenden Verhandlungen der Schweiz mit der Europäischen Union im Bereich der Elektrizität haben in den letzten zehn Jahren neue Rahmenbedingungen geschaffen, die eine breite Auslegeordnung im Bereich der Elektrizität und eine erneute Standortbestimmung erfordern.

Im vorliegenden Bericht zur Strompolitik Graubündens werden die eingetretenen Veränderungen, die Potenziale und Handlungsmöglichkeiten im Bereich Elektrizität beschrieben sowie die energiepolitischen Ziele aufgezeigt. Die Wasserkraft, welcher mengenmässig, aber auch volkswirtschaftlich eine überragende Bedeutung für die Stromproduktion Graubündens zukommt, wird ihrer Bedeutung entsprechend vertieft behandelt. Insbesondere das Thema Heimfall wird speziell betrachtet. Mit dem Bericht wird aufgezeigt, dass sich die bisherige Politik im Strombereich grundsätzlich bewährt hat. Darauf aufbauend sind die energiepolitischen Ziele, welche dem geänderten Umfeld Rechnung tragen, aktualisiert und neu formuliert worden.

2. Ziele

Ziel des Berichts ist, in Erfüllung der beiden genannten Aufträge eine breite Diskussionsgrundlage für den Grossen Rat zu liefern, anhand welcher die Strategien und Ziele der künftigen

Strompolitik definiert werden sollen. Die Auslegeordnung soll aber auch einer breiteren Bewusstseinsbildung über diesen volkswirtschaftlich wichtigen Bereich Graubündens dienen und eine Grundlage für eine Stärkung Graubündens im Strombereich liefern.

Die Ziele der Regierung sehen vor, die zentrale Bedeutung, welcher der Wasserkraft zukommt, zu stärken. Die Stromproduktion aus der Grosswasserkraft soll dabei um 860 GWh/Jahr erhöht werden, und der Kanton soll in Koordination mit den Gemeinden im Rahmen von Konzessionierungen sein Recht auf Beteiligungen möglichst konsequent ausüben. Neben der Wasserkraft soll auch die Stromproduktion aus den neuen erneuerbaren Energien und aus der Kleinwasserkraft (< 10 MW) um 600 GWh/Jahr erhöht werden.

Die Beteiligungen des Kantons an der Repower AG und der Grischelectra AG sollen auch künftig gehalten werden. Daneben ist der Kanton auch für neue Partnerschaften und neue Instrumente offen.

Eine sichere Stromversorgung mit einer ausreichenden Menge an Elektrizität in der erforderlichen Qualität bleibt zentral. Im Übertragungs- und Verteilnetzbereich soll die Anzahl der Betreiber wesentlich reduziert werden.

Effizienzmassnahmen im Strombereich erhalten künftig eine grössere Bedeutung, damit der Stromverbrauch in Graubünden langfristig stabilisiert werden kann.

Im Zusammenhang mit vorzeitigen und ordentlichen Heimfällen soll unter Berücksichtigung der konkreten Verhältnisse des jeweiligen Einzelfalls eine massgeschneiderte, optimale Lösung angestrebt werden. Dabei sollen die Gemeinden und der Kanton vom Recht auf Ausübung des Heimfalls zur Erhöhung der Wertschöpfung aus der Wasserkraft möglichst konsequent und koordiniert Gebrauch machen. Der Kanton soll sich mit einem gegenüber heute erhöhten Anteil an den Kraftwerkgesellschaften im Rahmen des Heimfalls beteiligen. Das Fälligkeitsprofil der heimfallenden Kraftwerke soll durch die Begünstigung vorzeitiger Neukonzessionierungen geglättet werden.

B. Ausgangslage

1. Grundlagen

1.1 Aufträge des Grossen Rates

Der **Auftrag Heiz** (Anhang 1), der in der Session des Grossen Rates vom Februar 2011 eingereicht wurde, fordert von der Regierung, dem Grossen Rat so rasch als möglich einen umfassenden Bericht zur heutigen und zur erwarteten Lage in Sachen elektrische Energie sowie zur Position des Kantons Graubünden in diesem volkswirtschaftlich äusserst wichtigen Sektor zu präsentieren. Im entsprechenden Bericht solle dargelegt werden, ob aufgrund des veränderten Umfelds punktuell Anpassungen an den strategischen Zielen der bündnerischen Strompolitik und zusätzliche bzw. andere Massnahmen notwendig seien.

Der **Auftrag Augustin** (Anhang 3), der in der Aprilsession 2011 eingereicht wurde, verlangt von der Regierung, dem Grossen Rat baldmöglichst einen Bericht zur künftigen Strategie betreffend Heimfälle von Wasserkraftwerken im Kanton Graubünden zur Diskussion zu unterbreiten. Dieser Bericht solle sowohl die Interessenslage des Kantons als auch jene der Gemeinden detailliert darlegen und auch mögliche Szenarien im Sinne von Varianten bzw. Alternativen aufzeigen.

Mit Beschluss vom 29. März 2011, Prot. Nr. 275 (Anhang 2) bzw. vom 5. Juli 2011, Prot. Nr. 637 (Anhang 4) erklärte sich die Regierung bereit, die oben genannten Aufträge entgegen zu nehmen und in einem Bericht zu behandeln. In ihrer Antwort zum Auftrag Heiz hielt sie fest, sie teile die Auffassung, wonach sich das Umfeld und die Herausforderungen in der bündnerischen Strompolitik seit dem letzten umfassenden Bericht im Jahre 2000 wesentlich verändert hätten. Die tragische Katastrophe in Japan (Fukushima), das Inkrafttreten des eidgenössischen Stromversorgungsgesetzes (StromVG; SR 734.7) sowie die kantonale Anschlussgesetzgebung, die CO₂-Problematik, der Aufschwung der erneuerbaren Energien, das Potenzial im Stromhandel, die neue nationale Netzgesellschaft, aber auch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und die laufenden Verhandlungen der Schweiz mit der Europäischen Union (EU) im Bereich der Elektrizität hätten in

den letzten zehn Jahren neue Rahmenbedingungen geschaffen, die eine breite Auslegeordnung im Bereich der Elektrizität und eine erneute Standortbestimmung erforderten. Im Weiteren stellte die Regierung betreffend den Auftrag Augustin fest, mit den bevorstehenden Heimfällen gelte es, die Wertschöpfung für die Gemeinden und den Kanton zu erhöhen und die Chancen für eine Neuordnung des Geschäftsmodells Wasserkraft gesamtheitlich zu nutzen. Aus diesem Grund solle die Heimfallthematik als wichtiger Teil der bündnerischen Strompolitik in den oben genannten Bericht integriert werden.

1.2 Beratungen Augustsession 2011

In der Aprilsession 2011 des Grossen Rates, die kurz nach dem atomaren Unglück in Japan stattfand, wurden insgesamt 15 Vorstösse zum Thema Energie eingereicht. Die Behandlung dieser Vorstösse sowie des oben genannten Auftrags Heiz erfolgte in der Augustsession 2011. Auf Antrag der Präsidentenkonferenz entschied der Grosse Rat, eine organisierte Debatte gemäss Art. 58 der Geschäftsordnung des Grossen Rates (GGO; BR 170.140) zu führen.

1.2.1 Eintretensdebatte

Das atomare Unglück in Japan und die damit verbundene Absicht des Bundesrats, keine neuen Kernkraftwerke mehr in der Schweiz zu bauen, waren in den Voten allgegenwärtig. Niemand sprach sich gegen den Ausstieg aus. Umstritten war hingegen die Frage, wie bzw. wie rasch, auf die veränderten Rahmenbedingungen zu reagieren sei.

Als zentrale Zielsetzung und Herausforderung wurde generell eine sichere, bezahlbare und umweltgerechte Energieversorgung hervorgehoben. Verschiedene Rednerinnen und Redner unterstrichen die grosse Bedeutung der Wasserkraft für Graubünden. Diese solle, wo wirtschaftlich sinnvoll und ökologisch vertretbar, rasch ausgebaut werden. Prioritär seien die bestehenden Werke zu erweitern. Die Stromproduktion aus anderen erneuerbaren Energien solle ebenfalls weiterverfolgt werden, sofern die Anlagen wirtschaftlich und ökologisch erstellt sowie betrieben werden könnten. Auf andere Interessen, wie beispielsweise den Tourismus, solle Rücksicht genommen werden. Insbesondere der Tiefengeothermie wurde eine grosse Bedeutung zugemessen. Zudem solle die Forschung im Bereich der erneuerbaren Energien und generell im Bereich Cleantech verstärkt werden.

Grundsätzlich unbestritten blieb auch das Postulat, wonach Energie sparsam und effizient zu verbrauchen sei. Dabei solle das neue kantonale Energiegesetz konsequent umgesetzt werden.

1.2.2 Behandlung der Vorstösse

Der **Fraktionsauftrag BDP betreffend Durchführung einer Sondersession zur Energiezukunft Graubündens** (GRP 2010/2011, 670; GRP 2011/2012, 7, 61) wurde vom Grossen Rat überwiesen und gleichzeitig abgeschrieben, weil mit der Durchführung der Energiedebatte diesem Anliegen Rechnung getragen wurde.

Den **Fraktionsauftrag SP betreffend Einberufung einer Bündner Energiekonferenz** (GRP 2010/2011, 661; GRP 2011/2012, 8, 62) lehnte der Grosse Rat ab. Eine deutliche Mehrheit war der Ansicht, dass eine eigenständige Energiekonferenz keinen zusätzlichen Mehrnutzen bringe. Der von der Regierung in Aussicht gestellte Bericht zur Strompolitik werde dem Parlament die Gelegenheit geben, einlässlich über grundsätzliche Fragen zu diskutieren und daraus die richtig erachteten Strategien abzuleiten.

Der **Auftrag Heiz betreffend Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik** (GRP 2010/2011, 502; GRP 2011/2012, 9, 69) wurde einstimmig überwiesen. Verschiedene Redner vertraten dabei die Meinung, dass sich der von der Regierung zu verfassende Bericht nicht einzig auf die Stromproduktion beziehen dürfe, sondern dass die Auslegeordnung breiter zu fassen sei.

Ebenfalls einstimmig überwies der Grosse Rat den **Auftrag Augustin betreffend Heimfallstrategie** (GRP 2010/2011, 673; GRP 2011/2012, 9, 78). Unbestritten blieb dabei die Forderung, wonach im Zuge der Heimfälle die Wertschöpfung für Kanton und Gemeinden zu steigern sei. Während einzelne Redner zwingend am Modell der Partnerwerke festhalten wollten, forderten andere, dass auch eine gänzliche Übernahme der Kraftwerke durch Gemeinden und Kanton ins Auge gefasst werden solle. Nach Meinung des Erstunterzeichners seien zudem mindestens drei unterschiedliche Strategien zu präsentieren und zu bewerten, damit eine breite Diskussion ermöglicht werde.

Die Überweisung des **Fraktionsauftrags SP betreffend Schaffung eines Bündner Energiefonds aus dem Rechnungsabschluss 2010 des Kantons Graubünden** (GRP 2010/2011, 662; GRP 2011/2012, 9, 85) lehnte der Grosse Rat ab. Eine Mehrheit vertrat die Meinung, dass die Bestimmungsfreiheit des Grossen Rates durch die Einrichtung eines Fonds unnötig eingeschränkt würde.

Zur Anfrage Florin-Caluori betreffend Energiezukunft des Kantons Graubünden (GRP 2010/2011, 676; GRP 2011/2012, 10, 88) wurde keine separate Diskussion geführt, da sich die Regierung in ihrer Antwort bereit erklärt hatte, die entsprechenden Anliegen im zu erstellenden Bericht aufzunehmen.

Das Anliegen der **Fraktionsanfrage SP betreffend Einführung eines «Bündner Energierappens»** (GRP 2010/2011, 663; GRP 2011/2012, 10, 88) fand nach einlässlicher, kontrovers geführter Diskussion offensichtlich keine Zustimmung aus der Ratsmitte. Die Befürworter eines Energierappens strichen insbesondere die Möglichkeiten hervor, mit den zusätzlichen Mitteln noch mehr Massnahmen zur Einsparung von Energie und zur Förderung von erneuerbaren Energien ergreifen zu können. Die Gegner stellten sich auf den Standpunkt, dass mit den bestehenden Förderprogrammen bereits viele Ziele erreicht werden könnten und ein erneutes Vorbringen dieses Anliegens folglich wenig Sinn mache. Die Bevölkerung und die Wirtschaft Graubündens sollten nicht mit zusätzlichen Abgaben belastet werden.

Der **Fraktionsauftrag BDP betreffend Inventar über verhinderte Kraftwerkprojekte im Bereich erneuerbare Energien** (GRP 2010/2011, 670; GRP 2011/2012, 12, 97) wurde vom Grossen Rat auch trotz nachträglich abgeänderter Form abgelehnt. Eine Mehrheit war der Meinung, dass eine Inventarliste über nicht realisierte Projekte im Kanton kaum Aufschlüsse darüber geben könne, welche Projekte zukünftig zu verfolgen seien. Dafür hätten sich die Rahmenbedingungen in den letzten Jahren zu sehr geändert.

Auch der **Fraktionsauftrag BDP betreffend 10-jähriges Moratorium für Restwassersanierungen von Schweizer Wasserkraftwerken** (GRP 2010/2011, 669; GRP 2011/2012, 12, 102) wurde vom Grossen Rat abgelehnt. Die Einsicht, dass ein solches Moratorium nicht in die Entscheidungskompetenz des Kantons fällt, setzte sich knapp durch, ebenso wie die Meinung, wonach der seit Jahren bestehende bundesrechtliche Auftrag zur Restwassersanierung aus Gleichbehandlungsgründen fristgerecht auszuführen sei. Die Befürworter des Auftrags hatten insbesondere damit argumentiert, dass nicht einerseits der Ausbau der Wasserkraft propagiert und andererseits die Produktion aus Wasserkraft eingeschränkt werden könne.

Die Überweisung des **Auftrags Kasper betreffend Photovoltaikanlage beim Neubau Grossviehstall LBBZ Plantahof** (GRP 2010/2011, 671; GRP 2011/2012, 12, 106) wurde vom Grossen Rat abgelehnt. Die Mehrheit folgte dem Argument der Regierung, dass zwar der Kanton seine Dachflächen für PV-Anlagen zur Verfügung stellen, aber nicht selber solche bauen und betreiben solle.

Der **Auftrag Kappeler betreffend Energie-Optimierungspotenziale Abwasser- und Abfallentsorgung sowie Wasserversorgung** (GRP 2010/2011, 670; GRP 2011/2012, 108) wurde vom Erstunterzeichner unter Zustimmung der Mehrheit der Mitunterzeichner zurückgezogen, da die Absicht und die Ziele des Auftrags zwischenzeitlich grossmehrheitlich erfüllt worden seien.

Mit Bezug auf die **Anfrage Righetti betreffend Förderung alternativer Energien in Graubünden, insbesondere neuer Wasserkraftbauten** (GRP 2010/2011, 674; GRP 2011/2012, 12, 109), bestätigte die Regierung, die Optimierung und den Ausbau bestehender Wasserkraftwerke favorisieren zu wollen. Andererseits sei man auch gegenüber einem allfälligen Kraftwerksprojekt Curciosa offen, sofern eine Realisierung erneut in Erwägung gezogen werde.

Die Antwort der Regierung auf die **Fraktionsanfrage SP betreffend die Nutzung von Lawi-nenverbauungen als Träger von Solaranlagen zur Stromgewinnung** (GRP 2010/2011, 663; GRP 2011/2012, 13, 110), wonach der Kanton solchen Entwicklungen positiv gegenüber stehe, wurde mit Befriedigung zur Kenntnis genommen.

Auch die **Anfrage Kunz (Fläsch) betreffend Windenergie Standorte** (GRP 2010/2011, 675; GRP 2011/2012, 13, 111) wurde aufgrund der Ausführungen der Regierung, dass der konzentrier-ten Realisierung gegenüber verstreuten Einzelanlagen der Vorzug gegeben werden solle, zustim-mend zur Kenntnis genommen.

Der **Auftrag Casty betreffend Anreizsystem für Solarwärme und Energieeffizienz in der öffentlichen Beleuchtung** (GRP 2010/2011, 673; GRP 2011/2012, 112) wurde unter Verweis auf die Antwort der Regierung zurückgezogen. Diese hatte ausgeführt, dass die Einführung eines Anreizsystems für thermische Solaranlagen bereits umgesetzt sei und andererseits der Entscheid über den Einsatz von LED der öffentlichen Strassenbeleuchtung eine hoheitliche Aufgabe der Ge-meinden darstelle.

Der **Auftrag Kollegger (Chur) betreffend Energieeffizienz in der kantonalen Verwal-tung** (GRP 2010/2011, 672; GRP 2011/2012, 13, 113) wurde schliesslich im Sinne der Antwort der Regierung überwiesen, soweit die Anliegen nicht bereits erfüllt waren oder in Realisierung standen.

1.3 Energiepolitische Ziele und Strombericht 2000

Am 10. Januar 2000 verabschiedete die Regierung letztmals ihre energiepolitischen Ziele für den Kanton Graubünden. Aufgrund der damaligen Rahmenbedingungen und Einschätzungen hatte sie im Wesentlichen folgende Handlungsfelder und Stossrichtungen im Elektrizitätsbereich definiert (Anhang 5):

- Die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftnutzung ist langfristig zu erhalten: Der Bestand der bestehenden Anlagen sowie deren Optimierung ist zu sichern, und der energiewirtschaftlich sinnvolle und umweltmässig verantwortbare Weiterausbau der Wasserkräfte ist zu fördern.
- Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der einheimischen Wasserkraftgesellschaften ist zu fes-tigen: Durch die Förderung von Zusammenschlüssen von Unternehmungen und Rationalisie-rungen sollen die Erträge aus der Wasserkraftnutzung erhalten oder gar gesteigert werden.
- Eine sichere Stromversorgung ist zentral: Die Konsumenten im Kanton sind genügend, sicher und kostengünstig mit Energie zu versorgen.
- Der Service Public bei der Stromversorgung ist zu erhalten: Durch entsprechende Regelungen auf kantonaler Ebene soll der Service Public aufrechterhalten werden. Insbesondere sollen Zusammenschlüsse von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) im Hinblick auf die Markt-öffnung gefördert werden.

Diese energiepolitischen Ziele bildeten einen substanziellen Teil der Botschaft der Regierung an den Grossen Rat (Heft Nr. 8/1999–2000, S. 843) «Bericht über die Auswirkungen der Strom-marktliberalisierung auf den Kanton Graubünden». Diesem Bericht lagen folgende Rahmenbedin-gungen und Einschätzungen zu Grunde:

- Die Strompreise waren aufgrund der stagnierenden Wirtschaft und der Überkapazitäten im Be-reich der Stromproduktion sehr tief.
- Es wurde mit mittelfristig sinkenden und erst langfristig mit steigenden Strompreisen gerechnet.
- Aufgrund der tiefen Strompreise ging man davon aus, dass über längere Zeit keine Investitio-nen in Neu- oder Ausbauprojekte von Wasserkraftwerken erfolgen würden. Einige Projekte waren in den Jahren zuvor sistiert oder zurückgezogen worden.
- Dennoch wurden die Zukunftschancen der Wasserkraft bereits damals als intakt beurteilt, ins-besondere aufgrund ihrer verhältnismässig geringen ökologischen Belastung.
- Betreffend die Realisierung von Heimfällen ging man davon aus, dass solche Vorhaben auf-grund der finanziellen Risiken für die Gemeinden und den Kanton kaum ausgeübt werden könnten.

- Über das damalige Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) war noch nicht abgestimmt worden. Allgemein wurde damit gerechnet, dass dieses eingeführt würde. Das Schweizer Stimmvolk lehnte jedoch die Vorlage ab.
- Mit der Einführung des EMG hätte man erwarten können, dass der Kostendruck auf die EVU steigen würde und bei der Netznutzung grosse Preisunterschiede entstehen könnten.
- Aufgrund der damaligen Erfahrungen in anderen Kantonen ging man auch in Graubünden davon aus, dass die Strombranche durch Erlass des EMG vor einschneidenden Strukturberichtigungen gestellt würde.
- Die Netzkapazitäten in Graubünden als auch über die Kantonsgrenze hinaus wurden als ausreichend beurteilt.

1.3.1 Veränderungen seit den energiepolitischen Zielen und dem Bericht 2000

Die Rahmenbedingungen haben sich seit dem Jahr 2000 in verschiedener Hinsicht fundamental geändert. Die Marktpreise für Strom sind rascher und stärker angestiegen als dies damals prognostiziert wurde. Das Interesse an der Wasserkraft hat markant zugenommen und die seither getätigten Investitionen zur Bestandessicherung bzw. Optimierung bestehender Wasserkraftwerke sind deutlich gestiegen. Von unrentablen Wasserkraftwerken oder gar von damals befürchteten nichtamortisierbaren Investitionen bei Wasserkraftwerken (NAI) ist keine Rede mehr. Mehrere Grossprojekte sind heute in Planung (Pumpspeicherkraftwerk im oberen Puschlav, Kraftwerksprojekt Küblis-Chlus-Rhein, Überleitung Lugnez), welche mit Investitionen in Milliardenhöhe verbunden sind. Schliesslich hat auch der Stromhandel in den letzten Jahren deutlich an Volumen zugenommen, und die sich daraus ergebenden Ertragschancen sind ebenfalls gestiegen.

Einerseits durch die vom Bund festgelegten CO₂-Reduktionsziele und andererseits durch den kürzlich beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie sind heute die erneuerbaren Energien sehr gefragt. Die KEV führt dazu, dass auch kleine und kleinste Wasserkraftanlagen gewinnbringend gebaut und betrieben werden können. Gemäss dem Bundesamt für Energie (BFE) wurden bisher 123 Wasserkraftprojekte allein aus Graubünden angemeldet (Stand 15. Dezember 2011; Doppelmeldungen sind nicht auszuschliessen), wobei es sich bei 70 Projekten um Trinkwasserkraftwerke handelt.

Mit Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über die Stromversorgung (StromVG; SR 734.7) am 15. Juli 2007/1. Januar 2008 wurden die Fragen der Netzzugehörigkeiten sowie die Höhe der anrechenbaren Kosten neu geregelt. Das StromVG ermöglicht allen Energieversorgungsunternehmen (EVU), die effektiven Kosten des Stromnetzes den Kunden weiter zu verrechnen, so dass zumindest bis heute der befürchtete Kostendruck auf die Unternehmen nicht eingetroffen ist. Auch kleinere EVU konnten sich im geänderten Marktumfeld behaupten. Hingegen hat das StromVG zu einer Mehrbelastung der Endkonsumenten geführt, wobei die peripheren und eher dünn besiedelten Gebiete mit ihren weit verzweigten Netzen oft überproportionale Mehrkosten zu tragen haben. Ausnahmen finden sich in Graubünden in jenen Gemeinden, wo dank besonderer Leistungen aus Wasserrechtskonzessionen (z. B. Abgabe von Konzessionsenergie zu vertraglich vereinbarten festen Preisen ab Ortstransformatorenstation) die Netznutzungsgebühren wesentlich tiefer ausfallen, weil in diesen Fällen diese Kosten durch den Konzessionär zu tragen sind.

Die Versorgungssicherheit mit Strom ist nicht mehr nur durch die Gemeinden zu gewährleisten, sondern zu einem grossen Teil durch die Netzbetreiber zu erfüllen. Die umfassenden Systemdienstleistungen auf internationaler, nationaler und überregionaler Ebene werden durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid und durch die überliegenden Netzbetreiber wahrgenommen. Für die Versorgungssicherheit auf lokaler und regionaler Ebene sind jedoch weiterhin die regionalen und lokalen Verteilnetzbetreiber (z. B. Gemeindewerke) verantwortlich.

Das Stromversorgungsgesetz des Kantons Graubünden (StromVG GR; BR 812.100) ist am 1. September 2009 als Anschlussgesetzgebung zum Bundesrecht in Kraft getreten und regelt insbesondere die Netzgebietszuteilung und die Anschlusspflichten ausserhalb der Bauzone.

1.3.2 Beurteilung der Zielerreichung aus heutiger Sicht

Durch steigende Energie- und Elektrizitätspreise wurde eines der Hauptziele, die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftnutzung langfristig zu erhalten, zumindest auf absehbare Zeit erreicht, ohne dass staatliche Massnahmen ergriffen werden mussten. Implizit wurde damit auch das Ziel der Bestandessicherung für die bestehenden Anlagen erreicht, da die Kraftwerksgesellschaften vermehrt in den Unterhalt sowie in die Optimierung und die Erneuerung ihrer Anlagen investieren. Das Instrument der KEV hat zudem zu einem starken Ausbau der Kleinwasserkraft geführt. Dieser Trend hält unvermindert an.

Durch die höheren Energie- und Strompreise ist auch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der einheimischen Kraftwerksgesellschaften gefestigt worden. Dazu beigetragen haben auch Rationalisierungen. Hingegen haben in Graubünden nur wenige Unternehmenszusammenschlüsse stattgefunden. Eine Priorisierung der Wasserkraft im Rahmen des EMG scheiterte durch dessen Ablehnung am 22. September 2002.

Das Ziel der sicheren und preisgünstigen Versorgung der Endkonsumenten mit Strom kann zum heutigen Zeitpunkt als grundsätzlich erreicht betrachtet werden. Durch das neue StromVG wurden die EVU verpflichtet, alle Endkonsumenten in ihrem Netzgebiet mit genügend Strom zu beliefern. Aufgrund des Prinzips der gänzlich überwälzbaren Kosten sind auch kleine EVU durchaus in der Lage, diese Aufgabe kostendeckend zu erfüllen. Die Weiträumigkeit des Kantons und die vielen kleinen EVU führen jedoch zum Teil zu grossen Unterschieden bei den Netznutzungskosten. Ebenfalls variieren die Stromkosten teilweise stark.

Der Service Public bei der Stromversorgung konnte, insbesondere gestützt auf die Gesetzgebung, gewährleistet werden. Ein Zusammenschluss von EVU im grösseren Stil hat nicht stattgefunden.

1.4 Regierungsprogramme 2009–2012 und 2013–2016

Gemäss Regierungsprogramm 2009–2012 sollen die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft langfristig erhalten und die Erträge daraus möglichst gesteigert werden. Neben den direkten Mehrwerten für den Kanton und die Gemeinden wird das Ziel verfolgt, den Energieumsatz für die Versorgung und insbesondere für den Handel vermehrt durch im Kanton domizilierte Gesellschaften abwickeln zu lassen. Dadurch können hochwertige Arbeitsplätze geschaffen und andererseits die Besteuerung der Wertschöpfung aus Wasserkraft im Kanton einfacher sichergestellt werden. Um diese Ziele zu erreichen, soll der Kanton bei Heimfällen seine Beteiligungen an den zur Disposition stehenden Werken erhöhen.

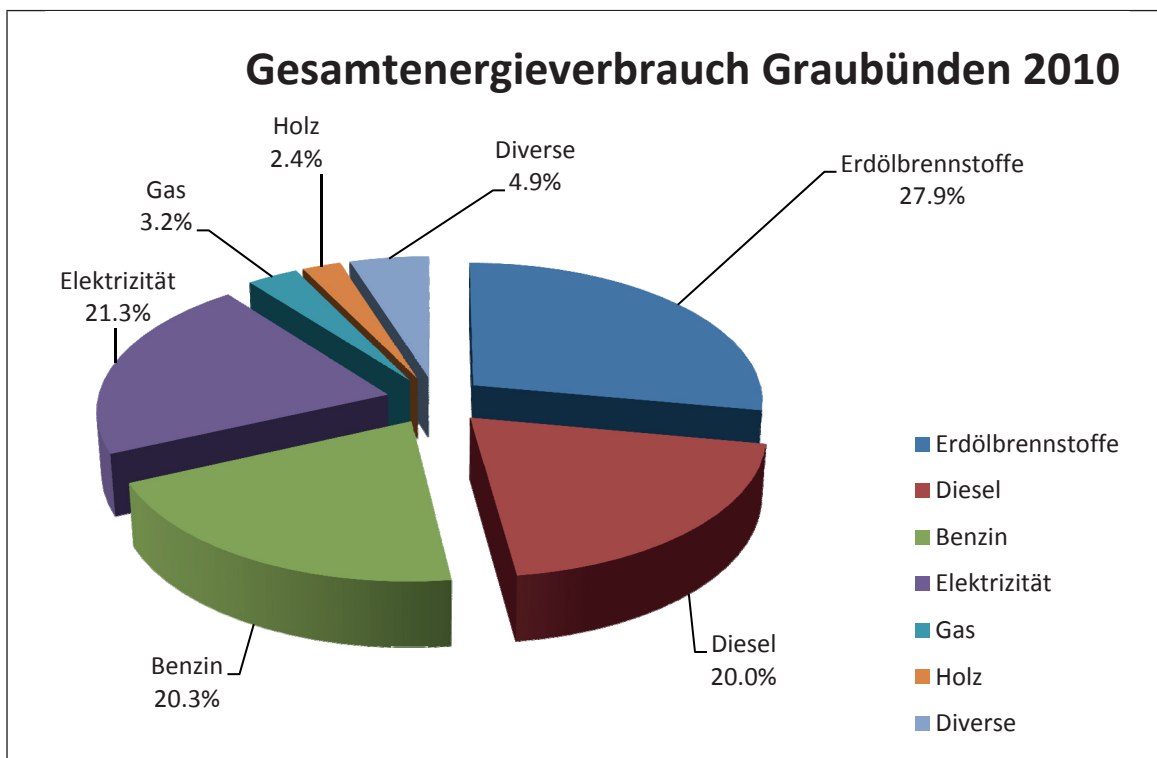
Gemäss Regierungsprogramm 2013–2016 sollen die Rahmenbedingungen für die Produktion von Wärme und Strom aus neuen erneuerbaren Energien verbessert und die Bewilligungsverfahren vereinfacht werden. Die Förderprogramme des Kantons sollen auch auf den Bereich der Stromeffizienz erweitert werden. Im Weiteren sollen Konzepte zum Ausbau und zur Optimierung der Wasserkraft, zur Abwicklung der Heimfälle und zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erarbeitet und anschliessend umgesetzt werden.

1.5 Fazit

Die Rahmenbedingungen der Strompolitik haben sich seit dem Bericht aus dem Jahre 2000 durch die folgenden Hauptgründe stark geändert: Gestiegene Energie- und Elektrizitätspreise, Atomkatastrophe in Japan, schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie in der Schweiz, Inkraftsetzung des StromVG, CO₂-Problematik, Aufschwung der erneuerbaren Energien, Potenzial im Stromhandel, Einführung der KEV sowie die laufenden Verhandlungen der Schweiz mit der EU. Eine neue Standortbestimmung ist aus Bündner Sicht somit sinnvoll und notwendig.

2. Abgrenzung Energie und Strom

In Graubünden entfallen vom Gesamtenergieverbrauch fast 70 Prozent auf fossile Energien, welche importiert werden, ökologisch problematisch und endlich sind. Lediglich rund 21 Prozent der Energie werden durch Strom bzw. Elektrizität abgedeckt (siehe untenstehende Grafik). Gesamtschweizerisch ist eine ähnliche Aufteilung festzustellen.



Gesamtenergieverbrauch Graubünden 2010, Quelle: Amt für Energie und Verkehr

Strom ist die Energieform, die am vielfältigsten einsetzbar ist und in allen Bereichen des täglichen Lebens verwendet wird. Strom wird daher als die Schlüsselenergie bezeichnet, welche sich hocheffizient in andere Energieformen umwandeln lässt. Ohne den Einsatz elektrischer Energie stehen beispielsweise Ölheizungen, Tankstellen etc. still, weil der Strom für die Pumpen oder die Steuerung fehlt.

Der vorliegende Bericht beschränkt sich auf einen der bedeutenden Teile der Energie, nämlich den Strom, und auf damit zusammenhängende Fragen. Mit dem übrigen Teil der Energie befasste sich die Regierung bereits in ihrer Botschaft an den Grossen Rat (Heft Nr. 8/2009–2010, S. 283) zur «Totalrevision des Energiegesetzes des Kantons Graubünden (BEG)» in umfassender Art.

3. Elektrizitätswirtschaftliches Umfeld

3.1 Entwicklungen in der Europäischen Union

3.1.1 Generell

Die Strommarktliberalisierung der EU wurde im Februar 1997 durch die Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt 96/92/EG eingeführt. Erstes Ziel war es, die Strommärkte in den europäischen Ländern bis 1999 zu 25 Prozent zu öffnen. Norwegen, Schweden und England liberalisierten ihre Strommärkte als Erste (1997/1998). Im Herbst 2003 waren die Strommärkte von sechs EU-Ländern vollständig liberalisiert. Da die Umsetzung in anderen Ländern zögerlich vor sich ging, wurden sogenannte Beschleunigungsrichtlinien erlassen. Diese hatten zum Ziel, einen EU-Energiebinnenmarkt bis 1. Juli 2007 zu schaffen. Die EU-Kommission setzte sich stark für dieses Ziel ein, jedoch nur mit mässigem Erfolg. Die Kommission legte daraufhin im Jahr 2007 das dritte Paket mit fünf Legislativvorschlägen (drittes Energiebinnenmarktpaket) vor. Mit Regelungen zum Strom- und Gasmarkt und der Gründung einer Agentur zur Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sollte die Marktöffnung weiter vorangetrieben werden. Diese Vorschläge wurden im Jahr 2009 in einer zweiten Lesung durch das EU-Parlament angenommen. Für März 2011 war die Umsetzung eines Grossteils der Massnahmen geplant. Die ACER, mit Sitz in Ljubliana, hat bereits 2010 ihre Arbeit aufgenommen. Diese Umsetzung gestaltete sich in der Folge sehr unterschiedlich. Es sind noch viele Anstrengungen nötig, um die gesetzten Ziele zu erreichen.

3.1.2 Verhandlungen Schweiz–EU

Seit November 2007 verhandelt die Schweiz mit der EU über ein Stromabkommen. Beide Seiten wollen die Versorgungssicherheit im liberalisierten Umfeld stärken. Der Netzzugang für den grenzüberschreitenden Stromverkehr soll geregelt und die Sicherheitsstandards für die Transitnetze sollen harmonisiert werden. Zudem wird über den grenzüberschreitenden Marktzugang sowie den Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien verhandelt. Für die Schweiz sind die Bestimmungen für die Nutzung des Übertragungsnetzes wichtig. Deshalb stehen die Verfahren zur Lösung von Engpässen und die Transitzkostenentschädigung ebenfalls auf der Verhandlungsliste. Grundvoraussetzung für die Aufnahme der Verhandlungen war die Einführung des StromVG. Damit schaffte die Schweiz eine Grundlage, welche den europäischen Vorschriften im Strombereich entspricht.

Im September 2010 hat der Bundesrat eine Erweiterung des Verhandlungsmandats verabschiedet. Die aktuellen Rechtsentwicklungen in der EU sollen in die Verhandlungen einfließen. Das dritte Paket zum Energiebinnenmarkt der EU und die Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie) bilden damit Bestandteil der weiteren Verhandlungen. Die RES-Richtlinie legt fest, welchen Anteil des Energieverbrauchs die erneuerbaren Energien in den einzelnen EU-Ländern decken müssen. In der ganzen EU sind dies 20 Prozent bis im Jahr 2020. Neben den bereits genannten Verhandlungszielen ergibt sich auch die Möglichkeit des Zugangs zu den im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpakets geschaffenen EU-Organisationen (ACER). Mit der Verhandlung rund um die RES-Richtlinie öffnet sich für die Schweiz der europäische Bereich der erneuerbaren Energien. Sie kann sich dadurch vernetzen und positionieren und entsprechend auch neue Marktfelder eröffnen.

Für eine definitive Lösung sind noch verschiedene Punkte zu verhandeln, nämlich u. a. die Langfristverträge mit Frankreich (die reservierten Übertragungskapazitäten durch diese Verträge sind für die EU störend) sowie Engpässe im grenzüberschreitenden Stromverkehr.

3.2 Entwicklungen in der Schweiz

3.2.1 Grundsätze

Am 1. Januar 2008 wurde das StromVG in Kraft gesetzt, darauf folgte per 1. April 2008 die Stromversorgungsverordnung (StromVV; SR 734.71). Das Gesetz hat insbesondere zum Ziel, den Strommarkt zu liberalisieren und so einen Wettbewerb unter den Stromlieferanten zu ermöglichen. Dafür war es notwendig, die Infrastruktur zur Stromdurchleitung bzw. die Stromnetze ihrem natürlichen Monopol bzw. der Swissgrid AG zuzuweisen.

In einem ersten Schritt können seit 2009 Grossverbraucher mit einem Energiebezug von mehr als 100 Megawattstunden (MWh) pro Jahr den Lieferanten selber wählen. Der zweite Schritt zur Marktöffnung soll frühestens 2015 erfolgen. Alle Endkunden sollen ab diesem Zeitpunkt die Möglichkeit haben, ihren Stromanbieter frei zu wählen. Gegen diesen zweiten Öffnungsschritt kann das fakultative Referendum ergriffen werden.

Die Beaufsichtigung des Strommarkts erfolgt durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom). Sie behandelt alle Fragen im Zusammenhang mit dem liberalisierten Strommarkt und den Netznutzungskosten.

3.2.2 Regelungen im Bereich Netze

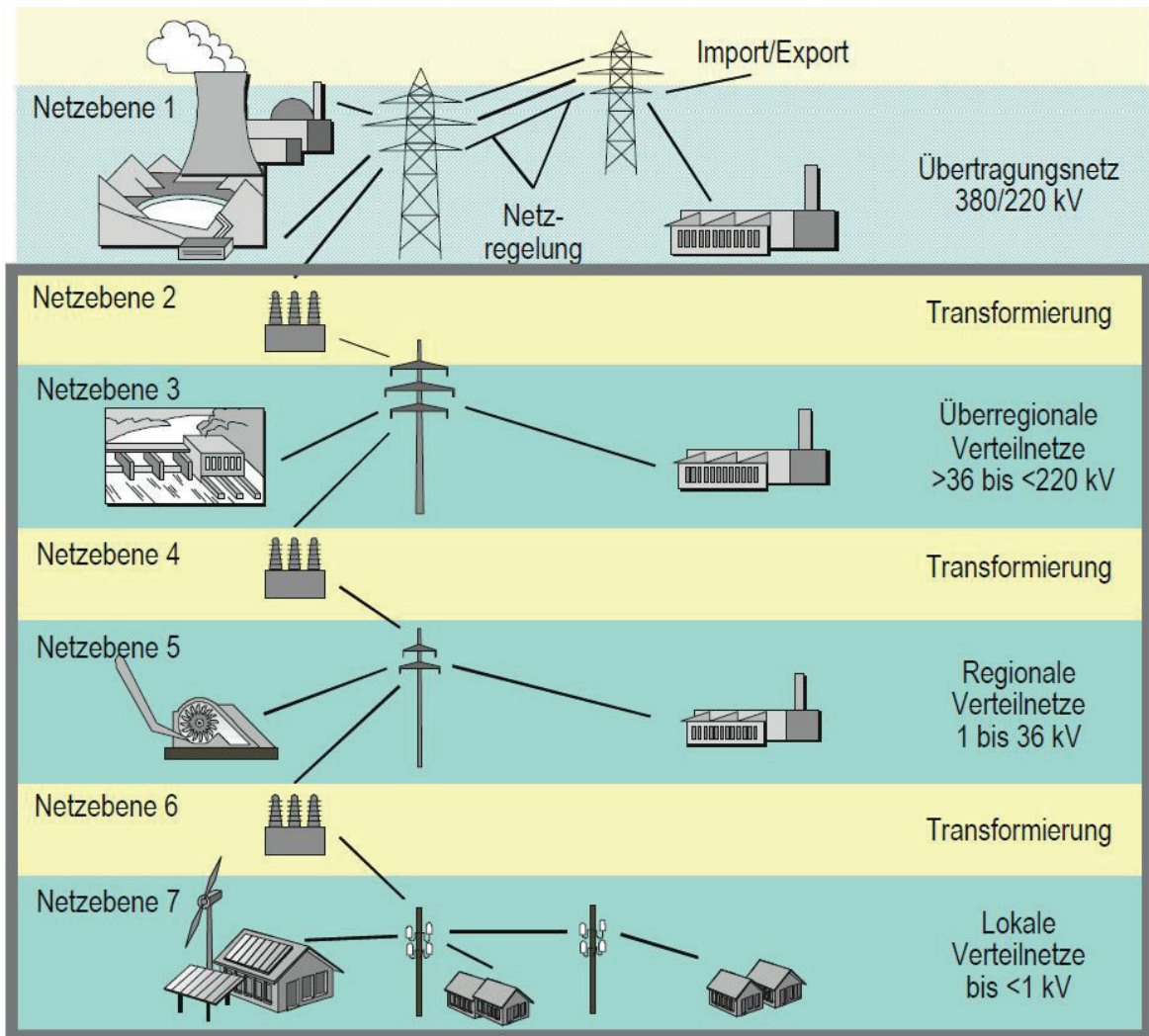
Das StromVG verpflichtet die Betreiber der Verteilnetze, Netznutzungstarife für ihr Netzgebiet festzulegen und diese zu publizieren. Für die Berechnung dieser Tarife bestehen gesetzliche Grundlagen. Es gilt das Prinzip des diskriminierungsfreien Zugangs sowie der Anschlusspflichten für Endverbraucher und Stromproduzenten.

Im März 2009 erliess die ElCom aufgrund ihrer Kostenberechnungen eine Verfügung zur Senkung der Netzkosten. Neben diversen anderen Massnahmen verfügte sie, dass Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 Megawatt (MW) eine Abgabe von 0.45 Rp./kWh an die Systemdienstleistungen zu entrichten haben. Diese Auflage trug zwar zu einer Senkung der Netzkosten um 200 Mio. Franken bei, erhöhte im gleichen Zug aber die Produktionskosten der Kraftwerke. Das Bundesverwaltungsgericht entschied am 8. Juli 2010, dass die in der StromVV vorgesehene Überwälzung von Kosten für die Systemdienstleistungen auf die Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 50 MW gesetzeswidrig ist. Denjenigen Kraftwerken, welche Beschwerde geführt hatten, wurden deshalb die geleisteten Zahlungen an die Systemdienstleistungen zurück erstattet.

3.2.3 Netzebenen

Zur Sicherstellung der schweizerischen Stromübertragung wird zwischen insgesamt sieben Netzebenen (NE 1 bis NE 7) unterschieden. Dabei wird differenziert zwischen Übertragungsnetzen, überregionalen Verteilnetzen, regionalen Verteilnetzen und lokalen Verteilnetzen. Je nach deren Verbrauchsgrösse erfolgt der Netzanschluss an das überregionale, regionale oder lokale Verteilnetz.

Die nachfolgende Grafik zeigt in einer Übersicht die verschiedenen Netzebenen.



Übersicht der Netzebenen; Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Als Nationale Netzgesellschaft ist die Swissgrid die Betreiberin des schweizerischen Höchstspannungsnetzes. Sie überwacht, führt und steuert das 380/220-kV-Übertragungsnetz. Mit den Systemdienstleistungen, welche die Swissgrid beschafft, teilweise ausschreibt und vergibt, stellt sie einen stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes sicher. Die Swissgrid sorgt auch dafür, dass der Netzzugang nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien sichergestellt wird. Zudem nimmt sie internationale Aufgaben im Strombereich wahr.

3.2.4 Geplante Weiterentwicklung des Stromversorgungsgesetzes

Bereits ein Jahr nach dem ersten Öffnungsschritt zeichnete sich eine Revision des StromVG ab. Der Bundesrat liess verlauten, dass bei den Netzkosten von der Kostenregulierung auf die Anreizregulierung gewechselt werden solle. Die Kostenregulierung bedeutet, dass die von den Netzbetreibern ermittelten Netzkosten von der Regulierungsbehörde geprüft werden. Damit besteht für die Netzbetreiber keine Möglichkeit, durch Kostensenkungen mehr Gewinne zu erzielen. Eine Anreizregulierung hat zur Grundlage, dass die Kosten von den Erlösen entkoppelt sind. Die Netzbetreiber erhalten die Vorgabe einer Effizienzsteigerung oder Kostensenkung. Wenn sie diese erreichen oder die Kosten noch tiefer werden, erzielen sie einen höheren Gewinn. Somit ist ein Anreiz vorhanden, effizienter zu werden. Bislang ist noch nicht bestimmt, wie die Anreizregulierung in der Schweiz im Detail aussehen wird. Es wird erwartet, dass sie in die angekündigte nächste Revision des StromVG im Jahr 2014 einfließen wird. Die Anreizregulierung dürfte folglich frühestens 2016 in Kraft gesetzt werden.

3.2.5 Elektrizitätsversorgung in der Schweiz

In der Schweiz ist die Elektrizitätsversorgung Sache der Elektrizitätswirtschaft. Der Bund und die Kantone sorgen mit staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse erfüllt. Die Versorgung mit elektrischer Energie wird durch Verbundunternehmen und rund 80 grössere Produzenten sichergestellt. Am Grundkapital der EVU (ca. 5.6 Mrd. Franken) ist die öffentliche Hand mit rund 80 Prozent beteiligt (Kantone und Gemeinden).

3.3 Gewässerschutz

3.3.1 Restwassersanierung

Das Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG; SR 814.20) verlangt gemäss Art. 80 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 81 Abs. 2 GSchG, dass wesentlich genutzte Fliessgewässer unterhalb einer Wasserentnahme bis im Jahre 2012 soweit saniert werden müssen, als dies ohne entschädigungs begründende Eingriffe in bestehende Wassernutzungsrechte möglich ist. Gemäss Art. 80 Abs. 2 GSchG ordnet die Behörde gar weitergehende Sanierungsmassnahmen an, wenn es sich um Fliessgewässer in Landschaften oder Lebensräumen handelt, die in nationalen oder kantonalen Inventaren aufgeführt sind, oder wenn dies andere überwiegende öffentliche Interessen fordern.

3.3.2 Teilrevision des Gewässerschutzgesetzes von 2009

Mit der am 11. Dezember 2009 vom eidgenössischen Parlament beschlossenen und auf den 1. Januar 2011 in Kraft gesetzten GSchG-Revision sowie den zugehörigen Bestimmungen in der Gewässerschutzverordnung (GSchV; SR 814.201) kommen auf die Kantone wesentliche neue Planungsarbeiten mit verbindlichen Terminvorgaben zu. Gestützt auf die neuen Bestimmungen des Bundes sind die entsprechenden Planungsarbeiten in den Bereichen Gewässerrevitalisierungen, Beseitigung von negativen Auswirkungen durch Schwall und Sunk, Geschiebehauhalt und Wiederherstellung der Fischgängigkeit in den Jahren 2011 bis 2014 durchzuführen, wobei dem Bund Zwischenberichte und per Ende 2014 abgestimmte Massnahmenpläne (Schlussberichte) abzuliefern sind. Der Gewässerraum muss über den ganzen Kanton bis spätestens Ende 2018 festgelegt sein. Die Sanierungsmassnahmen selber sind bis spätestens 20 Jahre nach Inkrafttreten der Teilrevision des GSchG, mithin bis zum 31. Dezember 2030, abzuschliessen.

3.4 Kostendeckende Einspeisevergütung

Die «Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung» wurde im Februar 2009 gegründet. Der Zweck der Stiftung besteht aus der Entgegennahme und Verwaltung der in Art. 15b Abs. 1 des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0) genannten Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Sie ist abgestützt auf Bestimmungen des EnG, des StromVG und der dazu gehörenden Verordnungen. Die KEV fördert erneuerbare Energien. Folgende Technologien werden dabei unterstützt:

- Wasserkraft (bis 10 MW)
- Photovoltaik
- Windenergie
- Geothermie
- Biomasse und Abfälle aus Biomasse

Die Vergütungstarife werden anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt.

Gemäss der Anmeldestatistik der KEV (Stand 1. Januar 2011) sind bisher gesamtschweizerisch 190 Wasserkraftanlagen realisiert worden mit einer Leistung von insgesamt rund 69 MW und einer Jahresproduktion von 321 Gigawattstunden (GWh). Positive Bescheide sind bisher 339 mit rund 289 MW und 1 178 GWh vermerkt, auf der Warteliste stehen weitere 356 Anlagen mit gut 240 MW und 983 GWh.

Gemäss Bericht der Stiftung KEV betrug im 3. Quartal 2011 der durchschnittliche Vergütungssatz der KEV 19.9 Rp./kWh. Die Bilanzgruppen nehmen den von den KEV-Anlagen produzierten Strom zu Marktpreisen ab. Die Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Marktpreis wird aus dem Fonds der KEV bezahlt. Der Marktpreis im 3. Quartal 2011 betrug 7.0 Rp./kWh; es mussten also 12.9 Rp./kWh aus dem Fonds bezahlt werden. Bei einer Gesamtproduktion im 3. Quartal 2011 von 229.7 GWh über alle Technologien wurden 29.6 Mio. Franken aus dem entsprechenden Fonds aufgewendet.

Das eidgenössische Parlament hat am 18. Juni 2010 eine Aufstockung der Fördermittel für die KEV ab 2013 beschlossen. Der maximale mögliche Zuschlag auf jede verbrauchte Kilowattstunde wird demnach von 0.6 Rp./kWh auf 0.9 Rp./kWh erhöht. Damit stehen künftig ca. 500 Mio. Franken statt bisher ca. 265 Mio. Franken zur Förderung erneuerbarer Energien zur Verfügung. Im Jahr 2012 wird effektiv allerdings erst ein Zuschlag von 0.35 Rp./kWh erhoben. Ab wann der maximale Zuschlag realisiert wird, ist zurzeit noch offen.

National- und Ständerat haben die Motion Häberli-Koller 11.3331 «Baureife KEV-Projekte fördern» gegen den Willen des Bundesrats überwiesen, wonach dieser die gesetzlichen Grundlagen für die Aufhebung der heutigen Deckelung der KEV erarbeiten soll. Anstelle des existierenden Deckels sollen Jahreskontingente für baureife Projekte eingeführt werden. Der Bundesrat hatte in seiner ablehnenden Antwort ausgeführt, dass er im Rahmen seiner neuen Energiestrategie Änderungen der KEV prüfen werde, sich aber noch nicht festlegen wolle, wie dieses Förderinstrument angepasst werden müsse.

3.5 Energiestrategie 2050 des Bundesrats

3.5.1 Szenarien des Bundes

Die tragischen Ereignisse rund um die Kernkraftwerke in Fukushima im März 2011 haben den Energiediskussionen betreffend Versorgung, Klima, Wirtschaft und Umwelt eine weitere Wende gegeben. Die Kernenergie hat global an Glaubwürdigkeit verloren. Deutschland hat den «Wiedereinstieg in den Atomausstieg» beschlossen.

Der Bundesrat hat sich seinerseits für die Aktualisierung der energiepolitischen Szenarien (Energieperspektiven 2035) aus dem Jahr 2007 entschieden. Als Schwerpunkt wurden dabei drei Szenarien in Erwägung gezogen:

Stromangebotsvariante 1: Weiterführung des bisherigen Strommixes mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne der grösstmöglichen Sicherheit.

Stromangebotsvariante 2: Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer.

Stromangebotsvariante 3: Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie, bestehende Kernkraftwerke werden vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer abgestellt.

Aufgrund entsprechender Analysen entschied der Bundesrat, auf einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zu setzen. Er verfolgte damit die Stromangebotsvariante 2 weiter, welche davon ausgeht, dass die Kernkraftwerke Beznau I im Jahr 2019, Beznau II und Mühleberg 2022, Gösgen 2029 und Leibstadt im Jahr 2034 vom Netz genommen werden.

Am 25. Mai 2011 stellte der Bundesrat schliesslich seine neuen Energieperspektiven 2050 vor. Das für die Erarbeitung beauftragte BFE stützte sich dabei auf die bestehenden Energieperspektiven 2035 aus dem Jahr 2007 und unterzog diese einer kritischen Würdigung. Dabei wurde das Szenario «Weiter wie bisher» dem Szenario «Neue Energiepolitik» gegenüber gestellt. Das Szenario «Neue Energiepolitik» basiert auf dem Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste ein energiepolitischer Paradigmenwechsel stattfinden: Ziele und Instrumente

der Energiepolitik müssten international harmonisiert werden, die Effizienzpotenziale und neuen Schlüsseltechnologien müssten verfügbar sein und im Markt beschleunigt umgesetzt werden. Ebenso müsste die Energieforschung im globalen Wettbewerb verstärkt werden, da die Schweiz keiner wichtigen Technologie alleine zum Durchbruch verhelfen kann. Um trotzdem eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist der Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Biomasse) laut Bundesrat zu forcieren. Falls notwendig sind die Stromlücken durch fossile Stromproduktion (Wärmelektrikalanlagen, Gaskombikraftwerke) und Importe zu schliessen.

3.5.2 Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien, insbesondere Wasserkraft

Im Zusammenhang mit der Überarbeitung der bundesrätlichen Energiestrategie im Frühjahr 2011 hatte das BFE das Potenzial der Wasserkraft in der Schweiz unter veränderten Rahmenbedingungen neu eingeschätzt. Gemäss einem am 10. Juni 2011 publizierten Faktenblatt ging das BFE ursprünglich von einem Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Grössenordnung von 4.2 Terawattstunden (TWh) aus.

Basierend auf der Abschätzung des Wasserkraftpotenzials vom 10. Juni 2011 hat das BFE in der Folge unter Einbezug relevanter Gruppen (Kantone, Vertreter der Wissenschaft, Umweltverbände und Strombranche) eine umfassende Potenzialanalyse durchgeführt.

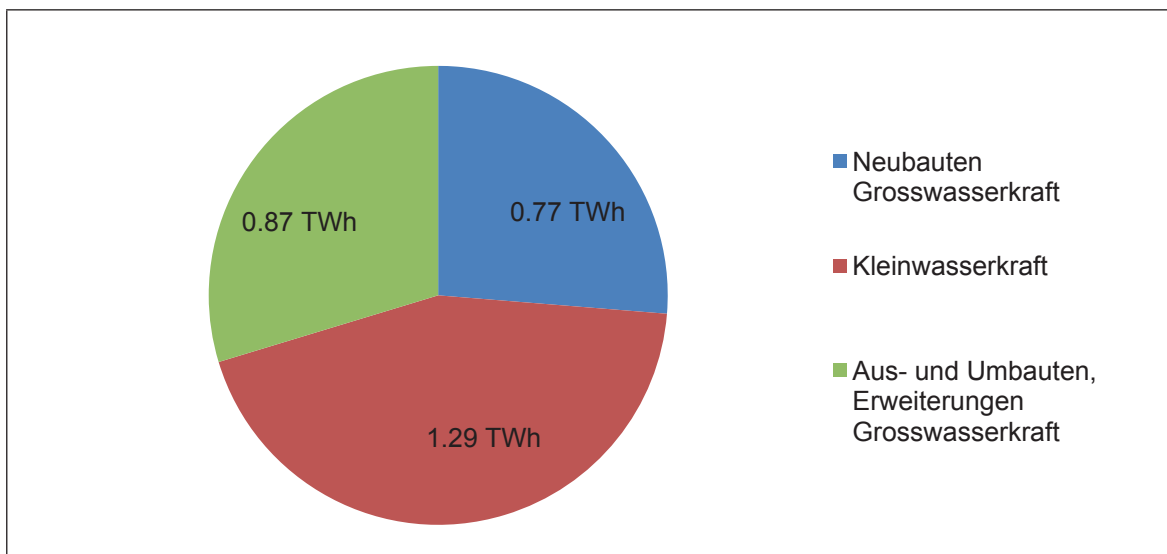
Neu wird das Ausbaupotenzial anhand von zwei Szenarien geschätzt. Beim Szenario «Heutige Nutzungsbedingungen» wird aufgezeigt, in welchem Umfang die jährliche Stromproduktion aus Wasserkraft bis 2050 unter den heutigen gesetzlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gesteigert werden kann. Beim Szenario «Optimierte Nutzungsbedingungen» werden Änderungen der bestehenden Rahmenbedingungen verstanden, welche einen zusätzlichen, moderaten Ausbau der Wasserkraft ermöglichen, ohne jedoch die Vorgaben der Bundesverfassung bezüglich Nachhaltigkeit und Schutz der Umwelt zu verletzen. Beim Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen geht das BFE von keiner Änderung der heutigen Gesetze zum Umwelt- und Gewässerschutz aus. Die Ausschöpfung zusätzlicher Potenziale soll über die Anpassung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen geschehen.

Gestützt auf die durchgeführte vertiefte Analyse geht das BFE nunmehr von einer neuen Richtgrösse für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in der Schweiz von 1.5 TWh bis 3.2 TWh pro Jahr aus (Stand Juni 2012), welche sich wie folgt zusammensetzt:

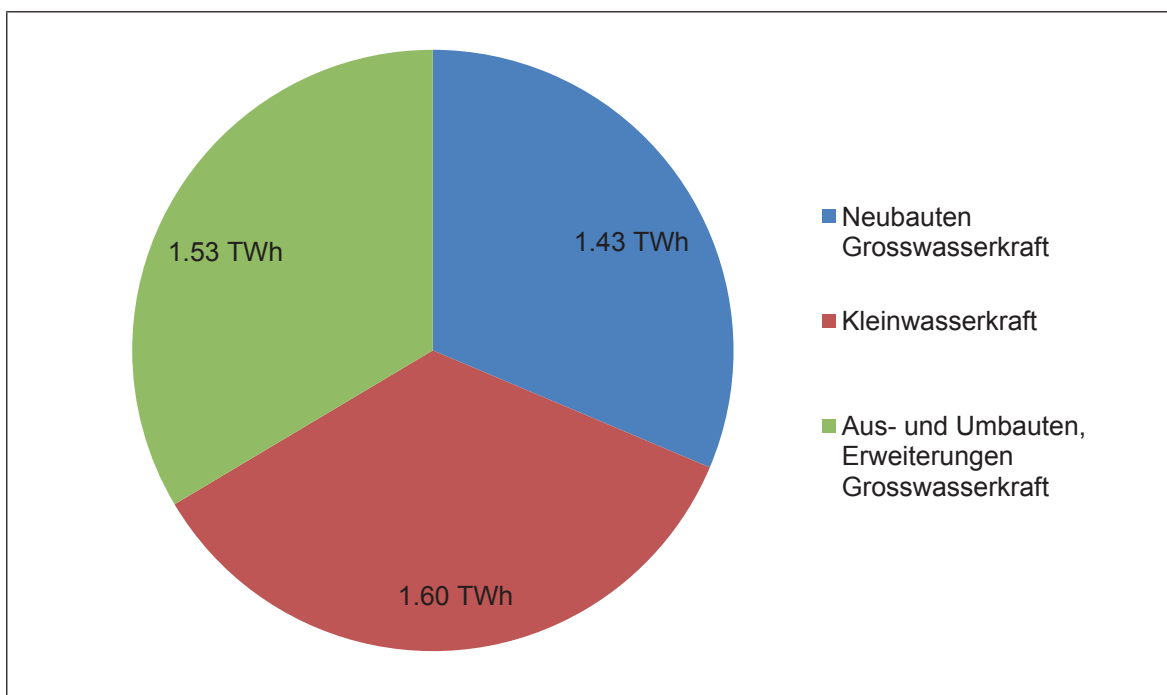
	Heutige Nutzungsbedingungen	Optimierte Nutzungsbedingungen
Neubauten Grosswasserkraft	0.77 TWh	1.43 TWh
Kleinwasserkraft	1.29 TWh	1.60 TWh
Aus- und Umbauten, Erweiterungen Grosswasserkraft	0.87 TWh	1.53 TWh
Auswirkungen GSchG	- 1.40 TWh	- 1.40 TWh
Total Ausbaupotenzial der Wasserkraft	1.53 TWh	3.16 TWh

Tabelle: Berechnung der Grössenordnung des Ausbaupotenzials der Wasserkraft

Die beiden nachfolgenden Darstellungen zeigen die Grössenordnung des oben aufgeführten Brutto-Ausbaupotenzials grafisch auf.



Potenzial zusätzlicher Wasserkraftproduktion «Heutige Nutzungsbedingungen»



Potenzial zusätzlicher Wasserkraftproduktion «Optimierte Nutzungsbedingungen»

Neben der Wasserkraft sollen auch die neuen erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Als Zielgrösse werden hier 22.6 TWh bis im Jahre 2050 vorgegeben.

3.5.3 Energieeffizienz

Das BFE hat im Rahmen der Erarbeitung der Grundlagen für die Energiestrategie 2050 auch die zukünftigen Einsparpotenziale untersucht (Aktualisierung der Energieperspektiven 2035: Einsparpotenziale nach Verwendungszwecken). Dabei wurde das Szenario «Weiter wie bisher» dem Szenario «Neue Energiepolitik» gegenüber gestellt. Als Grundlage haben dem BFE die umfangreichen Untersuchungen im Rahmen der Energieperspektiven 2035 aus dem Jahre 2007 gedient.

Das BFE geht davon aus, dass mit dem Szenario «Neue Energiepolitik» bis ins Jahr 2035 rund 26 Prozent und bis ins Jahr 2050 sogar 34 Prozent Energie gegenüber dem Szenario «Weiter wie bisher» eingespart werden können (PJ = Petajoule).

– Gesamtenergieverbrauch 2010	912 PJ (253.3 TWh)
– Verbrauch 2050: Szenario «Weiter wie bisher»	744 PJ (206.7 TWh)
– Verbrauch 2050: Szenario «Neue Energiepolitik»	493 PJ (136.9 TWh)

Allein im Sektor Elektrizität soll gemäss BFE die Einsparung zwischen dem Szenario «Neue Energiepolitik» gegenüber dem Szenario «Weiter wie bisher» 83 PJ (entsprechend 23.1 TWh) betragen. Das Sparpotenzial im Jahr 2050 im Sektor Elektrizität wird wie folgt aufgeschlüsselt:

– Raumwärme	8.3 PJ (2.3 TWh)
– Warmwasser	5.8 PJ (1.6 TWh)
– Klima, Lüftung und Haustechnik	23.2 PJ (6.5 TWh)
– Beleuchtung	10.8 PJ (3.0 TWh)
– Elektro- und Haushaltsgeräte	2.5 PJ (0.7 TWh)
– Prozesswärme in Industrie und Dienstleistung	13.3 PJ (3.7 TWh)
– Antriebe und Prozesse in Industrie und Dienstleistung	16.6 PJ (4.6 TWh)
– IK, Unterhaltungsmedien in Industrie und Dienstleistung	5.0 PJ (1.4 TWh)
– Personenverkehr Schiene	0.8 PJ (0.2 TWh)
– Güterverkehr Schiene	0.8 PJ (0.2 TWh)
– Personenverkehr Strasse (Zunahme!)	–4.2 PJ (-1.2 TWh)

3.6 Energiesessionen des eidgenössischen Parlaments

In der Sommersession bzw. Dezembersession 2011 haben der Nationalrat und in der Herbstsession der Ständerat dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zugestimmt. Dabei haben sie zahlreiche Vorstösse an den Bundesrat überwiesen, die für die weitere Strompolitik von Bedeutung sind. Die für Graubünden relevanten Vorstösse beinhalten Folgendes:

- Die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft soll bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 5 TWh (statt 2 TWh) erhöht werden.
- Durch einen entsprechenden Bericht soll der Bundesrat aufzeigen, wie die Bewilligungsverfahren für Anlagen für erneuerbare Energien koordiniert und gestrafft werden können. Geprüft werden soll insbesondere die Einführung eines bundesrechtlichen Sachplans und Bewilligungsverfahrens durch eine einzige Behörde.
- Der Bundesrat soll Massnahmen vorsehen, die sicherstellen, dass eingereichte Rechtsmittel gegen die Bewilligung von Anlagen, die der Erzeugung von Strom mittels erneuerbaren Energien dienen, in einem möglichst raschen Verfahren behandelt werden. Dabei soll auch die Einführung von Behandlungsfristen geprüft werden.
- Die Deckelung des Zuschlags zur Finanzierung der KEV für Strom aus erneuerbaren Energien soll aufgehoben und durch Jahreskontingente für baureife Projekte ersetzt werden. Gleichzeitig soll das Energiegesetz dahingehend revidiert werden, dass mehr Mittel für wettbewerbliche Ausschreibungen von Stromeffizienzmassnahmen zur Verfügung gestellt werden können.
- Die Forschung im Bereich der Technologien, die der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien dienen, soll gefördert werden. Dazu sollen, so lange die KEV-Gelder nicht zur Gänze für die Stromproduktion verwendet werden, 5 bis 10 Prozent der jährlichen Einnahmen aus dem KEV-Zuschlag entnommen werden.

- Die Bewilligungsverfahren für den Bau oder Umbau von Hochspannungsleitungen sollen vereinfacht werden.
- Sämtliche ineffizienten Leuchtmittel der öffentlichen Strassenbeleuchtung sollen bis Ende 2020 ersetzt werden.
- Der Bundesrat soll prüfen und aufzeigen, wie sichergestellt werden kann, dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung sowie Brauchwarmwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.

Der Bundesrat will seine konkreten Vorschläge hierzu und für die künftige Strompolitik im Jahr 2012 vorlegen.

3.7 Energiepolitik der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren

Am 2. September 2011 hat die Generalversammlung der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) die Eckwerte und den Aktionsplan ihrer Energiepolitik verabschiedet. Sie bekundet darin ihre Absicht, die Neuausrichtung der Energiepolitik in den Kantonen aktiv zu unterstützen und realistische Ziele zu verfolgen. Ebenso will sie sich an der Entwicklung der Energiepolitik des Bundes beteiligen. Unter anderem strebt die EnDK folgendes an:

- Neue Gebäude versorgen sich ab 2020 ganzjährig möglichst selbst mit Wärmeenergie und zu einem angemessenen Anteil mit Elektrizität.
- Die Erneuerung des bestehenden Gebäudeparks wird intensiviert.
- Alle gut exponierte Gebäudedächer, primär jedoch von Gewerbe-, Industrie- und Landwirtschaftsbauten, werden für die Erzeugung von Solarstrom rasch und über vereinfachte Verfahren genutzt.
- Der Aus- und Umbau von Stromnetzen wird erleichtert, um die nötigen Redundanzen und Stabilität in der Stromversorgung schaffen zu können, die bei einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und vermehrten Stromimporten notwendig werden.
- Die Nutzung jener erneuerbaren Energien, die über ein geeignetes Potenzial verfügen und preiswert sowie möglichst ganzjährig produzieren, wird im Rahmen eines angemessenen Natur- und Landschaftsschutzes erleichtert und gefördert.
- Es werden geeignete Rahmenbedingungen geschaffen und mit Zielvorgaben sowie finanziellen Anreizen versehen, um eine drohende Überregulierung zur Erreichung von klima- und energiepolitischen Zielen zu vermeiden.
- Die Aus- und Weiterbildung im Bereich der Anwendung von erneuerbaren Energien und Steigerung der Energieeffizienz wird gefördert.
- Die Nutzung erneuerbarer Energien wird durch rasche Bewilligungsverfahren beschleunigt.

Die EnDK will zu diesem Zweck in eigener Kompetenz insbesondere die «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n, Ausgabe 2008)» bis ins Jahr 2014 überarbeiten, welche dann von den Kantonen bis spätestens 2018 in ihre Gesetzgebungen umzusetzen sind. Daneben sollen bis 2015 die Voraussetzungen geschaffen werden, um Solaranlagen durch vereinfachte Verfahren rasch zu bewilligen.

Die EnDK beabsichtigt überdies, den Bund in seinen Bestrebungen zu unterstützen, damit der Netzausbau schweizweit und grenzüberschreitend erleichtert wird. Dazu sollen insbesondere die Bewilligungsverfahren vereinfacht werden. Des Weiteren soll zusammen mit dem Bund die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften (Planer, Ingenieure, Baufachleute) verstärkt werden. Ebenso sollen geeignete ökonomische Anreize und/oder marktwirtschaftliche Elemente zur Förderung des häuslichen Umgangs mit Energie eingeführt werden. Dies insbesondere, um möglichst auf immer komplexere technische Detailvorschriften in der Bau- und Energiegesetzgebung verzichten zu können. Schliesslich soll die Energieforschung gestärkt werden.

Die EnDK hält aber auch fest, dass die neue Ausrichtung der Energiepolitik (Kernenergieausstieg) bedeutende Fragen noch nicht zu beantworten vermag und deshalb mit bedeutenden Risi-

ken behaftet ist. Zu erwähnen sind die nicht absehbaren Auswirkungen des forcierten Ausstiegs Deutschlands aus der Kernenergie bis 2022, die zukünftig wohl steigende Abhängigkeit vom Ausland sowie die bisherigen Widersprüchlichkeiten zwischen den Zielen der neuen Energiepolitik, der Klimapolitik, des Stromversorgungsgesetzes sowie des angestrebten Energieabkommens mit der EU. Auch sind die volkswirtschaftlichen Konsequenzen sowie die Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Wirtschaftsbereiche (Industrie, Transport usw.) kaum geklärt. Schliesslich besteht im Bereich des motorisierten Individualverkehrs aus klima- und energiepolitischer Sicht der grösste Handlungsbedarf. Ansätze für eine Strategie in Richtung 2000-Watt-Gesellschaft sind jedoch aus Sicht der EnDK zurzeit nicht erkennbar.

Im Sinne obiger Stossrichtung hat die EnDK anfangs Mai 2012 entsprechende Leitlinien erlassen.

3.8 Verlagerung der Kompetenzen bei der Gewässerhoheit

Die Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (BV; SR 101) legt in Art. 76 Abs. 4 fest, dass die Kantone über die Wasservorkommen verfügen. Die Verfassung des Kantons Graubünden (KV; BR 110.100) weist ihrerseits in Art. 83 Abs. 2 die Hoheit über öffentliche Gewässer den Gemeinden zu. Gemäss Art. 10 Abs. 1 des Wasserrechtsgesetzes des Kantons Graubünden (BWRG; BR 810.100) obliegt demzufolge die Erteilung oder Änderung einer Konzession den Gemeinden. Die Genehmigung solcher Verleihungsverhältnisse durch die Regierung hat dabei konstitutive Wirkung (Art. 11 Abs. 1 BWRG).

In den vergangenen Jahrzehnten sind die Bestimmungen in der eidgenössischen Umweltgesetzgebung schrittweise konkretisiert worden. Zudem hat das Bundesamt für Umwelt (BAFU) im Gewässerbereich zahlreiche Richtlinien publiziert, welche zwar eine möglichst einheitliche Umsetzung der Vorschriften ermöglichen sollen, den Spielraum der Kantone in der konkreten Umsetzung aber zusehends einschränken. Den Kantonen droht dadurch, in einem für sie zentralen Hoheitsbereich immer mehr zu reinen Vollzugsorganen zu mutieren. Im Rahmen der laufenden Energiedebatten auf eidgenössischer Ebene verlangen verschiedene parlamentarische Vorstösse sogar die Verlagerung der Bewilligungsverfahren und damit der Entscheidungshoheit hin zum Bund. Auf der Grundlage nationaler Sachpläne soll über die Nutzung des nationalen Wasserkraftpotenzials bestimmt werden. Damit würden längerfristig auch der Wasserzins, die Heimfallkonditionen und schliesslich das Dividenden- und Steuersubstrat in den Kantonen unter erheblichen Druck geraten.

3.9 Beurteilung aus Sicht Graubündens

Gestützt auf die aktuelle energiepolitische Diskussion ist von einem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und von verstärkten Effizienzmassnahmen im Strombereich sowie von einer forcierten Förderung der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien auszugehen. Dabei ist mit steigenden Strompreisen zu rechnen, was den Wert der Wasserkraft, insbesondere auch in Graubünden, steigert. Zum Ausgleich der schlecht prognostizierbaren Stromtechnologien eignen sich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit ihrem reversiblen Anlagenbetrieb ideal. Diese können eine Batteriefunktion für die Schweiz, aber auch für die EU übernehmen. Damit die erforderlichen Strommengen für den Ersatz der heutigen Kapazitäten der Kernkraftwerke rechtzeitig bereit gestellt werden können, sind die Verfahren für die Bewilligung von Projekten zur Produktion erneuerbarer Energien zu vereinfachen und zu beschleunigen.

4. Elektrizitätswirtschaftliches Umfeld Graubünden

4.1 Rechtliche Grundlagen

Das BWRG bildet die wichtigste rechtliche Grundlage der bündnerischen Elektrizitätspolitik. Dieses regelt die Wasserkraftnutzung zur Produktion von elektrischer Energie. Es legt hierzu die notwendigen Zuständigkeiten und die massgebenden Verfahren fest und gibt Aufschluss über Inhalt, Ausübung und Beendigung einer Konzession sowie über die sich daraus ergebenden Rechte und Pflichten der Beteiligten.

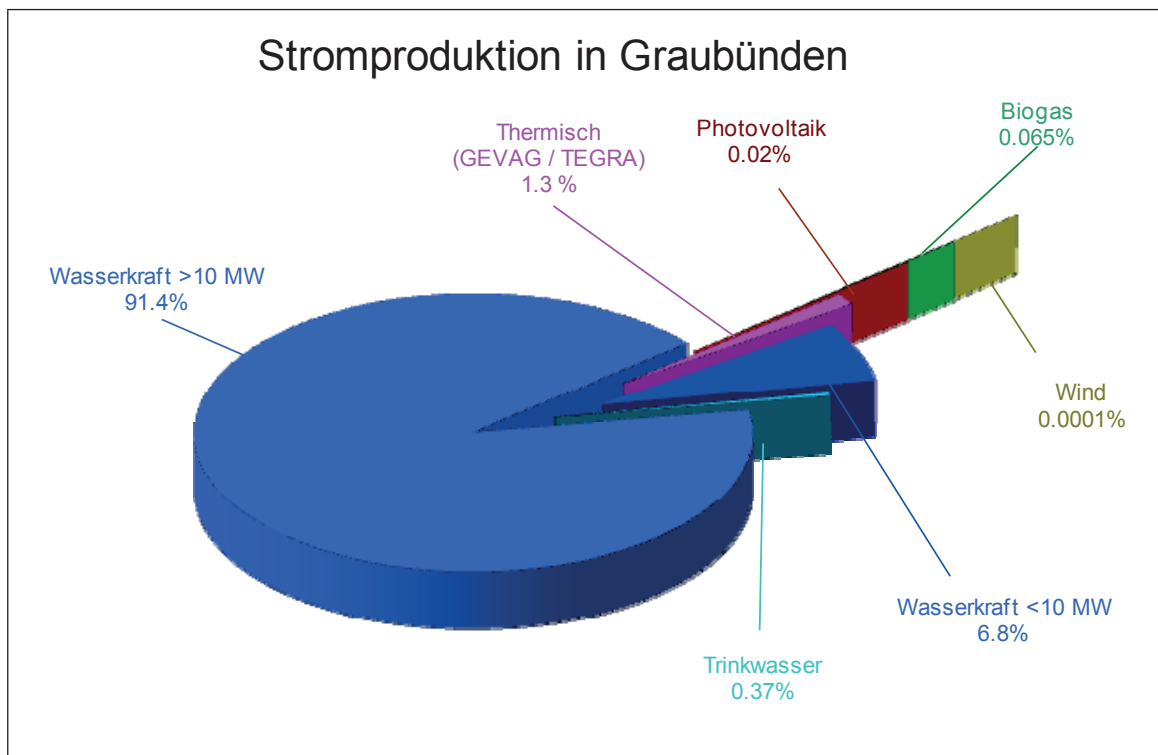
Die Stromversorgung der Gemeinden und des Kantons ist im bereits erwähnten StromVG GR vom 1. September 2009 geregelt. Dieses Gesetz bezweckt eine sichere, wirtschaftliche und nachhaltige Versorgung des Kantonsgebiets mit Elektrizität. Es ordnet den Vollzug des Bundesrechts und regelt die Aufgabenteilung zwischen den Gemeinden, den EVU und dem Kanton.

Das neue Energiegesetz des Kantons Graubünden (BEG; BR 820.200) vom 1. Januar 2011 bezweckt eine effiziente und nachhaltige Energienutzung, eine wirtschaftliche und umweltschonende Energieversorgung, die Substitution von fossilen Energieträgern sowie eine verstärkte Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien. Es regelt die Aufgabenteilung zwischen Kanton, Gemeinden und Dritten und hat zum Ziel, einen Beitrag an die langfristigen Reduktions- und Substitutionsziele einer «2000-Watt-Gesellschaft» zu leisten. Auch soll der CO₂-Ausstoss auf eine Tonne pro Einwohner und Jahr gesenkt werden.

4.2 Stromproduktion in Graubünden

4.2.1 Gesamtstatistik

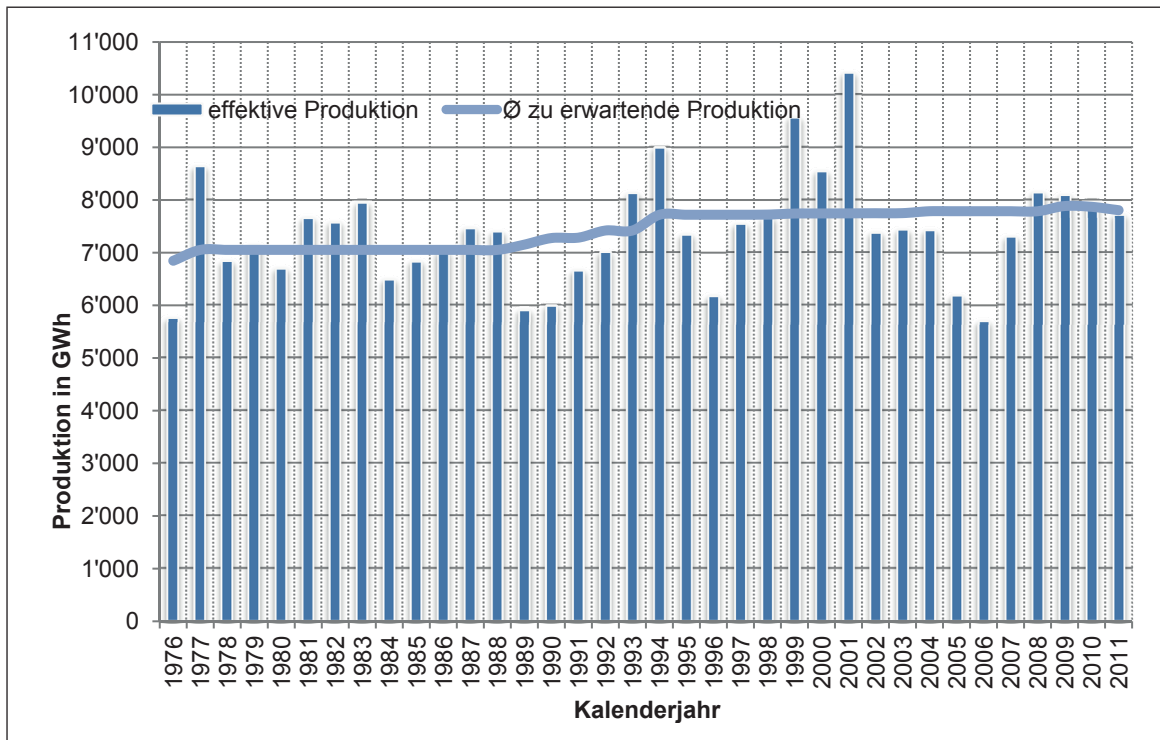
Die folgende Grafik zeigt, aus welchen Erzeugungsarten sich die Stromproduktion Graubündens zusammensetzt:



Zusammensetzung der Stromproduktion in Graubünden

4.2.2 Grosswasserkraft

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Stromproduktion aus Wasserkraft, welche mit über 98 Prozent zur Stromproduktion in Graubünden beiträgt:



Stromproduktion in Graubünden aus Wasserkraft

4.2.3 Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraftwerke sind Wasserkraftwerke bis 10 MW installierter Leistung. Die gesamte Stromproduktion aus den etwa 200 Kleinwasserkraftwerken beträgt in Graubünden zurzeit 544 GWh/Jahr bzw. 7 Prozent der gesamten aus Wasserkraft erzeugten Strommenge.

Die Stromproduktionsmenge aus Kleinwasserkraftwerken wird von relativ wenigen Ausleit- und Durchlaufkraftwerken mit einer hohen installierten Leistung dominiert. Über 80 Prozent der produzierten Strommenge stammt aus weniger als 20 Prozent der Kleinwasserkraftwerke. Diese Erkenntnis stimmt mit der Auswertung der KEV-Gesuche zur Förderung der Kleinwasserkraft überein, wonach die Stromproduktion aus Anlagen mit einer Leistung unter 0.3 MW äusserst gering ausfällt.

Insgesamt 82 Trinkwasserkraftwerke produzieren ca. 30 GWh/Jahr, das einzige Abwasserkraftwerk ca. 2 GWh/Jahr. Weitere Anlagen zur Stromerzeugung, z.B. im Zusammenhang mit Tunnelwasser oder mit Beschneigungsanlagen, sind erst in der Planungs- oder Realisierungsphase.

Insgesamt resultiert heute eine Stromproduktion aus Kleinwasserkraftanlagen (inkl. Trink- und Abwasserkraftwerken) von 576 GWh/Jahr.

4.2.4 Photovoltaik (PV)

In Graubünden existiert noch keine aktuelle Übersicht über die Stromproduktion aus PV-Anlagen. Aus der Publikation der KEV-Gesuche lässt sich allerdings entnehmen, dass in Graubünden derart unterstützte Projekte mit einer jährlichen Stromproduktion von ca. 0.7 GWh realisiert wurden.

Für die weiteren Abschätzungen wird von der Annahme ausgegangen, dass in Graubünden zurzeit ca. 4 GWh Strom pro Jahr aus PV-Anlagen stammen.

4.2.5 Windenergie

Die Stromproduktion aus Windkraft ist in Graubünden zurzeit marginal. Die einzige bereits in Betrieb stehende Windkraftanlage befindet sich in St. Moritz und produziert jährlich ca. 0.01 GWh Strom. Im Kanton Graubünden sind noch keine Windkraftwerke in Betrieb, welche KEV-Mittel erhalten.

4.2.6 Biomasse

a) Holz

Die Axpo Tegra AG betreibt in Domat/Ems seit 2006 ein Holzkraftwerk, in welchem Strom, Wärme und Prozessdampf für die benachbarten Industriebetriebe produziert werden. Aus maximal 220 000 t Holzschnitzeln und 30 000 t Altholz können maximal ca. 130 GWh Strom und 220 MWh Wärme pro Jahr erzeugt werden. Rund 75 Prozent des Frischholzes und 50 Prozent des Altholzes stammen aus Graubünden. Infolge verschiedener Probleme im Zusammenhang mit der Stilllegung des Sägewerks Mayr Melnhof Swiss Timber AG konnten im Jahr 2010 jedoch nur ca. 45 GWh Strom produziert werden, wobei davon ca. 30 GWh aus Bündner Holz stammten.

b) Kehrichtverbrennung

Die einzige Bündner Kehrichtverbrennungsanlage des Gemeindeverbands für Abfallentsorgung in Graubünden (GEVAG), Trimmis, verarbeitete im Jahr 2010 rund 91 000 t Abfall. Daraus wurden 40 GWh/Jahr an Strom ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespielen. 50 Prozent der davon produzierten Energiemenge können zu den erneuerbaren Energien gezählt werden.

c) Kläranlagen

Im Kanton Graubünden werden die Abwässer der Haushalte sowie aus Industrie und Gewerbe in über 100 Kläranlagen gereinigt. In den 23 vorwiegend grösseren Anlagen werden der dabei anfallende Klärschlamm ausgefault und das entstehende Faulgas in Blockheizkraftwerken oder Mikrogasturbinen verwertet, wodurch ca. 4 GWh Strom pro Jahr produziert werden.

d) Grüngut, Abfälle aus Lebensmittel verarbeitenden Betrieben, Hofdünger

Zurzeit sind in Graubünden sieben Anlagen in Betrieb, welche aus Grüngut, Abfällen aus Lebensmittel verarbeitenden Betrieben und Hofdünger zusammen knapp 2 GWh Strom pro Jahr produzieren und teilweise auch die anfallende Wärme nutzen.

4.2.7 Wärmekraftkopplung

Unter Wärmekraftkopplung (WKK) versteht man vereinfacht eine Heizung, die gleichzeitig Strom produziert, oder auch ein Stromkraftwerk, das gleichzeitig Wärme liefert. Eine WKK-Anlage muss mindestens 5 Prozent der eingesetzten Energie in Elektrizität umwandeln und einen Gesamtnutzungsgrad (Wärme und Elektrizität) von mindestens 60 Prozent erreichen.

In Graubünden sind gemäss Statistik des BFE 38 Klein-WKK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 2.4 MW und einer Produktion von 10.1 GWh installiert. Zwei Anlagen sind als Industrieanlagen bzw. als Fernheizkraftwerke erfasst. Sie erbringen eine Leistung von 17 MW und eine Produktion von 89.1 GWh. Es ergibt sich somit eine WKK-Produktion in Graubünden von insgesamt 99.2 GWh pro Jahr (2009).

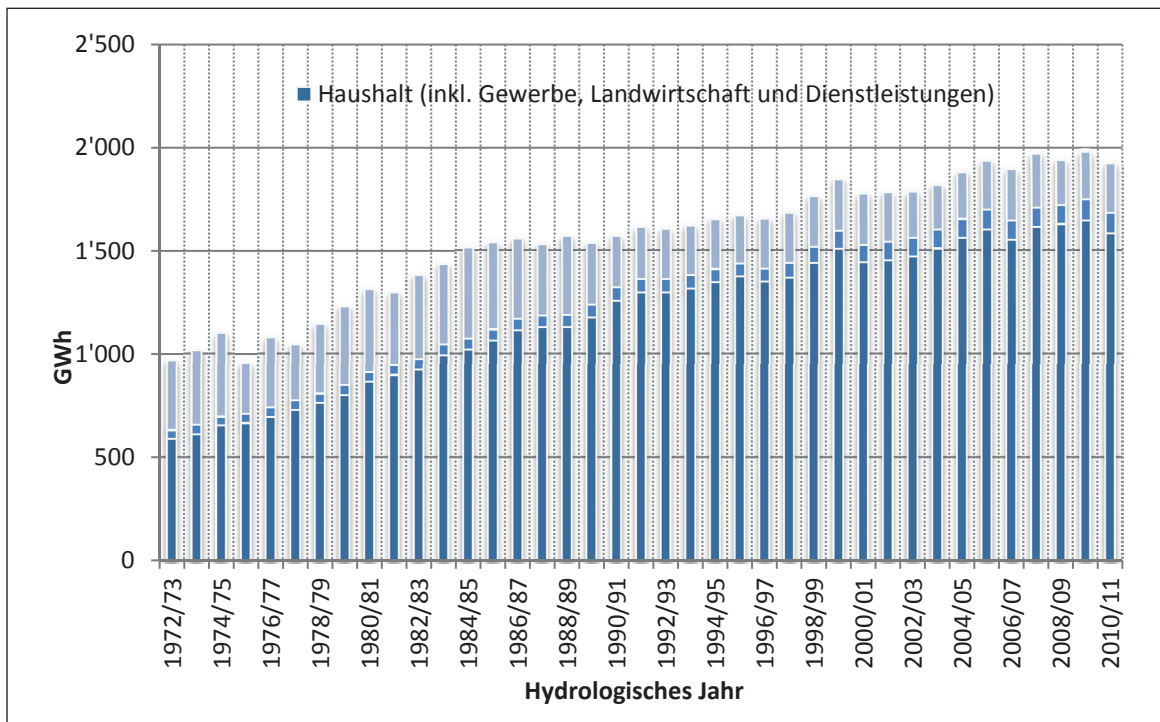
Das Amt für Natur und Umwelt führt in seiner Statistik fünf grössere Blockheizkraftwerk-Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 1.1 MW (thermische Leistung 1.5 MW). Zwei dieser

Anlagen betreiben die IBC Energie Wasser Chur, je eine das Kreuzspital in Chur und die Zürcher Hochgebirgsklinik in Davos. Eine Anlage wird durch das EW Lumbrein betrieben.

Diese Produktionszahlen sind mehrheitlich bereits in den Werten der Produktion aus Holz und Kehrichtverbrennungsanlagen (Kapitel 4.2.6. a und b) enthalten.

4.3 Stromverbrauch in Graubünden

Die langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs in Graubünden geht aus der folgenden Grafik hervor:



Elektrizitätsverbrauch in Graubünden

4.4 Stromhandel in Graubünden

Die Schweiz ist Teil des europäischen Stromverbundes. Mit der Strommarktliberalisierung in der EU hat die Bedeutung des Stromhandels in den letzten Jahren stark zugenommen.

Der Stromhandel dient als Drehscheibe zwischen Produktion und Markt sowie der Optimierung des Einsatzes der eigenen Anlagen. Durch die eigenen Handelsaktivitäten können der Marktwert eines Strom-Portfolios (Eigenproduktion, Beteiligungen, Langfristverträge, Versorgung, Kapazitätsrechte usw.) realisiert und die Marktrisiken aktiv gesteuert werden. Der Handel hat zudem eine Pufferfunktion: Volatilität von Kosten und Erträgen werden gedämpft. Hauptziel des Handels ist die Optimierung des Portfolio-Werts unter Minimierung der damit verbundenen Risiken.

Die Kraftwerksgesellschaft Repower AG (Repower) hat eigene Trading-Einheiten in Poschiavo (30 Mitarbeitende), daneben auch in Mailand (20 Mitarbeitende) und Prag (20 Mitarbeitende) und ist an den wichtigsten Strombörsen und Handelsplattformen in Europa präsent. Sie handelt neben Strom auch mit Gas, CO₂ und Grünstrom-Zertifikaten.

Verglichen mit einem Partnerwerk generiert die Repower, welche über die gesamte Wertschöpfungskette des Stroms tätig ist, in Graubünden eine deutlich höhere Wertschöpfung. Dazu trägt der Stromhandel substantziell bei. Dank den Handelsaktivitäten werden auch Teile der Wertschöpfung ausländischer Aktivitäten im Kanton generiert.

Der Stromhandel ist einerseits mit Ertragschancen verbunden, andererseits ist die Volatilität der

Strompreise jedoch mit entsprechenden Risiken verbunden, welche es durch ein Riskmanagement abzusichern gilt.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Energiebilanz 2011 der Repower und somit die grosse Bedeutung des Stromhandels für diese Gesellschaft.



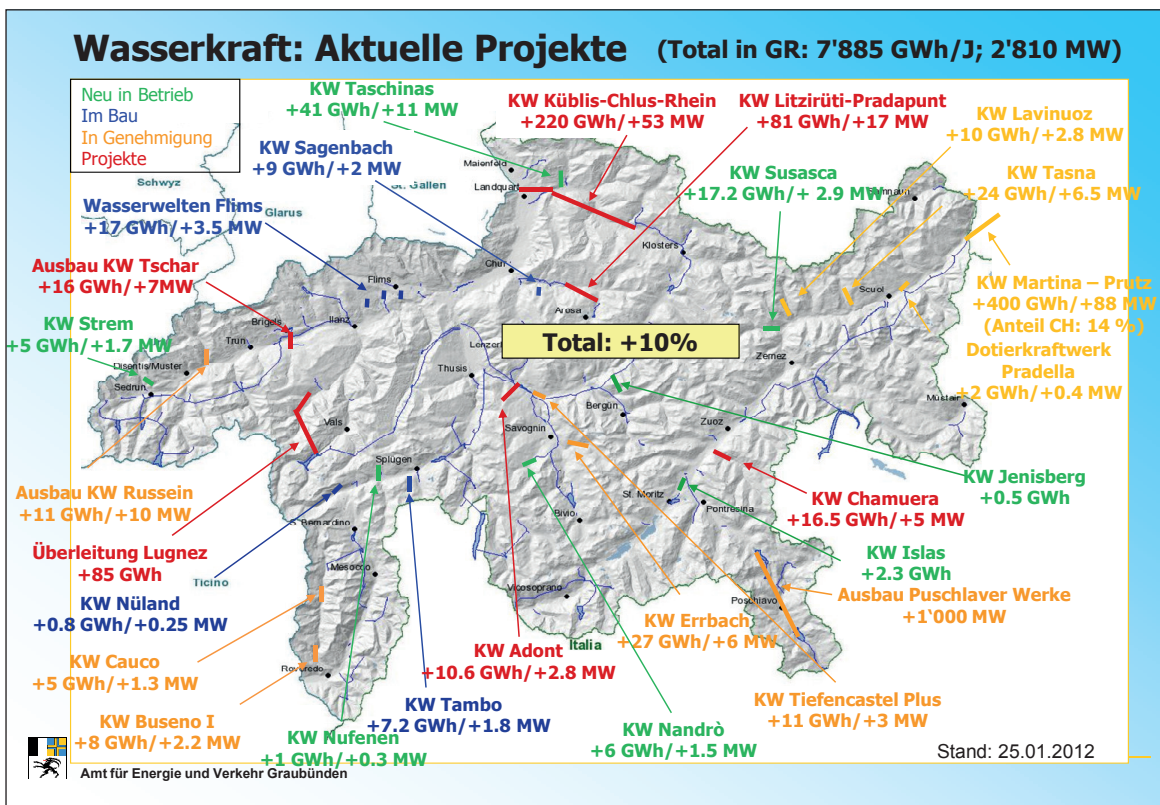
Energiebilanz 2011 der Repower AG, Quelle: Repower AG

4.5 Realisierte und geplante Projekte zur Stromerzeugung

4.5.1 Wasserkraft generell

Im Kanton Graubünden sind in den letzten Jahren 25 KEV-Kraftwerke (davon 16 Trinkwasserkraftwerke) mit einer installierten Gesamtleistung von 24.8 MW und einer Jahresproduktion von 102.2 GWh realisiert worden (Stand: 15. Dezember 2011). Positive KEV-Bescheide sind 56 (davon 29 Trinkwasserkraftwerke) mit 39.1 MW und 164.8 GWh vermerkt. Auf der Warteliste befinden sich 42 Anlagen (davon 25 Trinkwasserkraftwerke) mit 27.8 MW und 110.3 GWh. Zu bemerken ist, dass die KEV-Liste teilweise Doppelanmeldungen enthält und es zudem fraglich ist, ob all die vorsorglich angemeldeten Kleinkraftwerke überhaupt zur Realisierung gelangen.

Folgende Graphik gibt einen Überblick über die in letzter Zeit realisierten und geplanten Wasserkraftprojekte bzw. über die damit verbundenen zusätzlichen Leistungen und Jahresenergie-mengen in Graubünden (bei Ausbauprojekten von bestehenden Wasserkraftwerken wird nur die zusätzliche Energie bzw. Leistung ausgewiesen):



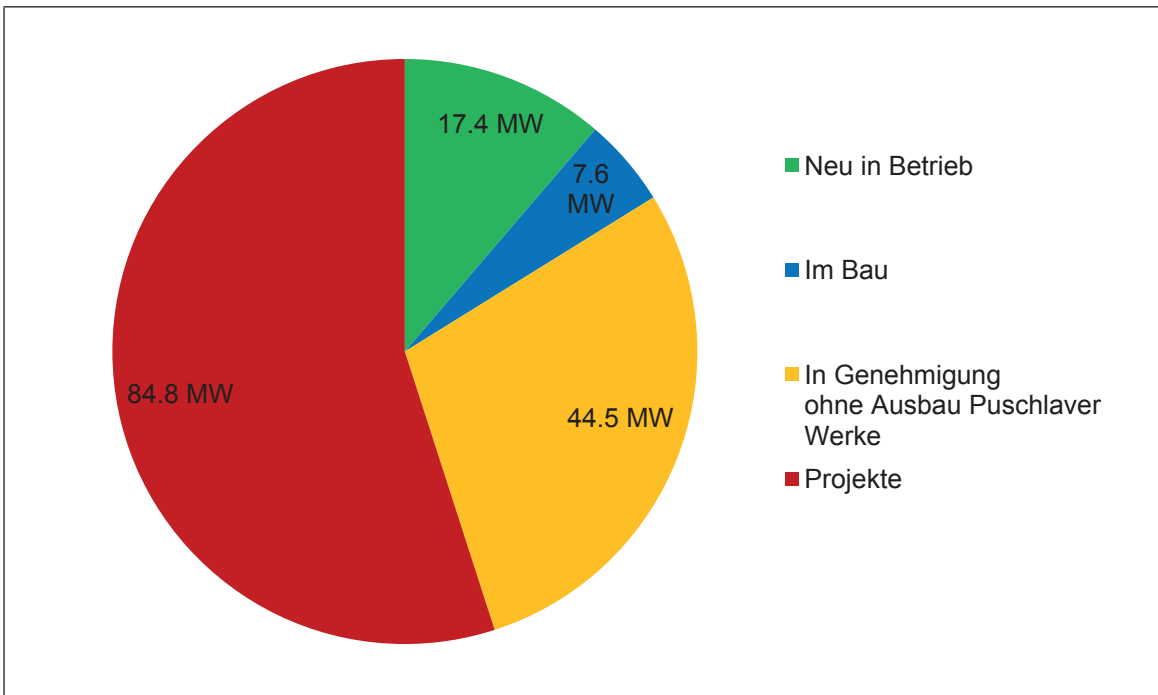
Realisierte und geplante Projekte Wasserkraft

Die zusätzlichen Leistungen und Jahresenergiemengen der in letzter Zeit realisierten und geplanten Gross- und Kleinkraftwerke sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

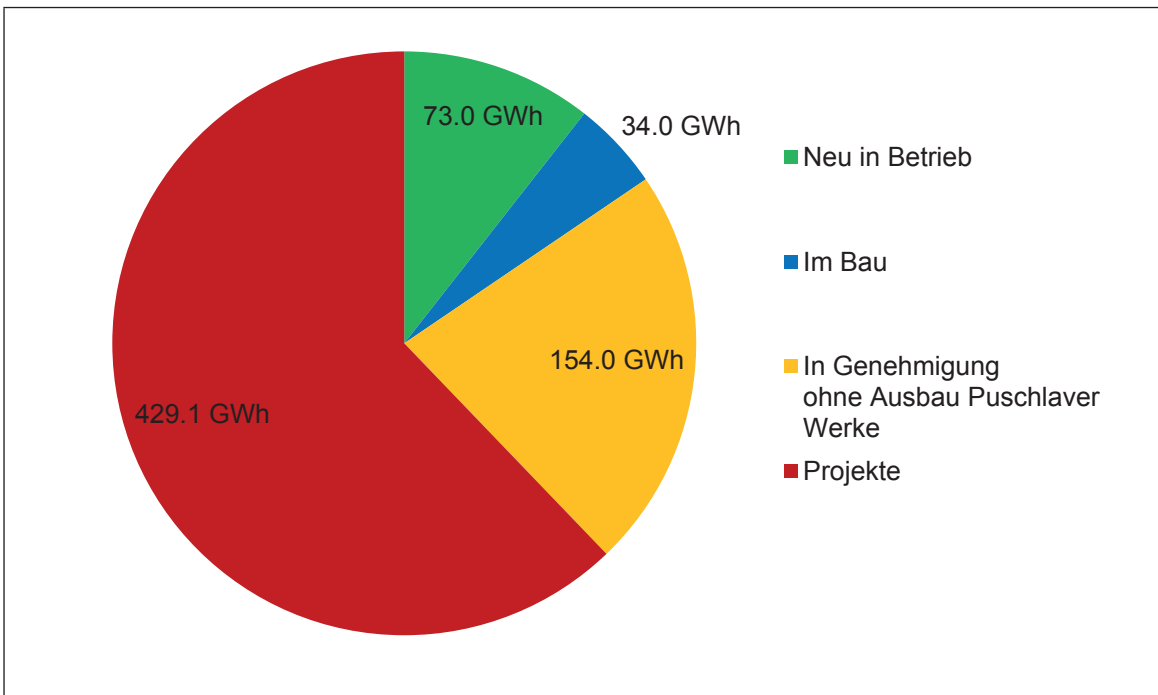
Wasserkraft: Aktuelle Projekte	Installierte Leistung		Jahresenergieproduktion	
Neu in Betrieb		17.4 MW		73.0 GWh
KW Taschinas	11.0 MW		41.0 GWh	
KW Susasca	2.9 MW		17.2 GWh	
KW Jenisberg			0.5 GWh	
KW Islas			2.3 GWh	
KW Nandrò	1.5 MW		6.0 GWh	
KW Nufenen	0.3 MW		1.0 GWh	
KW Strem	1.7 MW		5.0 GWh	
Im Bau		7.6 MW		34.0 GWh
KW Tambo	1.8 MW		7.2 GWh	
KW Nüland	0.3 MW		0.8 GWh	
Wasserwelten Flims	3.5 MW		17.0 GWh	
KW Sagenbach	2.0 MW		9.0 GWh	
In Genehmigung		1'044.5 MW		154.0 GWh
KW Lavinuoz	2.8 MW		10.0 GWh	
KW Tasna	6.5 MW		24.0 GWh	
KW Martina - Prutz (Anteil CH: 14%)	12.3 MW		56.0 GWh	
Dotierkraftwerk Pradella	0.4 MW		2.0 GWh	
Ausbau Puschlaver Werke	1'000.0 MW		*	
KW Tiefencastel Plus	3.0 MW		11.0 GWh	
KW Errbach	6.0 MW		27.0 GWh	
KW Buseno I	2.2 MW		8.0 GWh	
KW Cauco	1.3 MW		5.0 GWh	
Ausbau KW Russein	10.0 MW		11.0 GWh	
Projekte		84.8 MW		429.1 GWh
KW Küblis-Chlus-Rhein	53.0 MW		220.0 GWh	
KW Litzirüti-Pradapunt	17.0 MW		81.0 GWh	
KW Chamuera	5.0 MW		16.5 GWh	
Überleitung Lugnez			85.0 GWh	
KW Adont	2.8 MW		10.6 GWh	
Ausbau KW Tschar	7.0 MW		16.0 GWh	
Total aktuelle Projekte Wasserkraft		1'154.3 MW		690.1 GWh
* Pumpspeichenwerk mit voraussichtlicher Pumpenergie von 2'000 GWh und Produktion von 1'500 GWh				
Die Produktion aus der natürlichen Wasserkraft bleibt in den ausgebauten Anlagen gegenüber heute unverändert				

Tabelle: Realisierte und geplante Projekte Wasserkraft

Die Anteile der Anlagen (in Betrieb, im Bau, in Genehmigung oder in Projektphase) können aus den folgenden beiden Grafiken entnommen werden.



Aktuelle Projekte Wasserkraft – installierte Leistungen



Aktuelle Projekte Wasserkraft – Jahresenergie

4.5.2 Pumpspeicherwerke

Ein Pumpspeicherkraftwerk (PSW) ist eine besondere Form eines Speicherkraftwerks und dient technisch der Regulierung des Stromnetzes. In Zeiten eines Überangebots von Strom im Netz kann durch das Hochpumpen von Wasser die elektrische Energie durch Umwandlung in potentielle Energie von Wasser gespeichert und nach der Umwandlung dieser potentiellen Energie in elektrische Energie wieder ins Netz gespiesen werden. Aufgrund des begrenzten Wirkungsgrads kann die aufgenommene Energie nur zum Teil wiedergewonnen werden.

Die Bedeutung der Pumpspeicherwerke dürfte im europäischen Stromverbund, in welchem die Schweiz eingebunden ist, immer mehr zunehmen. Mit dem starken Zubau von Stromproduktionsanlagen, die beschränkt prognostizierbaren Strom liefern (insbesondere stochastisch anfallende Energie aus Wind- und PV-Anlagen) braucht es eine Kompensation (sog. Back-up Kraftwerke), damit der Strombedarf und die Stromproduktion stets im Einklang bleiben. Die Nachfrage nach Strom aus flexibel einsetzbaren Kraftwerken wird längerfristig nicht mehr nur vom Konsum, sondern vermehrt auch von der unregelmässig anfallenden Produktion abhängen. Die Schweiz hat dank ihren topografischen Gegebenheiten die reelle Chance, in diesem Bereich eine bedeutende Rolle zu spielen.

In Graubünden beabsichtigt die Repower, im oberen Puschlav ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer installierten Leistung von 1000 MW zu erstellen. Dazu sollen der Lago Bianco am Berninapass (ca. 2230 m ü. M.) und der Lago di Poschiavo (ca. 960 m ü. M.) zu einem hydraulischen System zusammengeschlossen und damit das Gefälle zwischen den beiden Seen genutzt werden. Insgesamt sollen in das Vorhaben, das bis Ende dieses Jahrzehnts realisiert werden soll, rund 1.5 Mrd. Franken (Stand Konzessionsgesuch, Ende 2011) investiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass jährlich rund 2000 GWh als Pumpenenergie aufgewendet werden müssen und durch das Turbinieren des hochgepumpten Wassers eine jährliche Stromproduktion von rund 1500 GWh resultieren wird. Die Produktion aus der natürlichen Wasserkraft wird in den ausgebauten Anlagen gegenüber heute praktisch unverändert bleiben. In den bestehenden Kraftwerken Palü (künftig keine Produktion mehr), Cavaglia und Robbia ergibt sich eine Minderproduktion von rund 55 GWh pro Jahr, weil das Wasser aus dem Lago Bianco sowie ein Teil des Wassers der Fassung Palü ins neue Pumpspeicherwerk abgeleitet werden und nicht mehr in den bestehenden Anlagen genutzt werden können. Im Weiteren entsteht in den heutigen Kraftwerken Campocologno I und II eine Minderproduktion von rund 20 GWh pro Jahr, weil die Dotierwassermengen des Poschiavino in Miralago erhöht werden. Die daraus resultierende Minderproduktion in den bestehenden Anlagen kann aber wettgemacht werden, weil das genutzte Gefälle im Pumpspeicherwerk grösser ist als in der bestehenden Kraftwerkskette Palü-Cavaglia-Robbia.

Das Projekt «Lagobianco» tritt an die Stelle des sogenannten «Konzessionsprojekts 95», welches aus Umweltgründen nicht weiterverfolgt wurde. Seit Ende 2008 wurde das Grossprojekt «Lagobianco» in einer gemeinsamen Arbeitsgruppe zusammen mit Vertretern der Umweltorganisationen und der Fischerei sowie der kantonalen und kommunalen Behörden erarbeitet und weiterentwickelt. Ende 2010 stimmten die Gemeinden Brusio, Poschiavo und Pontresina den Konzessionsverträgen zu und Ende 2011 wurde das Konzessionsprojekt bei der Regierung zur Genehmigung eingereicht.

4.5.3 Übrige Projekte zur Stromproduktion

Hierzu existieren keine umfassenden statistischen Übersichten. Angaben zur aktuellen Stromproduktion aus den übrigen Stromerzeugungsarten und deren Potenziale sind im Kapitel «C. Potenziale und Handlungsmöglichkeiten» unter «1.4 Neue erneuerbare Energien» sowie «1.5 Wärmekraftkopplung» aufgeführt.

4.6 Umsetzung Gewässerschutzgesetz

4.6.1 Restwassersanierung

Im Kanton Graubünden sind seit dem Inkrafttreten des eidgenössischen Gewässerschutzgesetzes im Jahre 1992 von den 218 untersuchten Wasserentnahmen bis heute deren 55 im Zuge von Neukonzessionierungen oder im Rahmen anderer wasserrechtlicher Verfahren an die neuen Bestimmungen im Umweltrecht angepasst worden. Im Weiteren hat die Regierung mit Beschluss vom 24. November 2009 die Misoxer Kraftwerke AG (MKW) in einem Pilotfall zu einer erhöhten Restwasserabgabe von jährlich 4.734 Mio. m³ verpflichtet. Diese neu festgelegte Restwassermenge bedeutet für die MKW eine Produktionsminderung von 3.2 Prozent bzw. eine Erlösminde- rung von 5 Prozent.

Gegen die entsprechende Sanierungsverfügung der Regierung wurden von einzelnen Umwelt- organisationen und von zwei betroffenen Konzessionsgemeinden Beschwerden beim kantonalen Verwaltungsgericht erhoben. Da das kantonale Gericht den Regierungsentscheid bestätigte, ha- ben die Umweltorganisationen den Fall an das Bundesgericht weiter gezogen. Das betreffende Gerichtsverfahren ist derzeit noch pendent. Dies hat zur Folge, dass auch bei den übrigen Sanie- rungsfällen zusätzliche Verzögerungen entstehen.

4.6.2 Umsetzung neue Vollzugsaufgaben gemäss Gewässerschutzgesetz

Mit der am 11. Dezember 2009 vom eidgenössischen Parlament beschlossenen und auf den 1. Januar 2011 in Kraft gesetzten Teilrevision des Gewässerschutzgesetzes kommen auf die Kan- tone wesentliche neue Aufgaben und Finanzierungslasten zu. Graubünden als flächenmässig grösster Kanton mit ca. 7 000 km Fließgewässern ist unter anderem auch wegen der grossen Be- deutung der Wasserkraftnutzung bei diesen neuen Aufgaben besonders betroffen und gefordert.

Diese neuen gesetzlichen Pflichten gliedern sich grob in drei Aufgabenbereiche, nämlich Fest- legung des Gewässerraums, Gewässerrevitalisierung sowie Gewässersanierung (mit den Themen Schwall/Sunk, Geschiebehalt und Fischgängigkeit). Zwischen allen drei Aufgabenbereichen bestehen gegenseitige sachliche Abhängigkeiten, die ein koordiniertes und aufwendiges Vorge- hen auf Stufe Kanton erfordern.

4.7 Stromnetze

4.7.1 Überblick

In Graubünden bilden insgesamt rund 5 730 km Hochspannungsleitungen (Netzebenen NE 1, 3, 5) Teil des Stromnetzes. Sie sind ein wichtiges Element im weiträumigen regionalen, nationalen und internationalen Stromverbund. Diese dienen der Versorgung und der Einspeisung der vor Ort produzierten und benötigten Energie. In der Feinverteilung (Hausanschlüsse, NE 7) beträgt die Leitungslänge rund 4 480 km.

Die Versorgungsnetze für elektrische Energie setzen sich wie folgt zusammen:

Lokale Verteilnetze (Hausanschlüsse), NE 7	4 480 km
Regionale Verteilnetze, NE 5	2 722 km
Überregionale Verteilnetze *, NE 3	1 262 km
Übertragungsnetz, NE 1	1 744 km

* davon Netz RhB/SBB 435 km

Als Versorgungsschwerpunkte in Graubünden gelten die Regionen Nordbünden, Ilanz/Alpenarena, Mittelbünden, Klosters/Davos und das Oberengadin. Der bedeutendste Energieversorger ist die Repower, welche 59 Gemeinden mit rund 55 000 Einwohnern versorgt, gefolgt von der IBC Chur mit drei Gemeinden und rund 33 500 Einwohnern, der Rhienergie AG mit fünf Gemeinden und rund 14 700 Einwohnern und dem EW Davos mit rund 11 300 Einwohnern. Die vier grössten EVU decken somit rund 60 Prozent der Stromversorgung in Graubünden ab. Das kleinste Versorgungsunternehmen ist die Provedimaint Electric Mulegns mit einer Energieversorgung für 28 Einwohner.

4.8 Netznutzungstarife

Ein Vergleich der Netznutzungstarife für drei relevante Verbrauchergruppen zeigt, dass eine markante Tariffdifferenz besteht.

Netznutzung Rp./kWh	Minimum*	Mittel	Maximum	Ø Tarif Netznutzung der 4 grossen EVU
H3 Haushalt 4-Zimmer 4500 kWh/a	1.80	9.26	17.21	10.54
H7 Haushalt 5-Zimmer WP, Tumbler; 13000 kWh/a	1.81	7.55	14.45	8.21
C3 Mittlerer Betrieb 150000 kWh/a	1.80	7.82	19.51	7.91

Energietarif Rp./kWh	Minimum*	Mittel	Maximum	Ø Tarif Energie der 4 grossen EVU
H3 Haushalt 4-Zimmer 4500 kWh/a	2.45	5.94	10.25	7.91
H7 Haushalt 5-Zimmer WP, Tumbler; 13000 kWh/a	1.00	5.97	9.62	8.35
C3 Mittlerer Betrieb 150000 kWh/a	2.00	6.42	10.40	9.79

* Die Minimum-Tarife stammen von Sondervorteilen aus Wasserrechtsverleihungen

5. Volkswirtschaftliches Umfeld

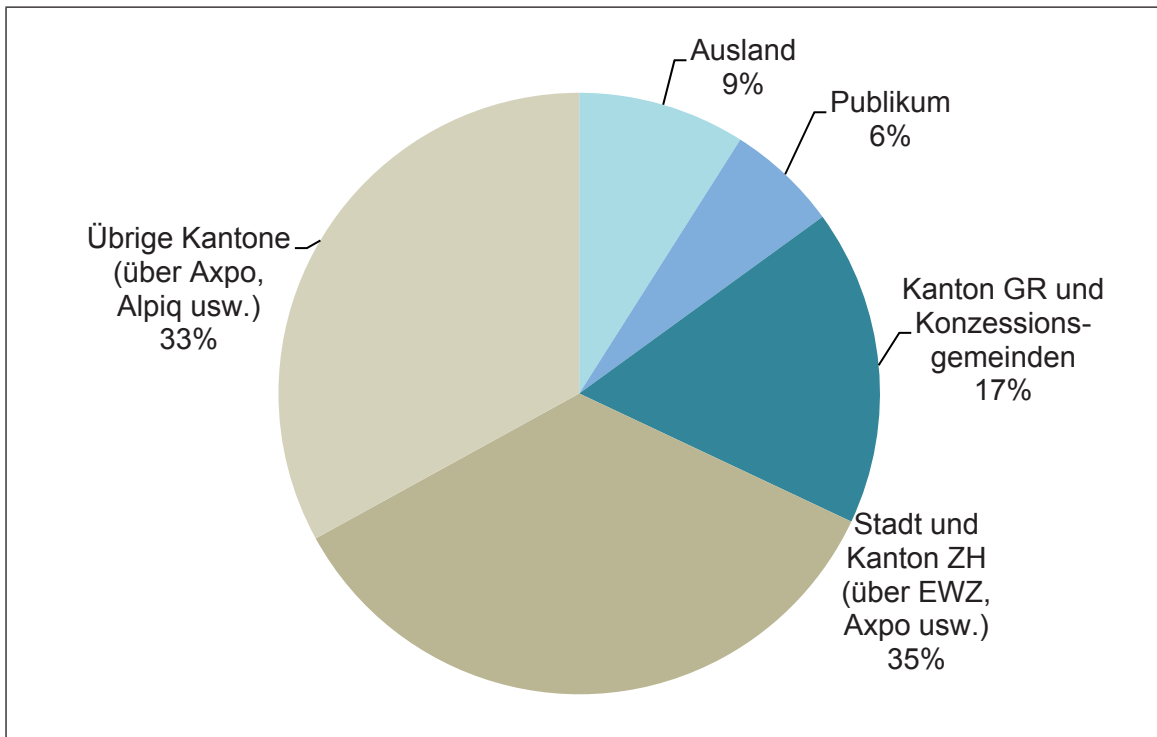
5.1 Beteiligungen des Kantons

In Ausübung seines gesetzlichen Beteiligungsrechts (Art. 22 Abs. 1 BWRG) ist der Kanton Graubünden heute an folgenden Kraftwerksgesellschaften beteiligt:

Kraftwerksgesellschaft	Beteiligung GR in Prozent	Anzahl Aktien	Kurswert ¹ 31. 12. 2011 in Franken	Buchwert 31. 12. 2011 in Franken
Repower AG	AK 46.01 AK und PS 37.57	1 280 400	405 886 800.00	67 342 867.00
Albula-Landwasser Kraftwerke AG (ALK)	5.00	11 000	1 290 110.00	1 100 000.00
Engadiner Kraftwerke AG (EKW)	14.07	196 938	21 629 419.00	19 693 800.00
Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR)	12.00	12 000	14 325 240.00	12 000 000.00
Kraftwerke Ilanz AG (KWI)	10.00	10 000	5 310 600.00	5 000 000.00
Kraftwerke Reichenau AG (KWR)	15.00	6 750	957 000.00	675 000.00
Kraftwerke Vorderrhein AG (KVR)	10.00	1 600	9 084 200.00	8 000 000.00
Misoxer Kraftwerke AG (MKW)	10.00	600	2 871 725.00	2 400 000.00
Kraftwerke Zervreila AG (KWZ)	12.60	63 000	7 152 390.00	6 300 000.00
Grischelectra AG (GEAG)	53.80	5 380	123 094.00	107 600.00

¹ Nur Repower hat einen Kurswert; bei den übrigen Beteiligungen entspricht der Wert dem Anteil des Kantons am ausgewiesenen Eigenkapital.

Die folgende Grafik zeigt die theoretische Eigentümerstruktur an den 12 grössten Produktionsgesellschaften Graubündens (ALK, Calancasca AG [CAG], Elektrizitätswerk der Stadt Zürich [EWZ], Elettricità Industriale SA Lostallo [ELIN], EKW, KHR, KWI, KWR, KVR, KWZ, MKW und Repower), die rund 95 Prozent der Bündner Stromproduktion auf sich vereinigen. Die Konzessionsgemeinden und der Kanton sind mit rund 17 Prozent an der Gesamtproduktion dieser Werke beteiligt, wobei der Anteil des Kantons knapp 12 Prozent beträgt. Zu erwähnen ist, dass es sich beim Grossteil der ausserkantonalen Beteiligungen um Gesellschaften handelt, die im Besitz der Mittellandkantone sind (z. B. Axpo ist im Besitze der Kantone ZH, AG, SG, AI, AR, TG, SH, GL und ZG). Gesamtschweizerisch befinden sich rund 80 Prozent der Kraftwerke im Besitze der öffentlichen Hand.



Beteiligungsverhältnisse an den Stromproduktionsgesellschaften in Graubünden

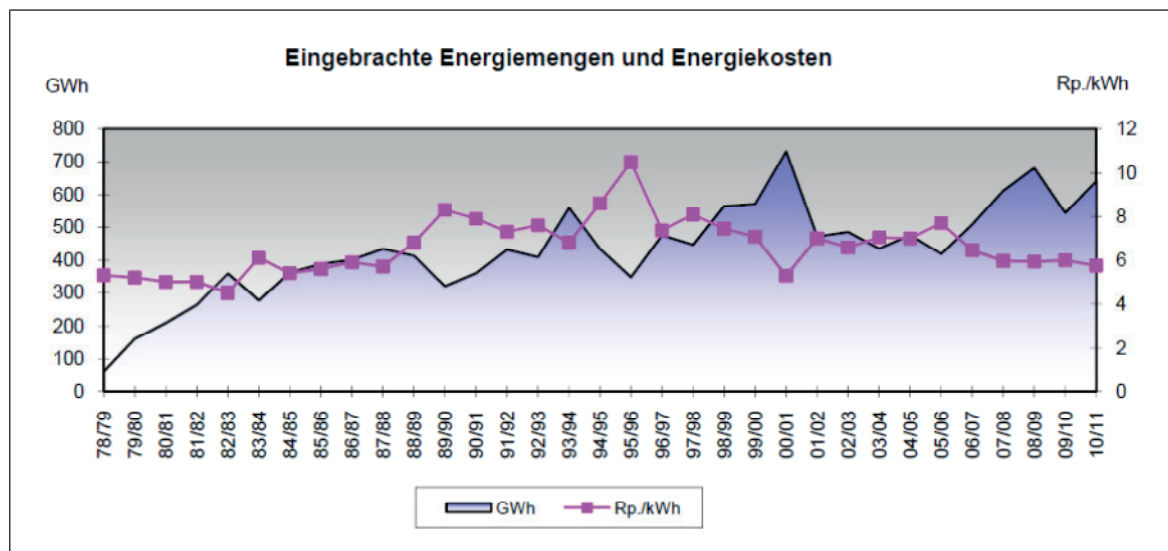
Bis Ende 2012 werden die Kraftwerksbeteiligungen im Verwaltungsvermögen geführt und zu den Anschaffungswerten bilanziert. Gemäss geltendem Gesetz über den Finanzhaushalt und die Finanzaufsicht des Kantons Graubünden vom 30. August 2007 (FFG; BR 710.100) gehören Beteiligungen zum Verwaltungsvermögen, wenn damit eine Einflussnahme im kantonalen Interesse beabsichtigt ist. Am 19. Oktober 2011 hat der Grosse Rat – zur Einführung des Harmonisierten Rechnungsmodells 2 (HRM2) – eine Totalrevision des FFG beschlossen. Damit hat die Definition des Verwaltungsvermögens eine Änderung erfahren. Im Zuge der HRM2-Einführung werden die Kraftwerksbeteiligungen vom Verwaltungs- ins Finanzvermögen überführt und bis zum Marktwert aufgewertet. Davon ausgenommen ist die Beteiligung an der Grischelectra AG (GEAG). Im Laufe der letzten Jahre hat sich das Umfeld für Kraftwerksbeteiligungen wesentlich verändert. Mit der Strommarktliberalisierung ab dem Jahr 2008 und dem Inkrafttreten des StromVG GR auf den 1. Januar 2009 wurden insbesondere die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst, weshalb die Kraftwerksbeteiligungen nicht mehr als Verwaltungsvermögen qualifiziert werden können. Die Kraftwerksbeteiligungen sind keine unmittelbare Folge der Wasserrechtsgesetzgebung mehr und auch nicht mehr für eine unmittelbare öffentliche Aufgabenerfüllung notwendig. Sie sind entsprechend dem Finanzvermögen zuzuordnen. Für den Erwerb und Verkauf von Finanzvermögen bleibt gemäss Art. 34 des neuen Finanzhaushaltsgesetzes (nFHG; BR 710.100) wie bisher die Regierung zuständig. In diesem Zusammenhang erwies sich die bestehende Kompetenzregelung von Art. 13 BWRG (Beteiligung des Kantons an Kraftwerkunternehmen) als nicht mehr sachgerecht. Die Entscheidungskompetenz liegt deshalb neu sowohl für erstmalige Beteiligungen als auch für Aufstockungen bei der Regierung. Die Kraftwerksbeteiligungen sollen schliesslich nicht verkauft werden, sondern weiterhin zur langfristigen Umsetzung der kantonalen Energie- und Beteiligungsstrategie gehalten werden.

5.2 Grischelectra AG

Die GEAG ist eine rechtlich selbständige Elektrizitätsgesellschaft, deren Aktionäre sich in A-Partner und B-Partner aufteilen. Die A-Aktionäre (Kanton Graubünden, Bündner Konzessionsgemeinden, Bündner Kraftwerksgesellschaften, Bündner Industrie mit hohem Energieverbrauch

sowie die Rhätische Bahn AG) sind am Aktienkapital der Gesellschaft mit 70 Prozent und die energieverwertenden B-Partner (Repower sowie EGL AG, EGL, ehemals Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG) mit 30 Prozent beteiligt. Mit der Gründung der GEAG im Jahre 1978 wurde die Verwertung der Energie aus den Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften und der von Gesetzes wegen beanspruchten Jahreskostenenergie überhaupt ermöglicht. Die GEAG befreit den Kanton und die mitwirkenden Gemeinden einerseits vom Absatzrisiko bezüglich der ihnen zustehenden Energiemengen. Andererseits können die beteiligten Gemeinwesen allfällige ihnen aus der Geltendmachung des Heimfallrechts oder Kraft Konzession zustehenden Energiemengen durch die GEAG verwerten lassen. Die B-Partner haben die Jahreskosten der eingebrachten Energie (derzeit durchschnittlich fast 560 GWh/Jahr) zu übernehmen und den Gemeinden sowie dem Kanton für jede in die Gesellschaft eingebrachte Kilowattstunde eine Entschädigung (das sogenannte Aufgeld) zu bezahlen. Dieses Aufgeld beträgt aktuell 0.8 Rp./kWh, was den GEAG-Gemeinden und dem Kanton derzeit jährliche Einnahmen von durchschnittlich rund 4.5 Mio. Franken generiert. Seit 1978 haben die GEAG-Gemeinden und der Kanton rund 83 Mio. Franken an Aufgeldzahlungen erhalten.

Die nachfolgende Grafik zeigt die in die GEAG eingebrachten Energiemengen und die jeweiligen Energiekosten:



Energiemengen und Energiekosten der GEAG, Quelle: GEAG-Geschäftsbericht 2010/11

Um den GEAG-Gemeinden und dem Kanton die nötigen Sicherheiten zu bieten, wurde mit den B-Partnern ein bis 2055 dauernder Vertrag ausgehandelt, wodurch die langfristige Verwertung der Elektrizität sichergestellt wird.

Im Rahmen der partnervertraglichen Abmachungen kann das Aufgeld alle vier Jahre an die veränderten Marktverhältnisse angepasst werden und ist entsprechend neu verhandelbar. Derzeit wird eine Anpassung im Hinblick auf die Einbringung neuer Energiepakete geprüft, damit die GEAG den Gemeinden und dem Kanton konkurrenzfähige Angebote unterbreiten kann.

5.3 Repower AG

Die Repower ist eine international tätige Energieunternehmung mit Sitz in Poschiavo. Sie ist auf der ganzen Wertschöpfungskette aktiv: Stromproduktion sowie deren Handel, Übertragung, Verteilung und Vertrieb von Strom. Die Gruppe beschäftigt rund 720 Personen, wovon rund 400 Arbeitsplätze sich in Graubünden befinden.

2011 setzte die Repower rund 19 TWh Strom um. Rund drei Viertel davon entfielen auf den Handel, ein Viertel auf die Versorgung und den Vertrieb. Die Eigenproduktion betrug 2011 rund

2.2 TWh. Die Gruppe verfügt über eigene Kraftwerke in der Schweiz (Wasserkraft), in Italien (Gas-Kombikraftwerk, Wind) und in Deutschland (Wind). Ausserdem setzte die Gruppe 2011 im Vertrieb, Trading und fürs Kraftwerk Teverola rund 880 Mio. m³ Gas um.

Am Aktienkapital von 2 783 Mio. Franken sind der Kanton Graubünden mit 46 Prozent, die Alpiq Holding AG mit 24.6 Prozent und die EGL mit 21.4 Prozent beteiligt. Diese drei Aktionäre mit wesentlichen Beteiligungen im Sinne von Art. 663c des Schweizerischen Obligationenrechts (OR; SR 220) sind untereinander mit einem Aktionärsbindungsvertrag verbunden. 8 Prozent der Aktien befinden sich im «free float». Frei handelbar sind zudem die Partizipationsscheine der Repower.

5.4 Volkswirtschaftliche Bedeutung

5.4.1 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist die bedeutendste inländische Rohenergie der Schweiz. Sie ist eine natürliche, erneuerbare und weitgehend emissionsfreie Energiequelle, welche grösstenteils hochwertige und regulierbare Spitzenenergie liefert. Für die Schweiz und namentlich für Graubünden ist die Wasserkraftnutzung von grosser energie- und volkswirtschaftlicher Bedeutung. Durchschnittlich werden schweizweit 60 Prozent des Stroms in Wasserkraftwerken produziert. Rund ein Fünftel davon – fast 7 900 GWh pro Jahr – stammt aus Graubünden. Der Bündner Stromverbrauch beträgt fast 2 000 GWh pro Jahr. Somit können rund drei Viertel des in Graubünden erzeugten Stroms exportiert werden.

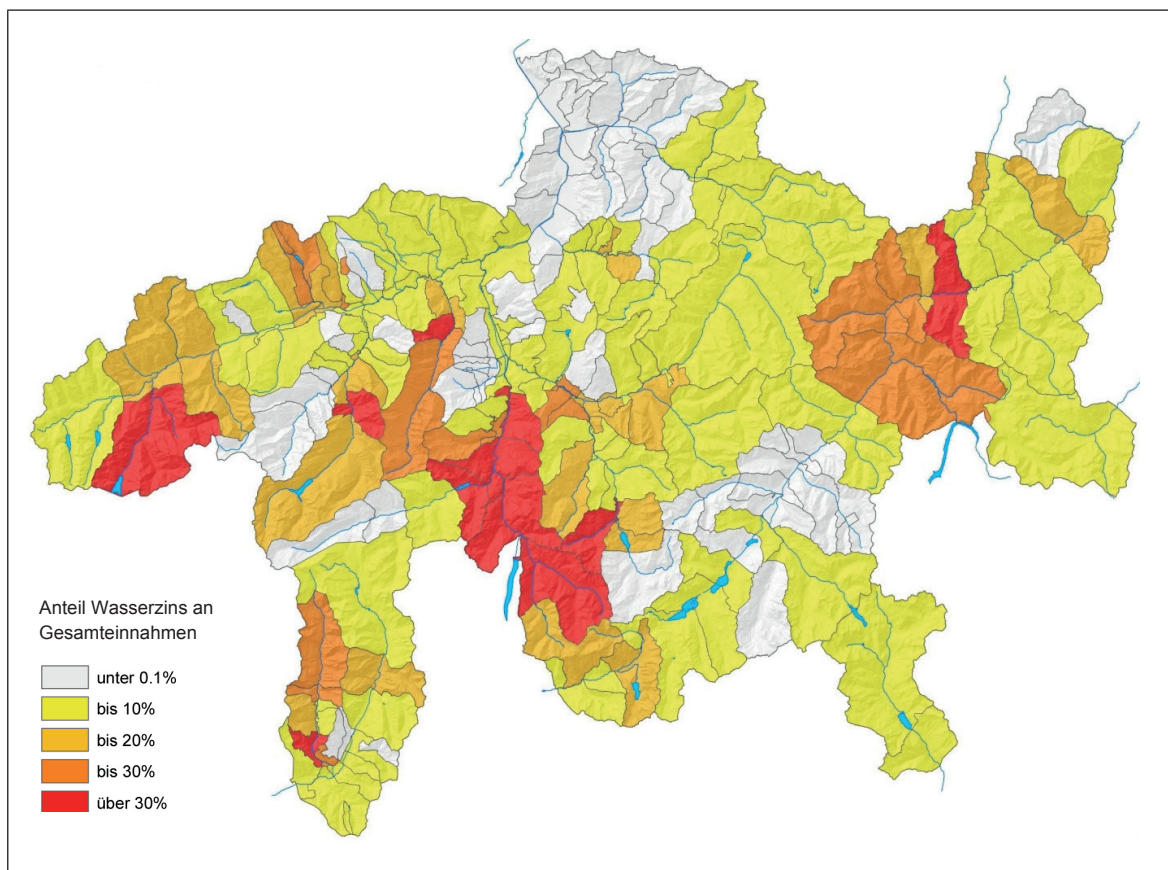
Die Bündner Wasserkraftwerke erzeugen über 98 Prozent des im Kanton produzierten Stroms. Beinahe 93 Prozent dieses Stroms werden in 46 Grosskraftwerken (installierte Leistung > 10 MW) erzeugt. Die übrigen 7 Prozent werden von rund 70 Kleinkraftwerken (installierte Leistung < 10 MW) bzw. von über 100 Trinkwasserkraftwerken produziert.

Durch die Nutzung der Wasserkraft werden zahlreiche Arbeitsplätze im Kanton gesichert. Im Jahr 2009 waren in Graubünden im Bereich Energieerzeugung aus Wasserkraft rund 540 Personen beschäftigt. Aber auch indirekt hängen zahlreiche Arbeitsplätze von der Wasserkraftnutzung ab. Jährliche Unterhaltsaufwendungen im Umfang von rund 40 Mio. Franken sowie Erneuerungs- und Neubauinvestition von über 200 Mio. Franken schaffen grosse Auftragsvolumen für regionale und nationale Unternehmen.

Einfluss auf die Bündner Volkswirtschaft haben auch die jährlichen Leistungen der Kraftwerkunternehmen in Form von Rohstoffentgelten (Wasserzins bzw. Wasserwerksteuer) und Steuern. Diese sind für den Finanzhaushalt zahlreicher Gemeinden und des Kantons von wesentlicher Bedeutung. Hinzu kommen Naturalleistungen, wie Gratisenergie oder andere vereinbarte Energielieferungen, die in den einzelnen Konzessionen geregelt werden.

Für die Nutzung der Wasserkraft haben die Werkbetreiber den Konzessionsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten. Beim derzeitig bundesrechtlich maximalen Wasserzinsansatz von 100 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung erhalten die Konzessionsgemeinden und der Kanton jährliche Einnahmen von insgesamt rund 107 Mio. Franken.

Die Bedeutung der Wasserzinseinnahmen gemessen an den Gesamteinnahmen der Gemeinden zeigt folgendes Bild (Basis 2009, beim damaligen Wasserzinsmaximum von 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung):



Anteile der Wasserzinseinnahmen der Gemeinden gemessen an deren Gesamteinnahmen

Von den derzeitigen 176 Bündner Gemeinden sind deren 143 wasserzinsberechtigigt. Auf der Basis des alten, bis Ende 2010 geltenden Wasserzinsmaximums von 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung machten bei etwa 5 Prozent der Bündner Gemeinden die Einnahmen aus dem Wasserzins über 30 Prozent ihrer Gesamteinkünfte aus. Bei etwa gleich vielen Konzessionsgemeinden waren es 20–30 Prozent der Gesamteinnahmen, die durch den Wasserzins gedeckt wurden und bei etwa 10 Prozent der Gemeinden waren es noch 10–20 Prozent. In den meisten wasserzinsberechtigigten Gemeinden betrug die Erträge aber weniger als 10 Prozent der Gesamteinnahmen.

Die Bedeutung der Wasserkraftnutzung wird noch grösser, wenn man sich vergegenwärtigt, dass sich die daraus resultierenden Vorteile in zum grossen Teil eher peripheren und wirtschaftlich weniger starken Gebieten des Kantons Graubünden auswirken. Am Ende profitiert aber der ganze Kanton Graubünden, mithin auch die ganze Schweiz von einer erfolgreichen und wirtschaftlichen Nutzung der Wasserkraft zur Stromproduktion.

In die in Graubünden in Betrieb stehenden Kraftwerke wurden bis heute insgesamt 6 Mrd. Franken investiert. Die Summe ergibt sich aus den jeweiligen Kosten aus der Erstellungszeit der Werke. Müsstten alle Werke heute neu gebaut werden, wären die Kosten infolge der Teuerung sehr viel höher. Auch liegt der heutige Marktwert sämtlicher bestehender Anlagen um ein Vielfaches höher als die ursprünglichen Investitionskosten von 6 Mrd. Franken.

In den nächsten fünf Jahren planen die Bündner Kraftwerkbetreiber Erneuerungs- bzw. Erweiterungsinvestitionen im Umfang von über 500 Mio. Franken. Bis im Jahr 2018 sollen es sogar über 800 Mio. Franken sein. Damit kann der von Gesetzes wegen geforderte funktionsfähige Betrieb der bestehenden Anlagen gesichert und gewährleistet werden.

Die Bündner Wasserkraftwerke planen gegenwärtig überdies grössere Neubauprojekte. Bis ins Jahr 2020 sind entsprechende Vorhaben im Umfang von rund 2 Mrd. Franken vorgesehen.

5.4.2 Neue erneuerbare Energien

Zu den neuen erneuerbaren Energien werden Wind, Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie gezählt. Für den Kanton Graubünden sind noch keine Daten zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der erneuerbaren Energien vorhanden.

5.5 Partnerwerkbesteuerung

In Graubünden werden die grossen Wasserkraftwerke nach dem Partnerwerkprinzip betrieben. Bei den Partnerwerken gilt der Grundsatz, wonach jeder Partner im Umfang seiner prozentualen Beteiligung entsprechenden Anspruch auf die produzierte Energie und Leistung hat. Im Gegenzug hat jeder Partner im gleichen prozentualen Umfang die Jahreskosten des entsprechenden Werks zu übernehmen.

Das Kernproblem bei der Besteuerung der Partnerwerke bildet die Ermittlung und gesetzeskonforme Aufteilung des finanziellen Erfolgs, welcher mit der produzierten Energie der Partnerwerke real erwirtschaftet wird, zwischen dem Standortkanton des Partnerwerks einerseits und den Kantonen andererseits, in welchen sich die Geschäftssitze der an den Partnerwerken beteiligten Aktionäre (= Partner) befinden.

Die Gründungs- und Konzessionsverträge der Partnerwerke enthalten in vielen Fällen konkrete Bestimmungen über die Mindesthöhe der Dividenden, die unbesehen um die Relation zwischen Marktwert und den Gestehungskosten der Energieproduktion handelsrechtlich auszuweisen sind, und in der Regel auch dem mindestens zu versteuernden Gewinn entsprechen.

Rechtlich sind die Bündner Partnerwerke juristische Personen des privaten Rechts und damit auch eigenständige Rechtssubjekte. Bei der Partnerwerkbesteuerung stellt sich die Frage, zu welchem Preis die Partnerwerke den Strom an einen unabhängigen Dritten veräussern können. Mit andern Worten ist zu prüfen, welcher Preis für den produzierten Strom auf dem freien Markt erzielt werden könnte. Weil ein entsprechender Markt auf Stufe Partnerwerk – Partner nicht besteht, muss hier auf Hilfsgrössen und Modellberechnungen zurückgegriffen werden.

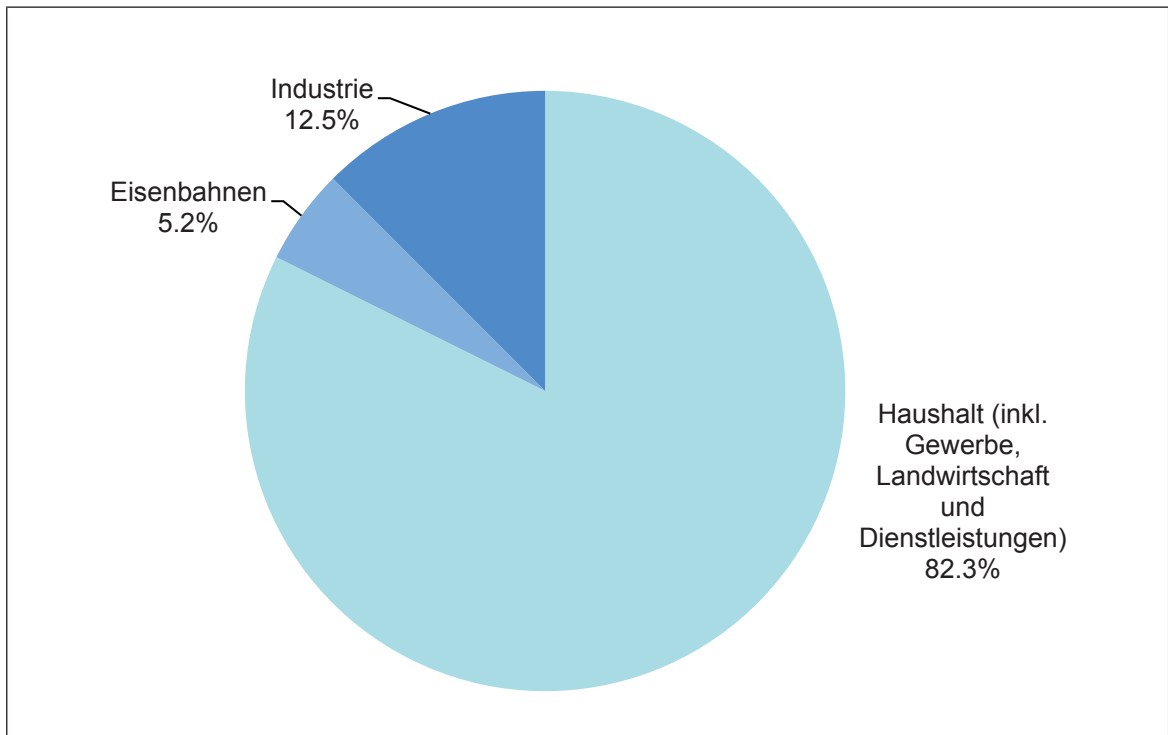
Bis Ende 2006 erfolgte die Veranlagung nach dem sogenannten «Modell Pfeiffer». Für die Jahre 2007–2008 konnte mit den Gesellschaften die Besteuerung mit einer Übergangslösung geregelt werden.

Weitere Verhandlungen für ein neues Modell sind ergebnislos verlaufen: In der Frage, wie das Nettoergebnis aus der Bewertung nach dem neuen Modell auf Partner und Partnerwerke verteilt werden soll (Stichwort «Risikoabschlag»), liegen die Positionen weit auseinander.

Zudem gilt es bei den Partnerwerken, die Grundstücke amtlich zu schätzen. Dabei werden die Neu- und Zeitwerte der Gebäude ermittelt. Der Ertrags- und Verkehrswert dient der Ermittlung des Vermögenssteuerwertes der Kraftwerksanlagen. Der Vermögenssteuerwert bildet die Bemessungsgrundlage für die kommunalen Liegenschaftensteuern.

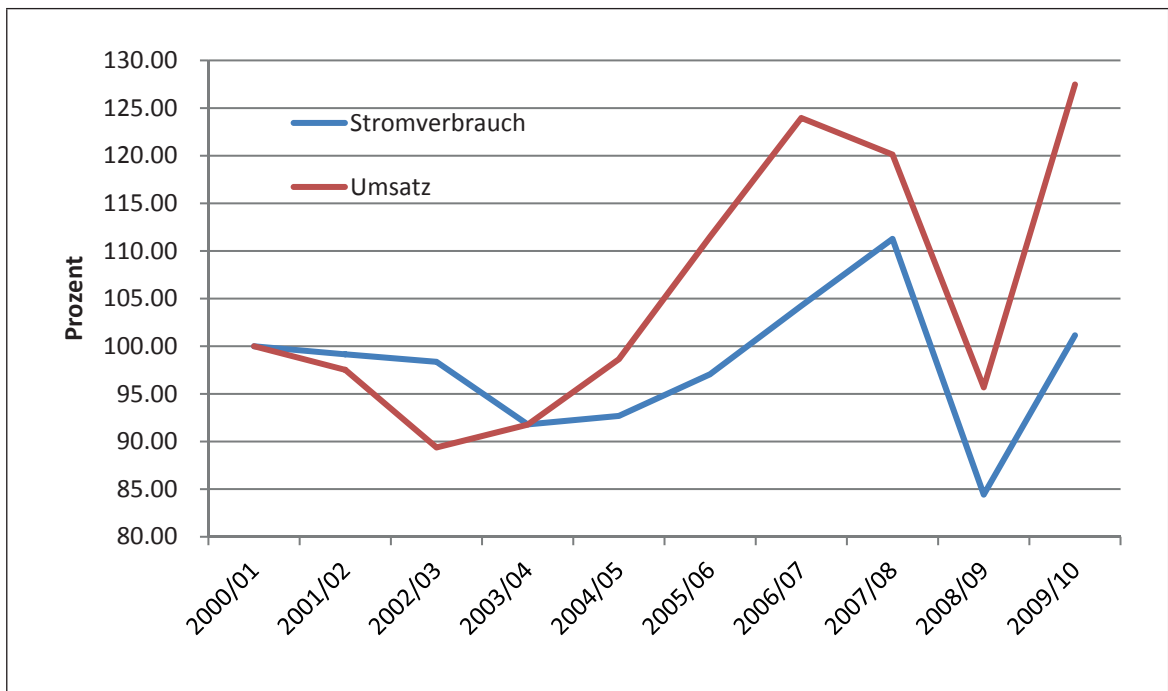
5.6 Energieintensive Industrieunternehmen

Die bündnerischen Grossverbraucher (Industriebetriebe und Eisenbahnen) haben im hydrologischen Jahr 2010/2011 rund 340 GWh Strom bzw. fast 18 Prozent des gesamten Stromverbrauchs in Graubünden von 1921 GWh konsumiert (siehe nachfolgende Grafik).



Aufteilung Elektrizitätsverbrauch

Während der Stromverbrauch bei den Eisenbahnen in den letzten Jahren durch den Ausbau des Angebots tendenziell gestiegen ist, können bei der Industrie Schwankungen festgestellt werden, welche stark durch die wirtschaftliche bzw. konjunkturelle Entwicklung geprägt sind. Durch Effizienzmassnahmen, etwa durch Zielvereinbarungen mit der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW), war es in den letzten Jahren aber auch möglich, dass die betroffenen Unternehmen die Umsatzentwicklung und die Stromverbrauchszunahme zumindest teilweise entkoppeln konnten, wie dies die nachfolgende Grafik zeigt.



Prozentuale Entwicklung des Stromverbrauchs und des Umsatzes eines Grossverbrauchers

Stromeffizienzmassnahmen tragen zu einer Stabilisierung oder gar Reduktion des Stromverbrauchs bei, ohne dass dadurch für eine Unternehmung ein Nullwachstum resultieren muss.

Von konjunkturellen Einbrüchen abgesehen gehen die meisten Prognosen von künftig steigenden Energie- und Strompreisen aus. Die Erhöhung des Strompreises um 1 Rp./kWh löst vergleichsweise bei einem Grossverbraucher mit einem Stromkonsum von 100 GWh Mehrkosten von 1 Mio. Franken jährlich aus.

6. Heimfall und Neukonzessionierungen

6.1 Ausgangslage

Die Nutzung der Wasserkraft setzt im Kanton Graubünden die Verleihung einer Konzession durch die betroffenen Gemeinden und die anschliessende konstitutive Genehmigung durch die Regierung voraus (Art. 7 und 11 BWRG).

Die mittels Konzession verliehenen Wasserrechte sind grundsätzlich zeitlich beschränkt. Gemäss Art. 58 des eidgenössischen Wasserrechtsgesetzes (WRG; SR 721.80) kann eine Konzession für höchstens 80 Jahre erteilt werden. Art. 24 Abs. 1 BWRG sieht für erstmalige Konzessionen im Normalfall eine Dauer von 60 Jahren ab Inbetriebnahme eines Werks vor. Die Regierung kann in begründeten Fällen eine abweichende Dauer genehmigen (Art. 24 Abs. 3 BWRG). In wenigen Ausnahmefällen existieren noch sogenannte «ehehafte Wasserrechte», welche keiner zeitlichen Beschränkung unterworfen sind. Diese Rechte entstammen einer längst vergangenen Rechtsordnung. Im Kanton Graubünden sind diesbezüglich nur noch einzelne kleinere Werke bekannt.

Der bedeutendste Anteil der Wasserressourcen in Graubünden wird für die Erzeugung elektrischer Energie bereits genutzt. Die Einführung der KEV durch die Änderung der Energiegesetzgebung hat neue Rahmenbedingungen ergeben, welche die weitere Nutzung bisher wirtschaftlich nicht vorteilhafter Wasserstrecken ermöglichen. Konkrete Beispiele hierfür sind das neue Kraftwerk Susasca in Susch im Engadin sowie das erneuerte und erweiterte Kraftwerk Val Strem in der Surselva.

Neben der Nutzung von Wasserressourcen über die KEV werden derzeit im Kanton Graubünden aber auch Grossprojekte an Wasserstrecken für Neukonzessionierungen geprüft, die nicht von einer wirtschaftlichen Förderung profitieren, sondern aus Sicht der energiepolitischen Veränderungen und der Versorgungssicherheit wirtschaftlich interessant werden dürften. Derzeit wird beispielsweise die Nutzung der Landquart auf der Stufe Küblis-Rhein durch die Repower geprüft. Es ist deshalb wichtig, dass die Rahmenbedingungen frühzeitig festgelegt werden.

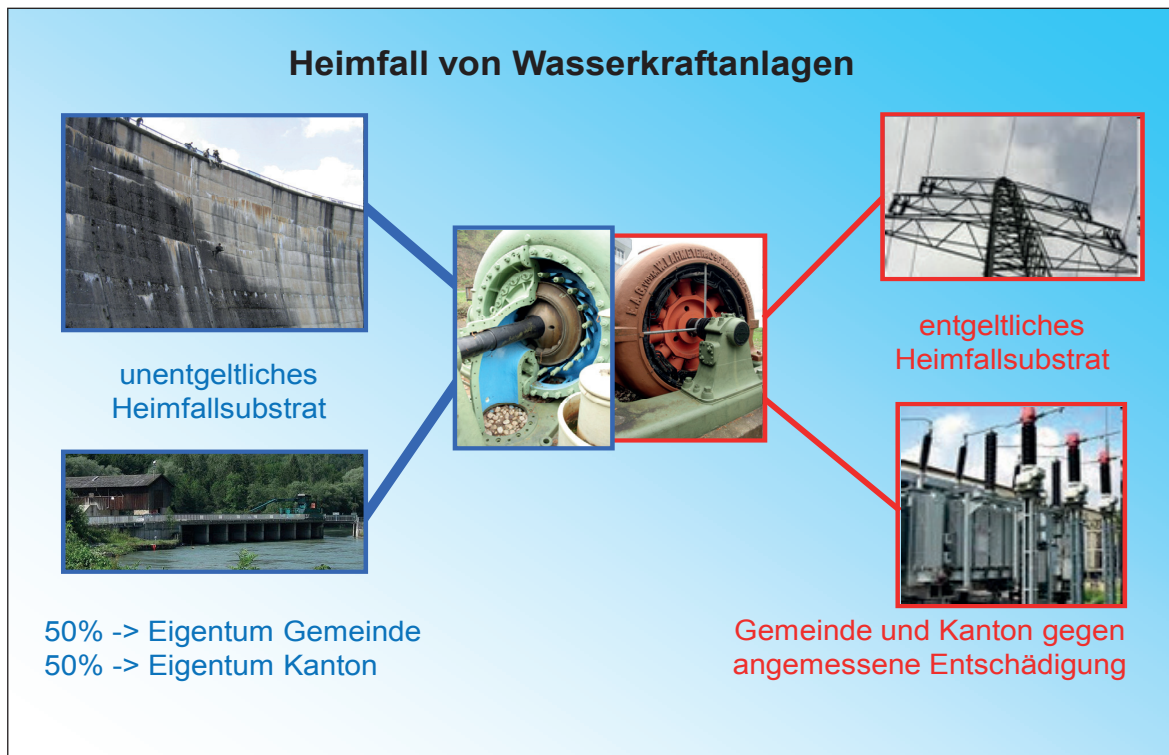
6.2 Gesetzliche Grundlagen

Gemäss Art. 42 Abs. 1 BWRG fallen beim Ende einer Verleihung die auf öffentlichem oder privatem Boden errichteten Anlagen zum Stauen und Fassen, Zu- oder Ableiten oder Umwälzen des Wassers, die Turbinen und Pumpen mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden, die Zugehör, die zum Betrieb des Werks dienenden Grundstücke und Rechte an fremden Grundstücken unentgeltlich und lastenfrei je zur Hälfte an den Kanton und die Verleihungsgemeinden heim. Diese Anlagen werden auch als die «nassen» Anlageteile bezeichnet.

Bei Eintritt des Heimfalls sind die Konzessionsgemeinden und der Kanton zudem gemäss Art. 42 BWRG berechtigt, die zum Erzeugen und Fortleiten elektrischer Energie bestimmten Anlagen sowie die Diensthäuser und Verwaltungsgebäude gegen eine angemessene Entschädigung zu übernehmen. Der Konzessionär kann seinerseits die Übernahme dieser Anlagen verlangen, wenn sie für die weitere Nutzung der Wasserkraft vorteilhaft verwendbar sind. Hier spricht man auch von den sogenannten «trockenen» Anlageteilen.

Die vorwiegend zur lokalen Versorgung betriebenen Werke unterstehen hingegen ausschliesslich den von den Gemeinden festzusetzenden Heimfallbestimmungen (Art. 42 Abs. 3 BWRG).

Die folgende Grafik zeigt schematisch, wie sich das Heimfallssubstrat aufteilt:



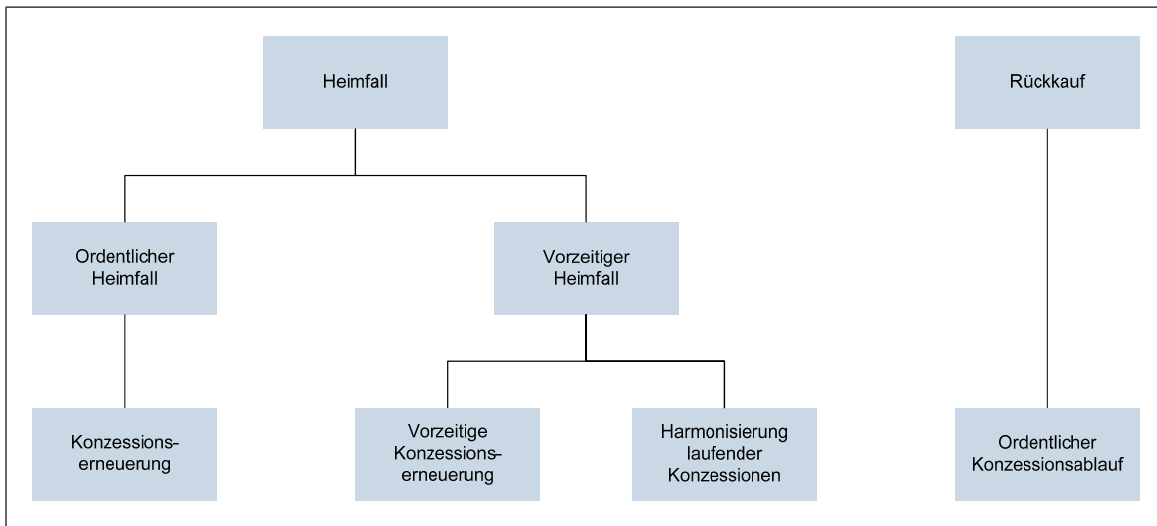
Aufteilung des Heimfallssubstrats

Erfahrungsgemäss machen die unentgeltlich heimfallenden Anlagenteile rund 75 Prozent des Wertes des Heimfallssubstrats aus.

Die Konzessionsgemeinden und der Kanton sind aber auch befugt, auf die Ausübung ihres Heimfallrechts zu verzichten. Die Abklärungen im Hinblick auf den Heimfall, den Rückkauf sowie eine allfällige Erneuerung der Konzession werden in aller Regel von den Gemeinden und dem Kanton gemeinsam getroffen.

6.3 Varianten von Konzessionsänderungen oder Konzessionserneuerungen

Die bestehenden Wasserrechtsverleihungen beinhalten mehrheitlich auch Klauseln, die einen Rückkauf der Konzessionen und den Heimfall regeln. In der folgenden Abbildung sind mögliche Varianten der Neuregelung von bestehenden und auslaufenden Konzessionsverhältnissen dargestellt.



Überblick über die Varianten der Neuregelung von bestehenden Konzessionen

Neuregelungen von laufenden Wasserrechtsverleihungen sind in der Regel nicht begründet durch erforderliche Änderungen der Konzessionsinhalte, sondern vor allem durch Änderungen im Umfeld des Konzessionärs. Je nach gegebenen Rahmenbedingungen können sich Änderungen in den Besitzverhältnissen der Kraftwerksanlagen ergeben, die eine Anpassung der Konzessionen erfordern.

Massgebend für Neuregelungen im Umfeld von Konzessionen sind die Rahmenbedingungen für die Übernahme von Kraftwerksanlagen. Diese beinhalten neben der Festlegung der Entschädigung auch das technische und das betriebswirtschaftliche Umfeld zur Übernahme der von den Konzessionsänderungen betroffenen Kraftwerksanlagen.

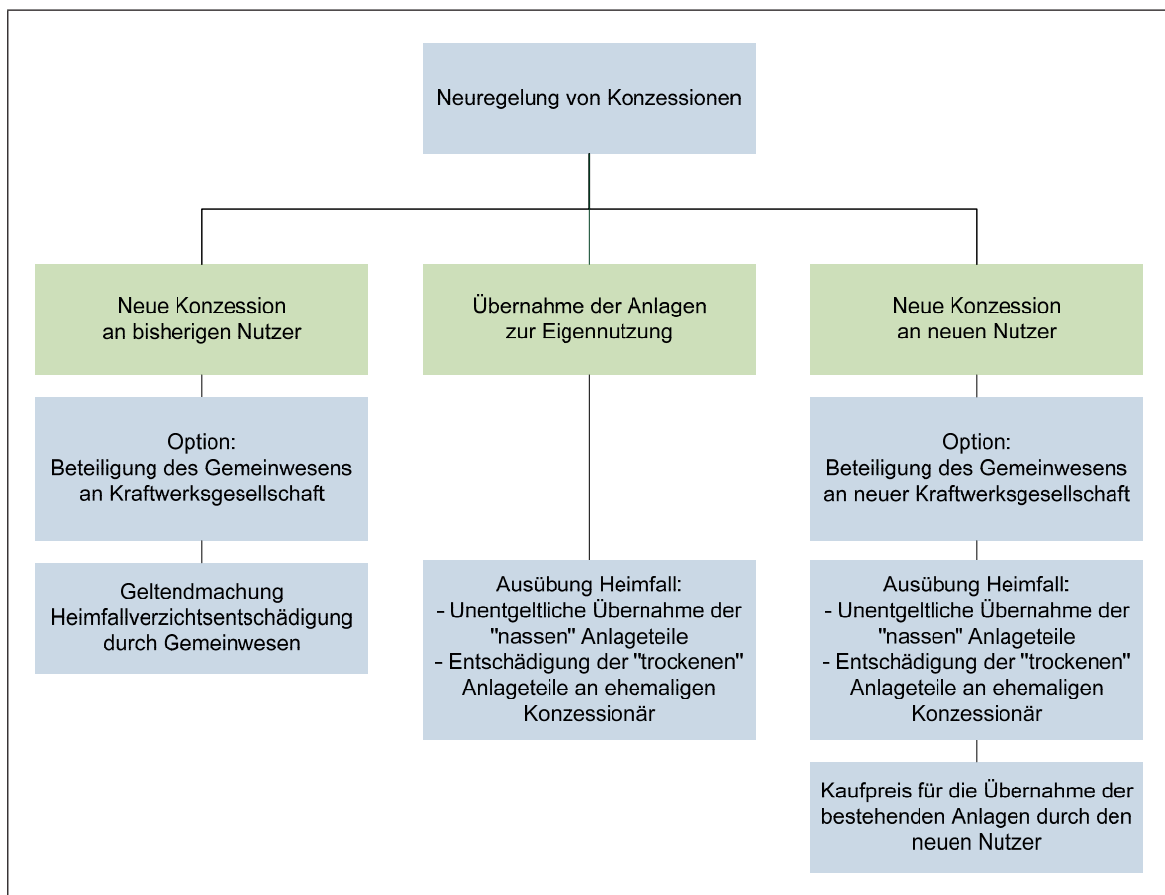
Für die Festlegung der Entschädigung muss eine Methodik bestimmt werden. Diese hat die Anlagenzeitwerte bzw. die Substanzwerte sowie die Ertragswerte aufgrund der betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten und Einschätzungen zu berücksichtigen.

6.4 Ordentlicher Heimfall

6.4.1 Übersicht

Das zuständige Gemeinwesen ist frei, die Verleihung von Wasserrechten im Rahmen einer weiteren Konzessionserteilung von Grund auf neu zu regeln. Folgende Varianten stehen dabei im Vordergrund:

- Voller oder teilweiser Einbezug des bisherigen Kraftwerksbesitzers in die neue Regelung.
- Favorisierung der reinen Eigennutzung.
- Voller oder teilweiser Einbezug eines Dritten.



Neuregelung von Konzessionen

6.4.2 Einbezug des bisherigen Konzessionärs

Grundsätzlich besteht das Bestreben des bisherigen Konzessionärs, mit den Konzessionsgemeinden und dem Kanton einvernehmlich eine Lösung zur Erneuerung der Wasserrechtsverleihung zu finden (Art. 48 BWRG). Für den Verzicht des heimfallberechtigten Gemeinwesens auf die unentgeltliche Übernahme der bestehenden Kraftwerksanlagen ist der bisherige Konzessionär gehalten, eine sogenannte Heimfallverzichtentschädigung an die Konzessionsgemeinde und den Kanton zu zahlen. Diese Entschädigung umfasst das Entgelt für die dem bisherigen Nutzer überlassenen «nassen» Anlagenteile und für den Verzicht auf die Eigennutzung durch das Gemeinwesen. Üblicherweise wird für die Bestimmung der Heimfallverzichtentschädigung der Ertragswert der Anlagen verwendet. In einzelnen Fällen wird aber auch auf eine Mischung aus Ertrags- und Substanzwert zurück gegriffen. Die Höhe der Entschädigung bildet schliesslich das gemeinsame Ergebnis intensiver Verhandlungen zwischen den Beteiligten.

Die Entschädigung für den Heimfallsverzicht kann auch in der Form einer Beteiligung des heimfallberechtigten Gemeinwesens an der Kraftwerksgesellschaft erfolgen.

6.4.3 Eigennutzung

Bei Ablauf einer Konzession sehen die gesetzlichen Rahmenbedingungen grundsätzlich vor, dass alle vom Wasser benetzten Anlagenteile in gutem und betriebsfähigem Zustand unentgeltlich an das verleihungsberechtigte Gemeinwesen übergehen, während die Anlagenteile zur Erzeugung und zur Fortleitung elektrischer Energie sowie die Diensthäuser und Verwaltungsgebäude gegen eine angemessene Entschädigung vom Gemeinwesen übernommen werden können. Übt das Gemeinwesen den Heimfall aus, so ist die Entschädigung für die «trockenen» Anlagenteile

unter den Parteien zu bestimmen. Der Weiterbetrieb der Anlagen erfolgt diesfalls in Eigenregie durch das Gemeinwesen.

6.4.4 Einbezug eines Dritten

Wird der Heimfall ausgeübt und steht die Eigennutzung nicht im Vordergrund, ist der volle oder teilweise Einbezug einer Drittpartei bei der Neuregelung zu prüfen.

Bei dieser Variante ist der bisherige Konzessionär für die Abtretung der «trockenen» Anlagenteile angemessen zu entschädigen. Der neue Konzessionär muss seinerseits die Kraftwerksanlagen vom heimfallberechtigten Gemeinwesen käuflich erwerben.

Die Abgeltung des Kaufpreises kann auch über eine Beteiligung des heimfallberechtigten Gemeinwesens an der neuen Kraftwerksgesellschaft erfolgen.

6.5 Vorzeitiger Heimfall

6.5.1 Vorzeitige Konzessionserneuerung

Der Heimfall von Kraftwerksanlagen findet in der Regel zeitgleich mit der Neuregelung eines Konzessionsverhältnisses statt. Dies ist aber nicht zwingend erforderlich. Der Heimfall kann auch vor Ablauf einer Konzession erfolgen, sofern sich die betroffenen Parteien über die wesentlichen Inhalte, namentlich über die anfallenden Entschädigungen einig werden. Von dieser Möglichkeit des vorzeitigen Heimfalls wurde im Kanton bis heute jedoch nur vereinzelt Gebrauch gemacht.

Der Hauptzweck des vorzeitigen Heimfalls besteht in der Absicht des bisherigen Konzessionärs, die laufende Konzession vorzeitig zu erneuern. Für die vorzeitige Erneuerung sprechen aus Sicht des Konzessionärs folgende Beweggründe:

- Sicherheit für die Amortisation von finanziell bedeutenden bzw. markanten Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen bei den bestehenden Kraftwerksanlagen.
- Vorzeitige, längerfristige Sicherung des Nutzungsrechts an einem oder mehreren bestimmten Gewässern.
- Exklusive Konzessionsverhandlungen, d.h. unter Ausschluss von Mitbewerbern.

Art. 67 Abs. 5 WRG sieht vor, dass das verleihungsberechtigte Gemeinwesen mit Zustimmung des Konzessionärs den Wert des Heimfallrechts als Beteiligungsquote in das bestehende Unternehmen einbringen kann. Das Gemeinwesen kann das Heimfallrecht aber auch auf andere im öffentlichen Interesse liegende Weise verwerten.

Art. 67 WRG besagt andererseits aber auch, dass über die Restlaufdauer der Konzession nicht amortisierbare Erweiterungs- und Modernisierungsinvestitionen geldwertbereinigt zu entschädigen sind, sofern der Konzessionär die Modernisierung oder Erweiterung in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen hat. Dieser Passus kann dazu führen, dass aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvolle Investitionen blockiert werden. In diesem Fall bietet der vorgezogene Heimfall eine Möglichkeit zur vorzeitigen Neuregelung der Wasserrechtsverleihung und damit auch die Möglichkeit zur Amortisation der Erweiterungs- und Modernisierungsinvestitionen über deren gesamte technische Lebensdauer.

Aus Sicht des bisherigen Konzessionärs ist namentlich von Bedeutung, dass eine vorzeitige Neuregelung des Verleihungsverhältnisses unter Ausschluss sich konkurrenzierender Bewerber getroffen werden kann. Die vorzeitige Neuregelung einer Wasserrechtsverleihung und der damit verbundene vorzeitige Heimfall setzt voraus, dass sich der bisherige Konzessionär und das verleihungsberechtigte Gemeinwesen über alle Punkte des neuen Konzessionsverhältnisses frühzeitig einigen. Die Möglichkeit der Berücksichtigung einer Drittpartei bei der Neuregelung des Verleihungsverhältnisses wird damit faktisch ausgeschlossen.

Aber auch aus Sicht des Gemeinwesens können folgende Überlegungen für einen vorzeitigen Heimfall mit Konzessionserneuerung sprechen:

- Vorzeitige Beteiligung der verleihenden Behörden an bestehenden Kraftwerksanlagen und damit verbunden eine vorzeitig stattfindende Beteiligung an der Wertschöpfung der Energieproduktion.
- Optimale Nutzung und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen unter Berücksichtigung der Fachkompetenz des bestehenden Anlagenbetreibers.

Im Zeitraum zwischen 2035 und 2050 laufen die Konzessionen für die grossen Wasserkraftanlagen in Graubünden aus. Mit dem ordentlichen Konzessionsablauf gehen gleichzeitig die Nutzungsrechte der Konzessionäre unter. Mit dem Erlöschen des Nutzungsrechts ergeben sich für das verleihungsberechtigte Gemeinwesen im Fall einer beabsichtigten Eigennutzung zwecks Weiterbetriebs der Anlagen verschiedene Fragestellungen betreffend

- die Finanzierung der gegen Entschädigung zu übernehmenden, nicht wasserbenetzten Anlagenteile,
- die Finanzierung der nach dem Heimfall möglicherweise anstehenden Erneuerungen der Wasserkraftanlagen,
- die Regelung des Betriebs und Unterhalts der Anlagen,
- die Verwertung der überschüssigen Energie.

Diese Häufung der Konzessionsabläufe im Zeitraum zwischen 2035 und 2050 eröffnet dem Gemeinwesen zwar Chancen, stellt jedoch für die Konzessionsgemeinden und den Kanton auch nicht unbedeutende Risiken dar. Zur Minderung und zur Glättung dieser Risiken ist daher die Möglichkeit des vorzeitigen Heimfalls zu prüfen.

6.5.2 Harmonisierung laufender Konzessionen

Der vorzeitige Heimfall im Rahmen der Harmonisierung von Konzessionsverhältnissen kommt bis heute eher selten zum Tragen. Die entsprechende Ausgangslage ergibt sich bei Kraftwerksanlagen, die neben der ursprünglichen Konzession im Laufe der Zeit für die Nutzung zusätzlicher Wasserressourcen weitere Konzessionen erworben haben. Im Rahmen der Neuregelung einer auslaufenden und zu erneuernden Erstkonzession sollen in diesem Falle bestehende, noch weiterlaufende Konzessionen auf die zu erneuernde Konzession möglichst harmonisiert werden. Dabei kann je nach Neuregelung des Umfelds der Erstkonzession in Einzelfällen eine Entschädigung für die Restlaufzeit einer bestehenden Konzession fällig werden.

6.6 SWOT-Analyse Heimfall

Die Stärken und Schwächen sowie die Chancen und Risiken des ordentlichen und des vorzeitigen Heimfalls sind in den folgenden beiden Tabellen aufgeführt.

SWOT-Analyse – Ordentlicher Heimfall	
Stärken	Schwächen
Übernahme der gesamten Kraftwerksanlagen möglich	Ersatzinvestitionen für die neue Konzessionsperiode
Nur Entschädigung der «trockenen» Anlagenteile	
Chancen	Risiken
Maximale Wertschöpfung durch Eigennutzung oder Verkauf an Dritte möglich	Energieverwertung über Beteiligungspartner nicht oder nur bedingt möglich
Übernahme von qualifiziertem Fachpersonal für Betrieb möglich	Zeitpunkt der Ersatzinvestition kann Gewinnmarge markant begrenzen

SWOT-Analyse – Vorzeitiger Heimfall	
Stärken	Schwächen
Vorzeitige Beteiligung an der Wertschöpfung aus Wasserkraft	Beteiligungsmöglichkeit beschränkt, teilweise bedingt durch die Abgeltung der Konzessionsrestlaufzeit
Vorzeitige energiewirtschaftliche Optimierung durch Produktionserhöhung bestehender Anlagen möglich	Vorzeitige Einführung von Restwasserauflagen führen zu Produktionsminderung
Keine Übernahmekosten für die «trockenen» Anlagenteile	Aufbereitung von Grundlagendaten für Anlagenbewertung schwierig
Glättung der Risiken für die Regelung der Heimfälle zwischen 2035 und 2055	Allenfalls Aktienkapitalerhöhung für anstehende Erneuerung erforderlich
Zeitpunkt der Neuregelung flexibel gestaltet	
Chancen	Risiken
Ersatzinvestitionen durch bisherigen Konzessionär	Bewertung Ertrags- und Anlagenwerte für HVE mit Unsicherheiten behaftet
Wissensakquisitionen über Betrieb und Unterhalt sowie Ersatzinvestitionen	Optimale Verwertung der Energie oder Verkauf an Dritte nur bedingt möglich
Abfederung volatiler Energieverwertung über Beteiligungspartner	

SWOT-Analyse - Ordentlicher und vorzeitiger Heimfall

6.7 Rückkauf

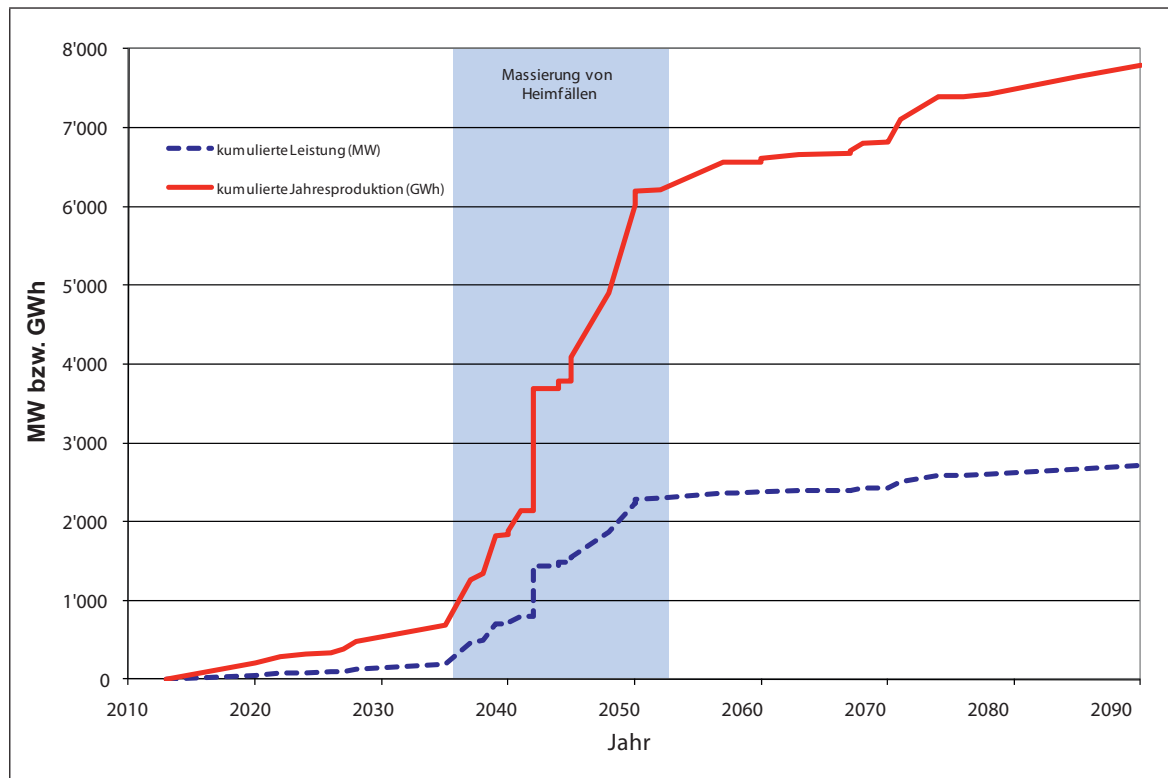
Der Rückkauf eines Wasserrechts durch das verleihungsberechtigte Gemeinwesen ist in der Regel verbunden mit einer Entschädigung an den Konzessionär auf der Basis der wirtschaftlichen Ertragskraft während der Restlaufzeit der Konzession. Ist die Methodik für die Bestimmung des Rückkaufswerts in der Konzession definiert, können sich für das Gemeinwesen Opportunitäten aufgrund der zum Zeitpunkt der Rückkaufsoption vorherrschenden Marktsituation ergeben. Bestimmt sich der Rückkaufswert über eine reine Ertragswertbestimmung, muss dieser von beiden Parteien in Verhandlungen oder auf dem Gerichtsweg festgelegt werden. Berechnet sich der Rückkaufswert aus einem Mix zwischen Ertrags- und Substanzwert der Anlagen, ist zusätzlich zum Ertragswert die Methodik zur Festlegung des Anlagenwerts bzw. des Substanzwerts massgebend. Umfasst die Bewertungsmethodik sowohl den Ertrags- als auch den Substanzwert, so

kann sich gegenüber der Methode der reinen Ertragswertbestimmung für das Gemeinwesen ein zusätzlicher Vorteil ergeben.

Soll die Rückkaufsoption zum Zeitpunkt eines ungünstigen Marktumfelds eingelöst werden, verzichtet das Gemeinwesen in der Regel auf die Ausübung dieses Rechts. Bei einem positiv eingeschätzten Marktumfeld ist das Gemeinwesen bestrebt, eine einvernehmliche Lösung mit dem Konzessionär zu finden. Im Vordergrund steht dabei die Entrichtung einer Entschädigung für den Verzicht auf das Rückkaufsrecht oder die Beteiligung an der Kraftwerksgesellschaft des Konzessionärs.

6.8 Konzessionsende der Wasserrechtsverleihungen

Die folgende Graphik stellt den Heimfallzeitpunkt nach kumulierter Leistung und Jahresproduktion der Kraftwerke im Kanton dar.



Heimfälle im zeitlichen Verlauf nach kumulierter Leistung und Jahresproduktion

Die zwischen 2035 und 2050 heimfallenden Wasserkraftwerke produzieren zusammen mehr als die Hälfte der heutigen Gesamtproduktion in Graubünden.

In Anhang 6 ist eine Zusammenstellung aller Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 3 MW und dem entsprechenden Heimfallzeitpunkt enthalten.

6.9 Bisherige Heimfälle bzw. Rückkauf

Kraftwerke Palü, Cavaglia, Robbia der Repower AG

Die Konzessionen der Kraftwerke Brusio AG (heute Repower AG) liefen am 1. Dezember 1997 ab. Nach intensiven Abklärungen und Verhandlungen verzichteten die Konzessionsgemeinden und der Kanton auf die Ausübung ihres Heimfallrechts. In einem Schiedsgerichtsverfahren wurde die Heimfallverzichtsentschädigung (HVE; unter diesem Begriff wird der Kaufpreis für die heimfallenden Anlagen verstanden) gestützt auf die gesetzlichen und konzessionsvertraglichen Bestimmungen auf rund 23 Mio. Franken festgelegt.

Kraftwerke Klosters, Schlappin, Küblis der Repower Klosters AG

Die Konzessionen der AG Bündner Kraftwerke (heute Repower Klosters AG) endeten am 7. November 2001. Auch in diesem Fall verzichteten die Konzessionsgemeinden und der Kanton auf die Ausübung des Heimfallrechts. In der Heimfallverzichtsvereinbarung, welche neben den Kraftwerksanlagen auch elektrische Anlagen betraf, wurde eine HVE von 112 Mio. Franken festgelegt.

Kraftwerke Zervreila AG

In den Wasserrechtsverleihungen der Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) ist ein Rückkaufsrecht festgehalten, welches ab dem Jahr 2007 fällig geworden wäre. Nach langen und intensiven Verhandlungen erklärten sich die Konzessionsgemeinden und der Kanton bereit, gegen eine Gratisbeteiligung an der KWZ auf das Rückkaufsrecht zu verzichten. Die Konzessionsgemeinden und der Kanton sicherten sich damit insgesamt 28 Prozent an der KWZ. Von diesem Aktienkapitalanteil halten die Gemeinden 55 Prozent und der Kanton 45 Prozent. Die Beteiligung wurde per 1. Oktober 2008 wirksam. Mit dieser Beteiligung steht den neuen Aktionären auch Beteiligungsenergie zur Verfügung. Die Konzessionen enden am 31. Dezember 2037.

6.10 Aktuelle und künftige Heimfälle

Für das Kraftwerk Russein der Axpo Hydro Surselva AG (AHS) konnte zwischen den Beteiligten ein vorzeitiger Heimfall vereinbart werden. Das Kraftwerk, welches im Jahre 2027 heimfallen würde, soll von 11.8 MW auf 24 MW Leistung bzw. von 52 GWh auf 64 GWh Jahresproduktion ausgebaut und gleichzeitig neu konzessioniert werden. Die entsprechende HVE zu Gunsten des Gemeinwesens beträgt 19 Mio. Franken; zusätzlich wurde ein Energieertrag ausgehandelt. Die Gemeinden und der Kanton lassen sich den Grossteil der HVE in Form einer Beteiligung von 40 Prozent an einer neu zu gründenden Gesellschaft abgelden, den verbleibenden Rest als Barabgeltung. Die neue Konzession wurde anfangs 2012 durch die Regierung genehmigt.

Bei den bestehenden Kraftwerken Tavanasa/Obersaxen (bzw. KW Tschär) und Pintrun, beide ebenfalls im Eigentum der AHS, ist eine analoge Vorgehensweise mit Ausbau, Neukonzessionierung und HVE geplant. Vorabklärungen und Verhandlungen dazu sind im Gange.

Die bisher geregelten Heimfälle und diejenigen, welche bis im Jahr 2040 ordentlich vollzogen werden, ergeben eine gesamte installierte Leistung von 825 MW und eine durchschnittliche Jahresproduktion von 2234 GWh.

6.11 Bisherige Politik bei Heimfällen und Neukonzessionierungen

Bisher haben sich die heimfallberechtigten Gemeinwesen nicht aktiv um vorzeitige Heimfälle bemüht. Die Gemeinden und der Kanton haben grundsätzlich zugewartet, bis die Konzessionen ablaufen oder die Konzessionäre selbst aktiv geworden sind. Für die bisherigen Heimfälle haben in erster Linie die Konzessionsgemeinden unter Beteiligung des Kantons gemeinsame Abklärungen und Verhandlungen mit den Konzessionären geführt. Dies insbesondere auch in Anlehnung an Art. 46 BWRG, wonach die Abklärungen im Hinblick auf den Heimfall, den Rückkauf sowie eine

allfällige Erneuerung der Konzession von den Gemeinden und dem Kanton gemeinsam getroffen werden und sich beide über die Federführung einigen.

Die bisherige Wasserkraftpolitik des Kantons Graubünden bestand insbesondere darin, diese wenn immer möglich partnerschaftlich auszurichten. An dieser Regelung soll auch künftig festgehalten werden. Dies bedeutet, dass der Kanton weiterhin eine bestmögliche Koordination und Zusammenarbeit zwischen der öffentlichen Hand – Kanton und Gemeinden – und den anderen Partnern der Elektrizitätswirtschaft anstrebt. Die Betreiber der Anlagen verfügen über das notwendige Wissen, die entsprechenden Kundennetzwerke (Absatzmöglichkeiten) und die Energieaustauschmöglichkeiten. Ebenso können sie flexibler auf Veränderungen des Marktes reagieren.

6.12 Ausschreibung von Wasserrechtsverleihungen

Am 16. Juni 2010 reichte Ständerat Pankraz Freitag die Motion 10.3469 «Öffentliches Bestimmungsrecht bei Wasserkraft- und Verteilnetzkonzessionen» ein. Der Bundesrat wurde dabei beauftragt, dem Parlament im Zusammenhang mit der laufenden Revision zum Bundesgesetz über die Stromversorgung eine Vorlage zu unterbreiten, welche Änderungen dieses Gesetzes sowie des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vorsieht, gemäss der Kantone und Gemeinden bei der Erteilung von Wasserrechtskonzessionen zwecks Produktion elektrischer Energie und bei der Erteilung von Konzessionen für die Benutzung des öffentlichen Grund und Bodens für Stromversorgungsnetze keiner Ausschreibungspflicht unterstehen. Diese Motion wurde vom Ständerat ohne Gegenstimme überwiesen und vom Bundesrat zur Annahme empfohlen. Zudem hat der Kanton Graubünden im Benehmen mit der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) ein Gutachten zu dieser Thematik erstellen lassen («Rechtsgutachten zur Frage der Anwendbarkeit von Art. 2 Abs. 7 des Binnenmarktgesetzes auf Wasserrechtskonzessionen», erstattet von Dr. iur. Gieri Caviezel am 30. Juni 2010). Dieses kommt unabhängig von der besagten Motion zum Schluss, dass aufgrund der heutigen Rechtsordnung keine gesetzliche Ausschreibungspflicht für Wasserrechtskonzessionen besteht.

Parallel zur erwähnten ständerätlichen Motion reichte am 29. Juni 2010 die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) die Parlamentarische Initiative 10.480 «Keine unnötige Bürokratie im Bereich der Stromnetze» ein. Das StromVG solle so geändert werden, dass Art. 2 Abs. 7 des Binnenmarktgesetzes (BGBM; SR 943.02) weder für das nationale Stromübertragungsnetz noch für die Stromverteilnetze gelte. Auch die RKGK hat diesen Vorstoss unterstützt und angeregt, dass die Thematik auf die Wasserkraftkonzessionen ausgedehnt werde. Sowohl der Ständerat als auch der Nationalrat haben in der Dezembersession 2011 die entsprechenden Anpassungen im Wasserrechtsgesetz und Stromversorgungsgesetz beschlossen. Die Referendumsfrist für die Teilrevision der entsprechenden Erlasse ist am 13. April 2012 unbenutzt abgelaufen. Demnach werden die Wasserkraft- und Verteilnetzkonzessionen auch künftig keiner zwingenden Ausschreibungspflicht unterstellt, wobei die Möglichkeit einer freiwilligen Ausschreibung als Handlungsoption offen bleibt.

7. Strategien und Ziele anderer Kantone

Im Folgenden werden kurz die Strategien und Ziele anderer Wasserkraftkantone aufgezeigt. Die Darstellungen beschränken sich jeweils auf diejenigen Fragestellungen, die auch für den Kanton Graubünden von Bedeutung sein können.

7.1 Aargau

Im Planungsbericht «energieAARGAU» aus dem Jahre 2006 hat der Regierungsrat seine Energiestrategie definiert. Dieser Bericht wurde vom Grossen Rat am 27. Juni 2006 verabschiedet. Darin werden vier Hauptstossrichtungen aufgeführt:

1. Unterstützung Vision «2000-Watt-Gesellschaft 2050»
2. Verbesserung der CO₂-Bilanz
3. Sicherung der Versorgung
4. Stärkung des Energiekantons Aargau

Diese Hauptstossrichtungen werden im Planungsbericht durch 8 Leitsätze und 18 Strategien weiter entwickelt.

Im Frühjahr 2011 hat der Grosse Rat ein neues Energiegesetz beraten und verabschiedet. Ausschlaggebend dafür waren die Änderungen der nationalen Gesetzgebung und der energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie die Abstimmung unter den Kantonen im Energiebereich. Das neue Gesetz regelt insbesondere die Energieeffizienz im Gebäudebereich, die Energieplanung von Kanton und Gemeinden, die Energieeffizienz in der Mobilität, die Konzessionierung und Betriebsbewilligungen von Energieerzeugungsanlagen sowie die Stromversorgung.

Bei der Verleihung von Wasserrechtskonzessionen will der Kanton für den Ausbau und den Weiterbestand der Wasserkraft wirtschaftlich und ökologisch gute Rahmenbedingungen schaffen. Die Verleihung soll unter Wahrung der finanziellen und ökologischen Interessen des Kantons erfolgen. Der Kanton will die Nutzung der Wasserkraft Dritten gegen eine Abgabe zur Verfügung stellen. Abgaben an den Staat sollen auf die Wettbewerbsfähigkeit des Kraftwerks Rücksicht nehmen. Der Kanton Aargau behält sich vor, Konzessionen nach deren Ablauf auszuschreiben.

Der Kanton Aargau fördert zusätzlich zum Förderprogramm «Das Gebäudeprogramm» MINERGIE-P Neubauten und Sanierungen nach MINERGIE- oder MINERGIE-P-Standard. Zudem werden Sonnenkollektoren, Wärmepumpen und Holzfeuerungen unterstützt. Schliesslich bietet der Kanton Aargau eine kostengünstige Beratung durch regionale Energieberatungsstellen an. Die Kosten für einen Gebäudeenergieausweis GEAK werden zu einem Drittel vom Kanton übernommen.

Mitte Juni 2011 hat der Regierungsrat eine neue Standortbestimmung betreffend den vom Bundesrat und Nationalrat beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und die Auswirkungen auf den Kanton Aargau vorgenommen. Die Strategie, die Stromversorgung der Schweiz ohne Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke sicherzustellen, wird unterstützt. Eine Stilllegung der bestehenden Kernkraftwerke soll nicht aufgrund des Kriteriums der Betriebsdauer, sondern auf der Basis konkreter Sicherheitsstandards erfolgen. In Zusammenarbeit zwischen dem Bund und den Kantonen ist ein Masterplan «Stromversorgung» auszuarbeiten, der klima-, umwelt-, wirtschafts- und gesellschaftspolitisch verträgliche Massnahmen zur Sicherstellung der Stromversorgung beim Wegfall der bestehenden Kernkraftwerke aufzeigt.

7.2 Bern

Der Regierungsrat des Kantons Bern hat seine Energiestrategie 2006 definiert und sie dem Grossen Rat in Form eines Berichts zur Kenntnis unterbreitet. Gemäss seiner Energiestrategie strebt der Kanton auf dem Weg zur Verwirklichung der 2000-Watt-Gesellschaft bis im Jahr 2035 die 4000 Watt-Gesellschaft an. Für die Umsetzung lässt sich der Regierungsrat von 7 Grundsätzen und 8 strategischen Zielen leiten. So sollen im Kanton beispielsweise der Energiebedarf zu einem wesentlichen Teil mit erneuerbaren Ressourcen gedeckt werden und die entsprechenden neuen Anlagen zur Energiebereitstellung und Energienutzung den Anforderungen der nachhaltigen Entwicklung entsprechen.

Das neue Energiegesetz des Kantons Bern setzt einen Akzent auf die sparsame und effiziente Energienutzung und den Einsatz erneuerbarer Energien. Der Grosse Rat hat das kantonale Energiegesetz am 17. März 2010 verabschiedet. Dagegen wurde das Referendum ergriffen. Dessen Anliegen wurden in der Volksabstimmung vom 15. Mai 2011 angenommen. Dadurch wurden insbesondere die Förderabgabe auf Strom und die Verpflichtung, einen Gebäudeenergieausweis GEAK für ältere Wohnbauten erstellen zu lassen, aus dem Gesetz gestrichen.

Im Jahr 2010 hat der Berner Regierungsrat eine «Teilstrategie Wassernutzung» verabschiedet. Als Ziele werden unter anderem die Steigerung der Stromproduktion aus Wasserkraft an geeig-

neten Gewässerabschnitten (zusätzlich 300 GWh pro Jahr), die Förderung der bedarfsgerechten Stromerzeugung bzw. von Pumpspeicherwerken sowie die Nachhaltigkeitsbeurteilung von neuen Wasserkraftprojekten genannt.

Der Kanton Bern fördert zusätzlich zum Förderprogramm «Das Gebäudeprogramm» MINERGIE-P und MINERGIE-P-Eco Neubauten und Sanierungen nach allen MINERGIE-Standards. Zudem wird der Ersatz von bestehenden Elektroheizungen mit Heizungen unter Verwendung von erneuerbaren Energien gefördert. Ebenso erhalten Sonnenkollektoren, Wärmenetze und Holzfeuerungen finanzielle Unterstützung.

7.3 Glarus

Der Regierungsrat des Kantons Glarus hat am 16. November 2010 den Entwurf des kantonalen Energierichtplans genehmigt und dem Landrat überwiesen. Darin wird auch die Energiepolitik des Kantons umschrieben. Der Kanton setzt sich unter anderem zum Ziel, bis zum Jahr 2020 durch Ausbau und Effizienzsteigerung (Senkung des Gesamtenergiebedarfs) den Anteil erneuerbarer Energie ohne Wasserkraft am Endenergieverbrauch von heute 8 Prozent (2007) deutlich zu erhöhen und den Anteil Energie aus Kleinwasserkraftwerken bezogen auf die Produktion im Jahr 2006/2007 zu verdoppeln. Raumplanerisch sollen Gebiete ausgeschieden werden, wo die Nutzung von Wasserkraft, Windkraft, Grundwasserpumpen, Erdgas (verstärkt oder verdichtet) möglich sein soll. Der Landrat genehmigte den Energierichtplan am 24. August 2011 mit Ausnahme der Kapitel «Erneuerbare und standortgebundene Energie» sowie «Wasserkraft» und hat diese Teile zurückgewiesen. Im Erläuterungsbericht zur Überarbeitung vom 27. Februar 2012 werden diverse Anpassungen und Ergänzungen beantragt. So sollen unter anderem an der Linth zwischen Linthal und Mollis bis Januar 2018 keine Konzessionen vom Landrat bzw. vom Regierungsrat für die Nutzung bisher ungenutzter Strecken und keine Ausbauten bestehender Kraftwerke bewilligt werden. Dies, um eine grundlegende Sanierung der Schwall/Sunk-Verhältnisse der Grosskraftwerke nicht zu behindern. Die Genehmigung des überarbeiteten Energierichtplans ist ausstehend.

An der Landsgemeinde vom 2. Mai 2010 wurde ausserdem das Energiegesetz des Kantons teilrevidiert und an die neusten Entwicklungen angepasst.

Der Kanton Glarus fördert die Nutzung der Wasserkraft mit dem Ziel der nachhaltigen, regionalen Energiegewinnung. Beim Bau oder Ausbau von Anlagen zur Energiegewinnung durch Wasserkraft sind die Interessen der Energiewirtschaft, der Versorgungssicherheit und der Netzoptimierung mit den Interessen des Natur-, Landschafts- und Ortsbildschutzes sowie weiterer Schutz- und Nutzungsinteressen abzustimmen. Insbesondere will der Kanton Gebiete bezeichnen, in denen keine neuen Wasserfassungen für Wasserkraftwerke erstellt werden können. Diese Gebiete sollen im Richtplan Energie eingetragen und als Ausschlussgebiete für neue Wasserkraftanlagen bezeichnet werden.

Der Kanton unterstützt die Sanierung von Gebäuden zusätzlich zum nationalen Gebäudeprogramm, indem die Beträge um 20-25 Prozent erhöht werden. Zudem werden alle Neubauten und Sanierungen nach allen MINERGIE-Standards gefördert. Im Weiteren wird der Ersatz von bestehenden Elektroheizungen mit Heizungen unter Verwendung von erneuerbaren Energien gefördert. Ebenso werden Sonnenkollektoren und Holzfeuerungen unterstützt. Fernwärmenetze, Wärmeverbunde, Abwärmenutzung, WKK-Anlagen und andere Projekte werden im Einzelfall gefördert.

7.4 Obwalden

Der Regierungsrat des Kantons Obwalden hat am 17. März 2009 das Energiekonzept 2009 verabschiedet. Eine Festlegung der Ziele soll koordiniert mit den anderen Kantonen und den Zielen der schweizerischen Energiepolitik erfolgen. Obwalden konzentriert seine Aktivitäten auf Grund seiner spezifischen Voraussetzungen auf folgende drei Schwerpunkte:

1. Energieeffizienz in Gebäuden
2. Erneuerbare Energien
3. Kooperationen und Vorbildwirkung.

Bei der Wasserkraft ist im Kanton Obwalden kein grosses ungenutztes Potenzial mehr vorhanden. Mit dem Elektrizitätswerk Obwalden (öffentlich-rechtliche Anstalt im Besitz des Kantons Obwalden) besteht eine Einrichtung, welche auf die Nutzung der Wasserkraft spezialisiert ist und Interesse hat, vorhandene Potenziale zu nutzen. Kantonale Aktivitäten sind bei der Wasserkraft zurzeit nicht vorgesehen.

Auf den 1. Juni 2011 wurden das revidierte Baugesetz und die Ausführungsbestimmungen über die Energieverwendung im Gebäudebereich in Kraft gesetzt. Damit übernimmt der Kanton im Wesentlichen die MuKE und schafft die Grundlagen, um jährlich ein Förderprogramm zu verabschieden.

Zusätzlich zur national einheitlichen Förderung von Einzelbauteilen unterstützt der Kanton Obwalden Gesamtanierungen nach MINERGIE und MINERGIE-P. Des Weiteren werden Wärmepumpen, Holzheizungen, Warmwasserboiler, Sonnenkollektoren und der Ersatz von Elektroheizungen gefördert.

7.5 Tessin

Der Staatsrat des Kantons Tessin ist zurzeit daran, seine energiestrategischen Ziele bis 2035 und 2050 zu definieren. Der Richtplan «Piano Energetico Cantonale (PEC)» soll dem Grossen Rat bis Herbst 2012 zur Kenntnis gebracht werden. Dieser wird einen Aktionsplan enthalten, der die Ziele einer effizienten Energienutzung sowie einen höheren Einsatz von erneuerbaren Ressourcen verfolgt. So soll der Weg zur Verwirklichung der 2000 Watt- und der 1 t-CO₂-Gesellschaft beschritten werden, dies jedoch koordiniert mit der Energiepolitik anderer Kantone und anderer kantonaler Interessen, wie Wirtschaftspolitik oder Klima- und Umweltpolitik.

Betreffend die Wasserkraftnutzung zur Energieproduktion will der Kanton seine lokalen Ressourcen weiter selber nutzen, auf eine nachhaltige Weise optimieren und seine Position in den Bereichen Anlagebetrieb und Handel weiter ausbauen. Die Ausübung von Heimfällen ist eines der wichtigsten Elemente dieser Strategie.

Die neue kantonale Energieverordnung («Regolamento sull'utilizzazione dell'energia») wurde am 16. September 2008 vom Staatsrat verabschiedet und setzt insbesondere die MuKE um. Des Weiteren legt sie fest, dass öffentliche Gebäude im MINERGIE-Standard gebaut werden müssen und der Energiebedarf durch erneuerbare Energien gedeckt werden muss.

Der Grosse Rat hat am 17. März 2011 einen Kredit von 65 Mio. Franken für die Periode 2011–2020 bewilligt, welcher für die Förderung von Energieeffizienz, von erneuerbaren Energien und von breiteren Ausbildungs- und Beratungsangeboten vorgesehen ist. Der erste mittels Regierungsverfügung vom 12. Oktober 2011 bewilligte Teilbetrag von 35 Mio. Franken für das neue kantonale Förderprogramm für die Jahre 2011–2015 unterstützt folgende Vorhaben: Zusätzliche Förderbeiträge zum nationalem Gebäudeprogramm, MINERGIE-P-, MINERGIE-Eco-, und MINERGIE-A-Neubauten sowie Sanierungen nach allen MINERGIE-Standards, Ersatz von bestehenden Elektroheizungen mit Heizungen unter Verwendung von erneuerbaren Energien, Sonnenkollektoren, Wärmenetze, grosse Holzfeuerungen, Biogasanlagen, Energieanalysen für Grossverbraucher und KMU sowie energiepolitische Massnahmen von Gemeinden.

7.6 Uri

In der Eignerstrategie für die Wasserkraftnutzung vom 15. September 2009 formuliert der Regierungsrat des Kantons Uri das Bestreben, die Wasserkraftnutzung im Kanton zu stärken und auszubauen. Dabei soll die Stromproduktion aus Wasserkraft um mindestens 10 Prozent gegenüber dem Jahr 2010 erhöht werden. Zur Steigerung der finanziellen Erträge aus der Wasserkraftnutzung strebt der Kanton Energiebezugsrechte von mindestens 20 Prozent bei bestehenden und

mindestens 30 Prozent bei neuen Konzessionen an. Die Nutzung der Wasserkraft soll in einem gemischtwirtschaftlichen Ansatz in Zusammenarbeit mit den Partnern der Elektrizitätswirtschaft erfolgen. Dabei sollen die eigentumsrechtlichen Ansprüche aus den bestehenden bisherigen Konzessionen unangetastet bleiben. Die Erhöhung der Energiebezugsrechte soll möglichst ohne finanzielle Aufwendungen des Kantons, sondern durch andere Verhandlungsoptionen erreicht werden (wie Ausweitung von Konzessionen, Gewährung neuer Konzessionen oder vorzeitige Verlängerung bestehender Konzessionen). Schliesslich will sich der Kanton dafür einsetzen, dass der Wasserzins periodisch an den tatsächlichen Marktwert der produzierten Energie angepasst wird.

7.7 Wallis

Das Energiegesetz des Kantons Wallis wurde im Jahr 2004 revidiert. Dieses soll zu einer ausreichenden, breitgefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung beitragen. Dem Staatsrat werden dabei weitreichende Kompetenzen zur Regelung der energetischen Anforderungen im Gebäudebereich und der Fördermassnahmen übertragen. Der Staatsrat konnte aus diesem Grund die Übernahme der MuKE auf dem Verordnungswege selbst beschliessen. Zusätzlich zur national einheitlichen Förderung von Einzelbauteilen unterstützt der Kanton Gesamtanierungen nach MINERGIE und MINERGIE-P. Des Weiteren werden Sonnenkollektoren, Holzheizungen, der Ersatz von Elektroheizungen, Wärmepumpen, Anschlüsse an Fernwärmeleitungen (erneuerbare Energie oder Abwärme) gefördert.

Am 7. Juli 2011 hat eine Arbeitsgruppe Wasserkraft zuhanden des Staatsrates des Kantons Wallis den Schlussbericht «Strategie Wasserkraft: Ziele, Stossrichtungen und Massnahmen» veröffentlicht. Darin definiert die Arbeitsgruppe 7 Stossrichtungen, welche insgesamt die zu verfolgende Strategie darstellen:

1. Ausbau und Optimierung der Wasserkraftproduktion
2. Verbesserung der Anbindung des Wallis an die nationale und internationale Netzinfrastruktur
3. Ausschöpfung der Ressourcenrente durch die öffentliche Hand im Wallis
4. Bessere Abdeckung der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft
5. Mechanismen für den Ausgleich unter den Gemeinden und dem Kanton sowie für die Verwendung der Ressourcenrente definieren
6. Strategisch überlegte Ausübung des Heimfalls und anschliessende Neukonzessionierung
7. Optimale Betriebsstrukturen (bezüglich Qualität und Kosten) für die Versorgung des Kantons Wallis schaffen

Betreffend die Wasserkraftnutzung schlägt die Arbeitsgruppe dem Staatsrat, basierend auf die oben erwähnte Strategie, drei Grundvarianten vor. Lösungsansatz A «Gemeinden – Kanton» soll dem Kanton und allen Walliser Gemeinden ermöglichen, sich fallspezifisch zu günstigen Konditionen nach dem Heimfall am Kraftwerk zu beteiligen. Gemäss Lösungsansatz B «Gemeinsame Kraftwerksgesellschaft» soll der Heimfall ausgeübt werden, während die Kraftwerke in eine von Kanton und Gemeinden getragene Kraftwerksgesellschaft eingebracht werden sollen. Schliesslich sollen gemäss Lösungsansatz C «Beteiligungsgesellschaft» der Kanton und die Konzessionsgemeinden ihre Beteiligungen in eine gemeinsame Beteiligungsgesellschaft mit anderen Partnern einbringen, welche diese im Sinne der Eigentümer verwaltet.

7.8 Schwyz

Der Kanton Schwyz hat durch eine externe Stelle seine «Grundlagen zur energiepolitischen Strategie des Kantons Schwyz, Schlussbericht 18. Mai 2011», erarbeiten lassen. Die Studie hatte zum Ziel, zu klären, welche Möglichkeiten Kanton, Bezirke und Gemeinden für ein vermehrtes Engagement im Strombereich haben und in welchem Ausmass sich damit zusätzliche Einnahmen für die öffentliche Hand oder Einsparungen für die Stromkonsumenten erreichen lassen. Es wurden verschiedene Handlungsansätze untersucht und nach folgenden Aspekten analysiert:

- rechtliche Machbarkeit
- Grobschätzung des Einnahmenpotenzials für die öffentliche Hand bzw. der möglicherweise erzielbaren Kosteneinsparungen für den Stromkonsumenten
- Bewertung anhand eines detaillierten Zielsystems
- Umsetzungschancen

Die nachfolgende Übersicht zeigt die Hauptstossrichtungen und untersuchten Handlungsansätze:

Hauptstossrichtung / Handlungsansatz	Weiterverfolgt?		Grund bei Nichtweiterverfolgung
	Ja	Nein	
Kantonale Netzgesellschaft <ul style="list-style-type: none"> - Heimfallregelung für Netzanlagen bei Konzessionen für Inanspruchnahme öffentlicher Grund - Verpflichtung zum gemeinsamen Netzbetrieb - Enteignung der Netze - Käuflicher Erwerb der Netze - Auflagen zur Beteiligung an bestehenden Netzbetreibern - Bau von Parallelleitungen 	<ul style="list-style-type: none"> x x 	<ul style="list-style-type: none"> x x x x 	<ul style="list-style-type: none"> - rechtlich nicht umsetzbar - wirtschaftlich nicht ergiebig - rechtlich nicht umsetzbar - wirtschaftlich nicht ergiebig
Erhöhung und Vermarktung von Energiebezugsrechten <ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung Energiebezugsrecht ohne Beteiligung an Partnerwerk - Erhöhung Energiebezugsrecht mit Beteiligung an Partnerwerk - Eigennutzung (keine Neukonzessionierung) - Kauf von zusätzlichen Energiebezugsrechten - Erwerb von zusätzlichen Beteiligungen 	<ul style="list-style-type: none"> x x x 	<ul style="list-style-type: none"> x x 	<ul style="list-style-type: none"> - wirtschaftlich nicht ergiebig - wirtschaftlich nicht ergiebig
Kantonswerk mit Produktion und Verteilung <ul style="list-style-type: none"> - Zwangsweiser Zusammenschluss der Energieversorgungsunternehmen - Freiwilliger Zusammenschluss der Energieversorgungsunternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> x 	<ul style="list-style-type: none"> x 	<ul style="list-style-type: none"> - rechtlich nicht umsetzbar
Erhöhung der Erträge aus Abgaben <p>Stromproduktion:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der einmaligen Konzessionsgebühr für die Wasserkraftnutzung - Erhöhung der Wasserzinse <p>Stromverteilung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der Konzessionsgebühr für die Stromverteilung <p>Stromverbrauch:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Einführung einer Stromverbrauchsabgabe 	<ul style="list-style-type: none"> x 	<ul style="list-style-type: none"> x x 	<ul style="list-style-type: none"> rechtl. nur teilweise umsetzbar, wirtschaftl. nicht ergiebig rechtlich nicht umsetzbar

Überblick zu den Hauptstossrichtungen und untersuchten Handlungsansätzen

Laut der Studie gibt es durch verschiedene Zielkonflikte keinen Handlungsansatz, der in allen Zielbereichen dominiert.

Im Rahmen der Anschlussgesetzgebung zum StromVG wird empfohlen, dass der Kanton Schwyz sich die Kompetenz einräumt, Netzbetreiber zur Zusammenarbeit zu verpflichten,

sofern allenfalls bestehendes Synergiepotenzial nicht freiwillig genutzt wird. Ausserhalb der Anschlussgesetzgebung empfiehlt die Studie, folgende Ansätze weiterzuverfolgen:

- Bezirke und Gemeinden ermutigen, Heimfallregelungen von Netzanlagen vorzusehen, wenn Konzessionen für die Inanspruchnahme von öffentlichem Grund zum Netzbau erteilt werden.
- Bei allen Schwyzer Wasserkraftanlagen, die noch nicht im Eigentum der öffentlichen Hand sind, prüfen, wann und wie Energiebezugsrechte erhöht werden können oder ob eventuell eine Eigennutzung anzustreben ist.
- Zusammenarbeit auf freiwilliger Basis im Netzbetrieb und in der Energiebeschaffung zwischen den verschiedenen Energieversorgungsunternehmen fördern.
- Prüfen, ob eine staatsquotenneutrale Lenkungsabgabe die energiepolitischen Zielsetzungen unterstützt und Energiesparmassnahmen finanziell gefördert werden können, so dass gleichzeitig interessante wirtschaftliche Anreize für das lokale Gewerbe entstehen.

Der Bericht «Grundlagen zur energiepolitischen Strategie des Kantons Schwyz» wurde bei verschiedenen Interessensgruppen in die Vernehmlassung gegeben und durch die zuständige parlamentarische Kommission beraten. Er dient als Basis für die laufenden politischen Diskussionen zur Energiepolitik und zur Anschlussgesetzgebung zum eidgenössischen StromVG. Ein kantonales StromVG wurde noch nicht verabschiedet, das Schwyzer Parlament wird sich noch damit befassen.

7.9 Schlussfolgerungen aus Sicht Graubündens

Die Gewährleistung einer preiswerten, wettbewerbsgerechten und sicheren Energieversorgung findet sich generell in allen Strategien der untersuchten Kantone. Ebenfalls soll die jeweilige kantonale Energiepolitik mit der nationalen bzw. internationalen Politik abgestimmt werden. Eine Erhöhung der Wertschöpfung aus der Wasserkraft durch Ausbau und Optimierung der Produktion sowie im Zuge der Heimfälle wird in den erwähnten Kantonen ebenfalls grundsätzlich angestrebt. Die oben dargestellten Strategien und Ziele weisen ähnliche Tendenzen auf und entsprechen in vielen Bereichen auch den Stossrichtungen Graubündens. Die Aussagen betreffen jedoch vorwiegend die konzeptionelle Ebene.

C. Potenziale und Handlungsmöglichkeiten

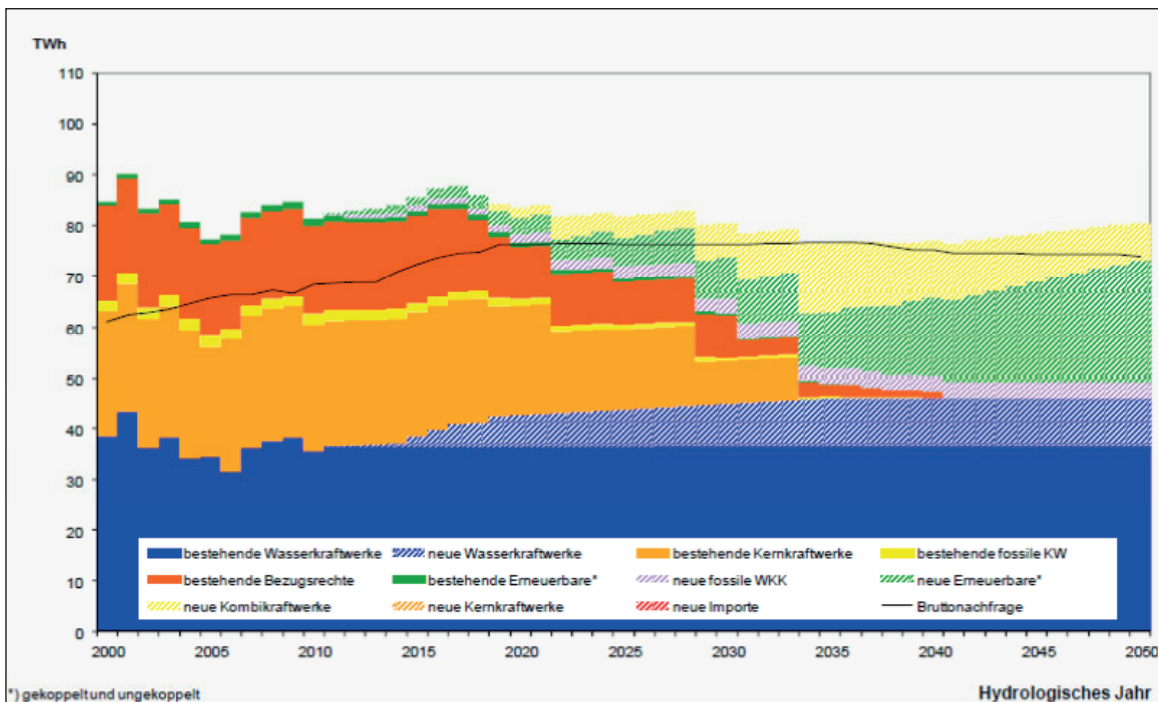
1. Zusätzliche Stromproduktion

1.1 Strom-Produktionsziele des Bundes

Im revidierten EnG des Bundes von 2008 wird festgehalten, dass bis zum Jahr 2030 die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um mindestens 5 400 GWh/Jahr zu erhöhen ist, wobei der Anteil aus Wasserkraft mindestens 2 000 GWh/Jahr betragen soll. Aufgrund der bereits erwähnten neuen Rahmenbedingungen (vgl. Ausgangslage, Kapitel B. 3.5 und B. 3.6) wurde zwischenzeitlich für das Jahr 2050 bezüglich der Wasserkraftnutzung ein neues Ausbauziel zwischen 1 540 GWh/Jahr und 3 200 GWh/Jahr festgelegt (BFE, 2011).

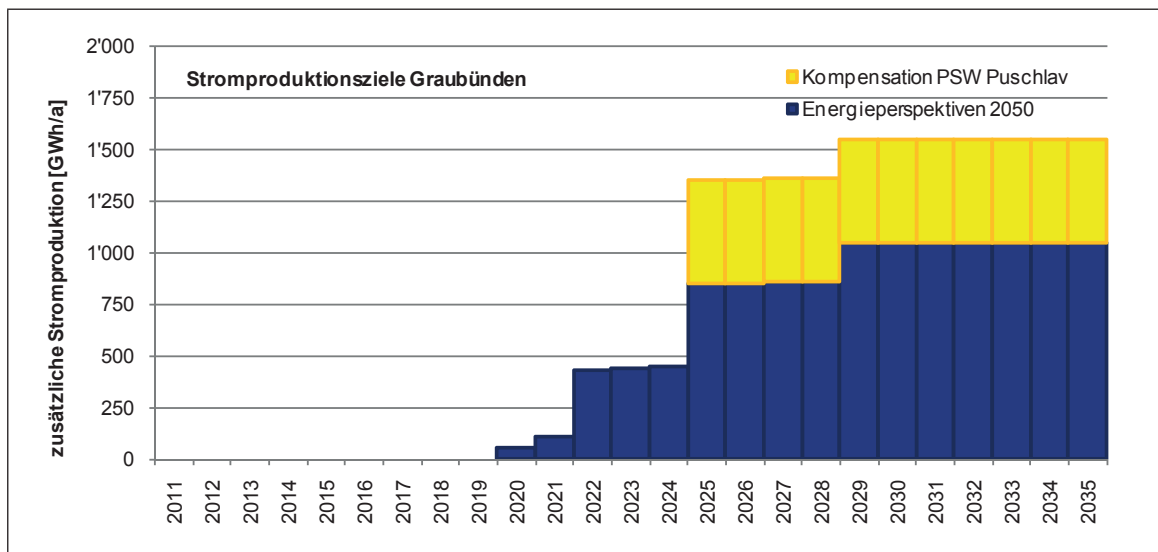
Mit der Annahme, dass die Kantone proportional zur aktuellen Stromproduktion aus Wasserkraft zum Ausbau der Wasserkraft und proportional zum Stromverbrauch zur Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien beizutragen haben, resultiert für den Kanton Graubünden das Ziel, künftig zusätzlich ca. 460 bis 860 GWh Strom pro Jahr aus erneuerbaren Energien zu produzieren. Obwohl die neuen Energieperspektiven des Bundesrats eigentlich eine erhöhte Stromproduktion aus Wasserkraft erst für das Jahr 2050 suggerieren, wird infolge des Verzichts auf den Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke davon ausgegangen, dass die entsprechende Erhöhung der Stromproduktion bereits früher zu erfolgen hat.

Um grob abzuschätzen, ab wann die zusätzliche Stromproduktion benötigt wird, hat das BFE den Stromverbrauch der Produktion durch den bestehenden Kraftwerkspark der Schweiz gegenübergestellt, wobei der Verzicht auf den Ersatz der heutigen Kernkraftwerke sowie das Auslaufen der Bezugsrechte berücksichtigt wurden. Bezüglich des zukünftigen Stromverbrauchs wird vom angepassten Szenario IV «Neue Energiepolitik» ausgegangen, wonach dieser in den nächsten Jahren noch etwas ansteigt, dann aber leicht abnimmt. Die folgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung des Stromangebots auf Basis des im April 2012 vorgestellten Massnahmenpakets des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK). Daraus geht u. a. hervor, dass ab dem Jahr 2020 zusätzlich Strom zu Verfügung gestellt werden muss.



Energiestrategie 2050, Quelle: Prognos 2012

Es ist heute noch nicht klar, ob der Nettostromverbrauch durch das geplante Pumpspeicherkraftwerk der Repower im Puschlav von ca. 500 GWh/Jahr zusätzlich zu kompensieren ist. Aus nachfolgender Grafik geht hervor, wie viel Strom aus erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren voraussichtlich in Graubünden zusätzlich zu produzieren ist, um die Bundesziele zu erreichen.



Stromproduktionsziele bis 2035 (abgeleitet aus Energieperspektiven 2050), Quelle: AEV-Bericht «Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft – Potenzialstudie 2011» (nachfolgend: AEV-Potenzialstudie 2011)

1.2 Grosswasserkraft

Theoretisches Steigerungspotenzial

Der Bericht «Ungenutztes Wasserkraftpotenzial im Kanton Graubünden» aus dem Jahr 2005 weist ein theoretisches Produktionspotenzial für Energie aus Wasserkraft im Kanton Graubünden von rund 12500 GWh pro Jahr aus. Dem steht eine aktuelle Produktion von rund 8000 GWh gegenüber. Das technische Energiepotenzial dürfte aufgrund der Berechnungsmethode aber lediglich zwischen 9500 und 10000 GWh liegen, womit die heutige Nutzung etwa bei 80 Prozent liegt. Das theoretische Steigerungspotenzial beträgt folglich zwischen 1500 und 2000 GWh pro Jahr.

Realistisches Steigerungspotenzial

Unter der Annahme, dass alle aufgeführten aktuellen Projekte realisiert werden (vgl. Graphik in der Ausgangslage; Kapitel B. 4.5), ergibt sich ein Steigerungspotenzial von 617 GWh pro Jahr.

Die Wasserkraftprojekte KW Küblis-Chlus-Rhein, KW Martina-Prutz (Anteil CH), KW Litzirüti-Pradapunt, Ausbau KW Russein und die Überleitung Lugnez allein ergeben ein realistisches Steigerungspotenzial von 453 GWh pro Jahr.

Die am Vorder- und Hinterrhein anstehenden Schwall/Sunk-Sanierungen bieten ein weiteres Potenzial für neue Kraftwerksstufen. Eine grobe, realistische Schätzung für Projekte zwischen Ilanz und Reichenau sowie zwischen Sils i.D. und Rothenbrunnen nach Reichenau ergeben eine mögliche Produktion von insgesamt ca. 175 GWh pro Jahr. Das vor einigen Jahren ausgearbeitete und sistierte Projekt Ems-Mastrils ging von einer Mehrproduktion von ca. 230 GWh pro Jahr aus.

Mit der bundesrechtlich festgelegten Schwall/Sunk-Sanierungspflicht kann es zu einer Qualitätsminderung bei der Produktion von einzelnen zu sanierenden Kraftwerkstufen führen. Falls hierfür betriebliche Massnahmen umgesetzt werden müssten, wäre ein Hochdruckspeicherwerk nur beschränkt einsetzbar. Dadurch würde die Anlage einen Teil ihrer Flexibilität verlieren. Produktionseinbußen wären dadurch aber keine zu erwarten.

Insgesamt kann folglich von einem realistischen Steigerungspotenzial bei der Grosswasserkraft von rund 860 GWh pro Jahr ausgegangen werden.

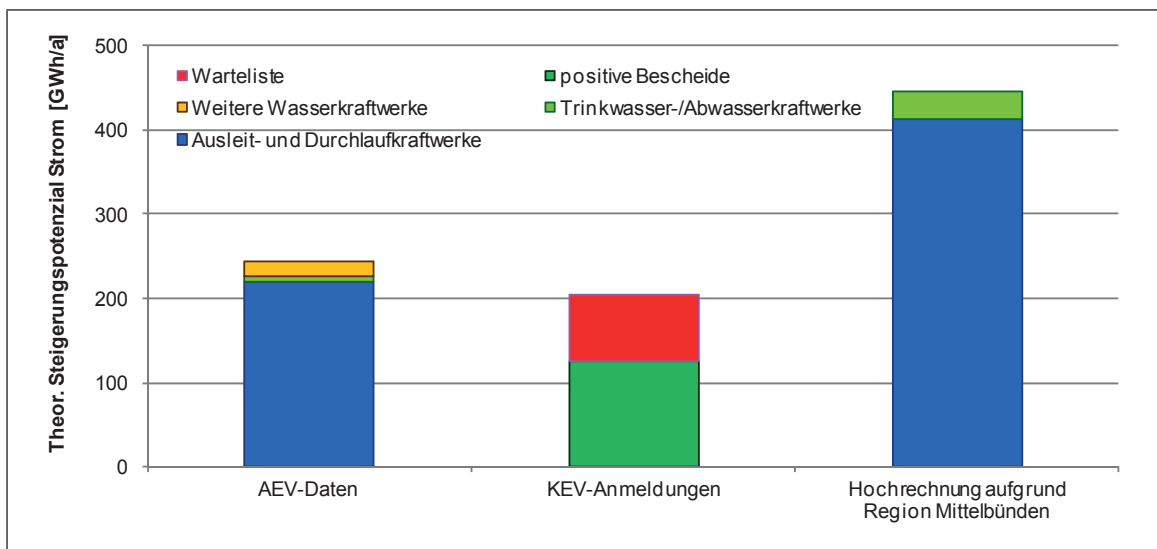
Verschiedene bekannte Projekte betreffend Grosswasserkraftwerke wurden im Laufe der energiepolitischen Diskussionen wieder zum Diskussionsthema. Den Projekten Greina und Val Frisal werden keine Realisierungschancen eingeräumt. Die Realisierung der Projekte Lampertschalp-Lugnez, Vereina-Klosters, Seewis-Fadära, Chamuera und Roveredo wird teils als denkbar und teils als unwahrscheinlich angenommen. Das Projekt Naz-Bergün wurde im Jahr 2009 von der Gemeinde Bergün abgelehnt. Andererseits sind im Kantonalen Richtplan verschiedene Optionen zugunsten der Wasserkraftnutzung aufgeführt. Dazu gehören mit grossem Potenzial für zusätzlichen Stauraum die Val Gliems (Sumvitg) und Val Bercla/Faller/Gronda (Mulegns/Bivio). Alle diese Projekte und Optionen sind aufgrund der tiefen Realisierungswahrscheinlichkeiten in den Potenzialbetrachtungen Grosswasserkraft nicht berücksichtigt. Das im Richtplan aufgeführte Projekt Curciosa ist nicht mit einer Zusatzproduktion verbunden, bleibt aber als Potenzial für ein Pumpspeicherkraftwerk interessant.

1.3 Kleinwasserkraft

Theoretisches Steigerungspotenzial

Als Ausgangsbasis für die Beurteilung des realistischen Steigerungspotenzials wird vorab die Zunahme der Stromproduktion abgeschätzt, welche aufgrund vorhandener Daten und Informationen möglich sein sollte. Allfällige ökologische Einschränkungen sind in diesem theoretischen Steigerungspotenzial nicht berücksichtigt.

In nachfolgender Abbildung sind die nach verschiedenen Methoden ermittelten theoretischen Potenziale der Stromproduktion aus Kleinwasserkraftwerken dargestellt. Die Prognosen aufgrund von Daten des Amtes für Energie und Verkehr Graubünden (AEV) und der KEV-Anmeldungen sind ähnlich. Obwohl bei der Erarbeitung der Potenzialstudie Mittelbünden («Potenzialevaluation erneuerbare Energien, Region Mittelbünden, Hasler Müggliger Quinter AG, 2010») gewisse Ausschlusskriterien berücksichtigt wurden, führt die Hochrechnung dieser Studie zu einem deutlich höheren Potenzial für Kleinwasserkraftwerke.



Stromsteigerungspotenzial, Quelle: AEV-Potenzialstudie 2011

Unter der Annahme, dass die künftig theoretisch möglichen Kleinwasserkraftwerke mehrheitlich bekannt sind, ist aufgrund der Daten davon auszugehen, dass das theoretische Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion aus Kleinwasserkraftwerken in Graubünden zwischen 250 und 450 GWh/Jahr beträgt.

Realistisches Steigerungspotenzial

Es ist davon auszugehen, dass im Kanton nur ein Teil der theoretisch möglichen neuen Ausleit- und Durchlaufkraftwerke realisiert werden kann. Für die weiteren Analysen wird angenommen, dass das realistische Steigerungspotenzial für die Stromproduktion aus Ausleit- und Durchlauf-Kleinwasserkraftwerken 50 Prozent des theoretisch möglichen Potenzials beträgt, welches aufgrund der vorhandenen AEV-Daten abgeschätzt wurde. Da die Stromproduktion aus Trinkwasser- und Abwasserkraftwerken sowie aus der Gruppe der weiteren Kleinwasserkraftwerke ökologisch unproblematisch ist, entspricht das realistische Potenzial in etwa dem theoretischen Wert gemäss AEV.

Das Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion aus Kleinwasserkraftwerken beträgt demzufolge ca. 135 GWh/Jahr. Davon stammen ca. 110 GWh/Jahr aus Ausleit- und Durchlaufkraftwerken, ca. 8 GWh/Jahr aus Trinkwasser- und Abwasserkraftwerken und ca. 17 GWh/Jahr aus weiteren Kleinwasserkraftwerken

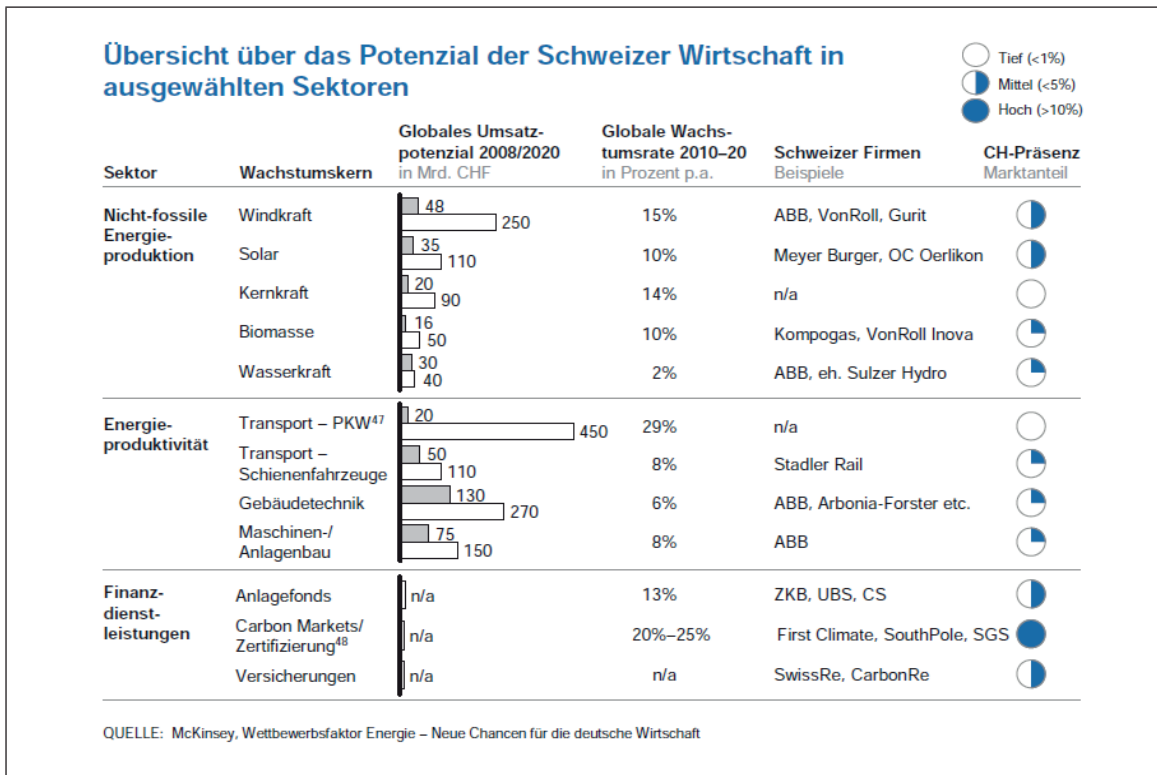
1.4 Neue erneuerbare Energien

In der AEV-Potenzialstudie 2011 wird einerseits die aktuelle Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dokumentiert. Andererseits sind darin die Potenziale der erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft aufgezeigt. Im Folgenden (wie auch schon im Kapitel 1.3 Kleinwasserkraft) werden die Resultate der Studie den Überlegungen zu Grunde gelegt. Auf die Grundlagen und Methodik der Potenzialerschaffung wird hier nicht eingegangen, sondern auf die entsprechende Studie verwiesen.

1.4.1 Generelle Einschätzungen

Die neuen erneuerbaren Energien weisen ein markantes Wachstum auf. Der «Renewable Energy Index Schweiz (REIS)» widerspiegelt die Konjunktur in den erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Er wird durch die Credit Suisse und die AEE, Agentur für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, quartalsweise veröffentlicht. Der Indikator beruht auf einer Umfrage bei Unternehmen der Branche für nachhaltige Energielösungen. Erhoben und ausgewertet werden Umsatz, Auftragsbestand, Lieferfristen, Lagerbestand, Beschäftigung und Export. Der aktuelle Stand des 1. Quartals 2011 weist auf eine positive konjunkturelle Dynamik hin.

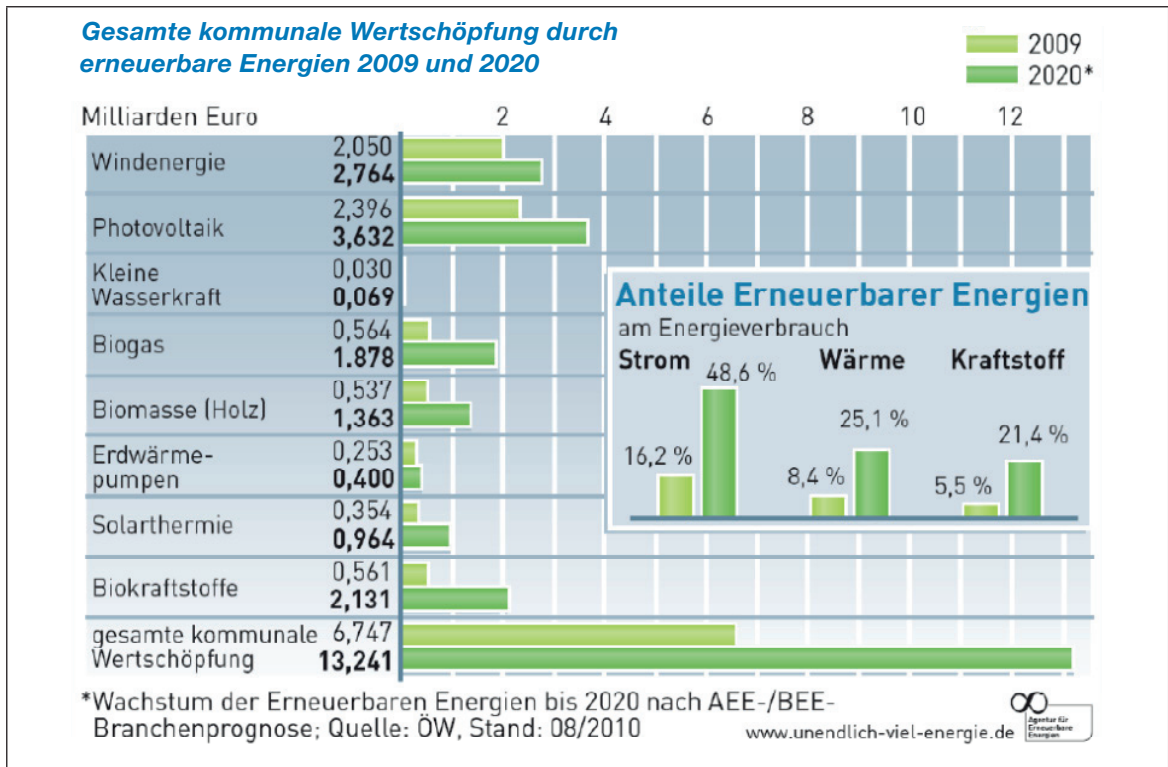
In einer Studie «Wettbewerbsfaktor Energie, Chancen für die Schweizer Wirtschaft» des BFE (Februar 2010) werden die Marktpotenziale und Möglichkeiten für die Schweizer Wirtschaft betrachtet. Die globalen Wachstumsraten bewegen sich für die neuen erneuerbaren Energien zwischen 10 und 15 Prozent bei Umsatzpotenzialen von 50 bis 250 Mrd. Franken pro Jahr. Für die Schweiz werden davon massgebliche Anteile abgeleitet.



Potenzial der Schweizer Wirtschaft in ausgewählten Sektoren, Quelle: McKinsey

Das BFE hat eine Studie «Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz» (Juni 2010 bis Frühjahr 2012) in Auftrag gegeben. In der Kurzbeschreibung der Studie wird erwähnt, dass der Markt für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie in der Schweiz und weltweit stark expandieren wird. Die Studie wird untersuchen, welche wirtschaftliche Bedeutung die Nutzung erneuerbarer Energien heute in der Schweiz hat und im Jahr 2020 voraussichtlich haben wird. Die Untersuchungen betreffen Arbeitsplätze, Umsätze und Bruttowertschöpfung der Firmen dieses Sektors. Die Studie soll im Jahr 2012 publiziert werden.

Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung IÖW, Berlin, hat in Kooperation mit dem Zentrum für Erneuerbare Energie (ZEE) an der Universität Freiburg i.Br. anhand einer Studie vom 23. August 2010 die kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien in Deutschland untersucht. Diese Studie kommt zum Schluss, dass die gesamte kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien von 6.8 Mrd. Euro im Jahr 2010 auf mindestens 13.2 Mrd. Euro im Jahr 2020 steigen wird, wenn der Ausbaugrad erreicht wird, den die Branchenprognose erwartet. Es ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz eine Steigerung der Wertschöpfung aus neuen erneuerbaren Energien erfolgen wird.

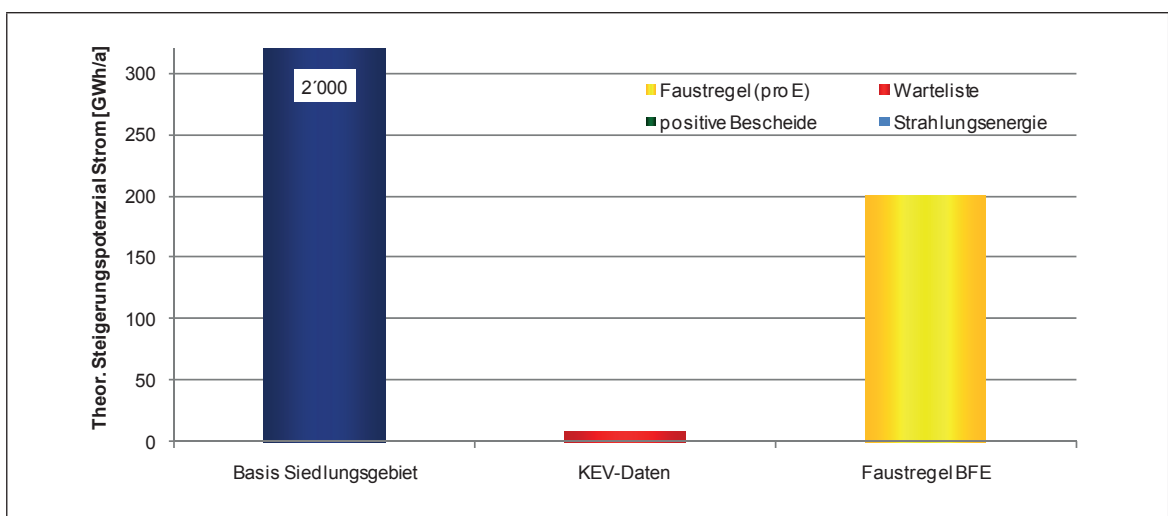


Wertschöpfung durch erneuerbare Energien, Quelle: Renew's Spezial, Ausgabe 39/August 2010, «Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien, Ergebnisse der Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung», herausgegeben durch Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin, ISSN 2190-3581

1.4.2 Photovoltaik (PV)

Theoretisches Steigerungspotenzial

Aus der statistischen Auswertung der Nutzungspläne, aus einer Schätzung aufgrund von KEV-Anmeldungen oder aufgrund einer Faustregel des BFE resultieren verschiedene Potenziale für die Produktion aus PV-Anlagen. Zur Herleitung dieses Steigerungspotenzials wurden die folgenden Hauptkriterien herangezogen: Das spezifische Potenzial beträgt ca. 1 MWh pro Person und Jahr, basierend auf einer geeigneten Dachfläche von 10 m² pro Person. Hochgerechnet auf den Kanton Graubünden resultiert damit ein theoretisches Potenzial von ca. 200 GWh/Jahr.



Potenziale für die Produktion aus PV, Quelle: AEV-Potenzialstudie 2011

Realistisches Steigerungspotenzial

Es wird davon ausgegangen, dass das realistische Potenzial in etwa dem theoretischen entspricht. Da die aktuelle Stromproduktion aus PV-Anlagen äusserst bescheiden ausfällt, stellt das Steigerungspotenzial von 200 GWh/Jahr gerade auch etwa die potenzielle künftige Produktion dar.

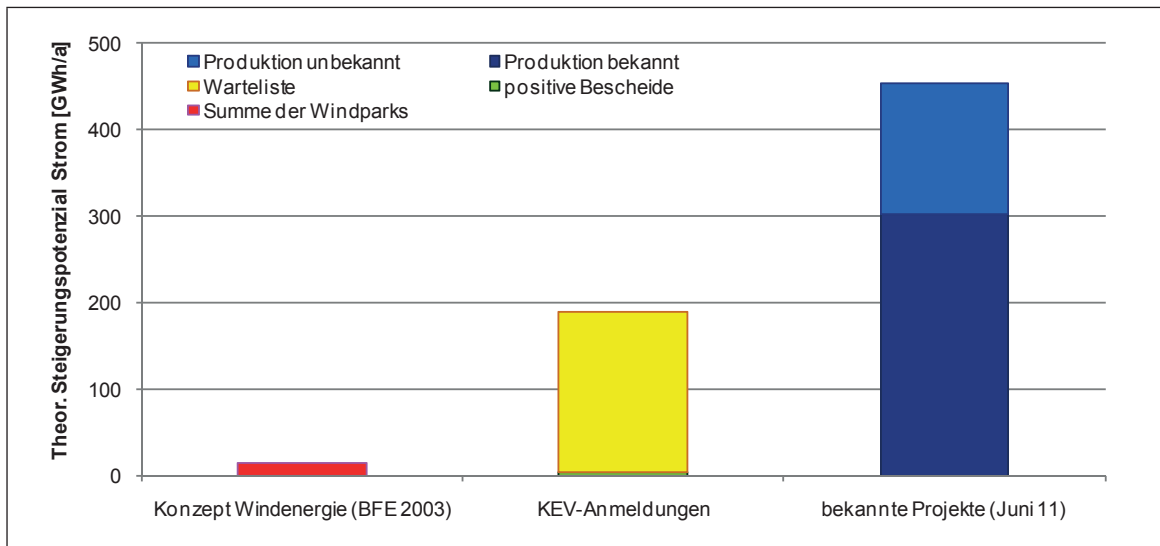
1.4.3 Windenergie

Theoretisches Steigerungspotenzial

Das theoretische Potenzial der Stromproduktion aus Windkraft wird anhand der folgenden Grundlagen ermittelt:

- Konzept Windenergie Schweiz
- KEV-Anmeldungen
- In der Öffentlichkeit bekannte Projekte

Die theoretischen Potenziale zur Produktion von Strom aus Windkraftwerken sind in nachfolgender Abbildung dargestellt. Bemerkenswert ist der Umstand, dass die Potenziale aus den neueren Studien deutlich grösser sind als diejenigen der ersten Publikationen.



Potenziale für die Produktion aus Wind, Quelle: AEV-Potenzialstudie 2011

Das theoretische Steigerungspotenzial wird mit 400 GWh/Jahr angenommen.

Realistisches Steigerungspotenzial

Bei der Abschätzung des realistischen Steigerungspotenzials wird von den in der Öffentlichkeit bekannten Projekten ausgegangen (St. Moritz, Hinterrhein, Haldenstein, Laax). Basierend auf den Erfahrungen mit dem Windpark Lumbrin wird das realistische Steigerungspotenzial zu 50 Prozent des theoretischen angenommen. Mit dieser Annahme resultiert ein realistisches Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion aus Windkraftanlagen von ca. 200 GWh/Jahr, was gerade auch etwa der zukünftigen realistischen Stromproduktion entspricht.

Es ist zu beachten, dass diese Strommenge zum grössten Teil vom geplanten Windpark Lumbrin erzeugt werden soll, was angesichts der noch nicht sichergestellten Realisierung ein nicht zu vernachlässigendes Risiko bezüglich des Steigerungspotenzials darstellt.

1.4.4 Tiefe Geothermie

Theoretisches Steigerungspotenzial

Die petrothermale tiefe Geothermie entzieht dem Gestein Wärme über einen künstlichen Wasserkreislauf (z. B. Deep Heat Mining, Basel; Energiegewinnung aus ca. 5000m Tiefe). Ihre Möglichkeiten sind zurzeit noch nicht abschätzbar. Dazu sind weitere Untersuchungen notwendig. Infolge der bescheidenen aktuellen Informationen über dieses Thema beschränkt sich deshalb die Potenzialstudie auf die Energienutzung aus der hydrothermalen tiefen Geothermie (hydrothermale tiefe Geothermie nutzt direkt die warmen Grundwässer aus Aquiferen (Grundwasserleiter); bereits realisierte Projekte im Raum München, in der Umgebung von Paris und in der Gemeinde Riehen/BS).

Einzelne Forschungs- und Pilotprojekte zeigen, dass die petrothermale tiefe Geothermie noch erhebliche Risiken birgt. Aus dem Kanton Graubünden sind in diesem Zusammenhang noch keine Gesuche um eine kostendeckende Einspeisevergütung eingereicht worden.

Bezüglich des theoretischen Potenzials zur Stromproduktion wird davon ausgegangen, dass pro heutigem Bezirk höchstens eine tiefengeothermische Anlage erstellt werden könnte. Das theoretische Potenzial zur Stromproduktion beträgt somit 110 GWh/Jahr.

Realistisches Steigerungspotenzial

Verschiedene bereits durchgeführte Machbarkeitsanalysen zeigen deutlich auf, dass für den Einsatz der hydrothermalen tiefen Geothermie einerseits leistungsfähige Aquifere und andererseits ausreichend Wärmeabnehmer vorhanden sein müssen. Bezüglich des realistischen Steigerungspotenzials wird angenommen, dass Anlagen im Churer Rheintal, im Oberengadin und in der unteren Mesolcina mit Stromproduktionen, welche den Projekten des Fürstentums Liechtenstein bzw. von St. Gallen entsprechen, möglich sind. Dementsprechend wird das realistische Steigerungspotenzial und somit auch die künftige potenzielle Stromproduktion aus der tiefen Geothermie auf ca. 15 GWh/Jahr geschätzt.

1.4.5 Biomasse

a) Holz

Theoretisches Steigerungspotenzial

Die Abschätzungen gemäss Strategie Holzenergie plus 2008 führen zu einem theoretisch nutzbaren Energieholzpotenzial von ca. 95 000 m³/Jahr. Sofern sämtliches in Graubünden anfallendes Energieholz verstromt würde, könnten dadurch ca. 40 GWh/Jahr an Strom produziert werden. Wenn sämtliches in den Bündner Wäldern anfallendes Holz nur noch direkt zur Stromgewinnung eingesetzt würde, könnte diese Menge auf ca. 150 GWh/Jahr erhöht werden.

Realistisches Steigerungspotenzial

Bezüglich des realistischen Steigerungspotenzials wird davon ausgegangen, dass jährlich ca. 95 000 m³ Bündner Energieholz für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Ausserdem wird angenommen, dass das geplante Holzkraftwerk in Ilanz infolge der guten regionalen Verankerung die benötigten 3 000 m³ pro Jahr Energieholz beibringen wird.

Aus Bündner Energieholz kann künftig ca. 45 GWh/Jahr an Strom erzeugt werden. Das Holzkraftwerk der Axpo Tegra AG in Domat/Ems hat eigentlich genügend Kapazitäten, um sämtliches im Kanton Graubünden anfallendes Energieholz zur Erzeugung von elektrischem Strom zu nutzen.

b) Kehrrichtverbrennung

Theoretisches Steigerungspotenzial

Die KVA Trimmis ist auf eine optimale Strom- und Wärmeproduktion ausgelegt. Mit entsprechenden Anpassungsarbeiten ist es möglich, auf Kosten der Wärmeproduktion mehr Strom zu

erzeugen. Der Wirkungsgrad kann so auf 25 Prozent erhöht werden, wodurch sich die elektrische Stromproduktion etwa verdoppeln lässt. Bei Verarbeitung von 125 000 t Abfall pro Jahr kann damit die Stromproduktion um ca. 65 GWh/Jahr auf ca. 105 GWh/Jahr erhöht werden, wobei 50 Prozent davon aus erneuerbaren Energien stammen.

Realistisches Steigerungspotenzial

Es kann davon ausgegangen werden, dass künftig die KVA Trimmis jährlich ca. 125 000 t Abfall verwertet. Ausserdem wird angenommen, dass die Anlage künftig auf maximale Stromproduktion umgerüstet wird. Dies bedeutet, dass neu ca. 105 GWh/Jahr bzw. ca. 65 GWh/Jahr mehr Strom produziert wird. Davon stammen 50 Prozent von erneuerbaren Energieträgern.

c) Kläranlagen

Theoretisches Steigerungspotenzial

Der Eigenversorgungsgrad bezüglich Elektrizität beträgt in den Bündner Kläranlagen mit Stromproduktion durchschnittlich 34 Prozent. Solche Eigenversorgungsgrade sind für kleinere Kläranlagen durchaus typisch. Vereinzelt ausserkantonale Kläranlagen weisen jedoch bereits einen Eigenversorgungsgrad bezüglich Elektrizität von rund 80 Prozent aus. Bei der Ermittlung des theoretischen Potenzials wird deshalb von einem Eigenversorgungsgrad bezüglich Elektrizität von 80 Prozent ausgegangen. Drei weitere Kläranlagen (Chur, Tuma Lunga, Papierfabrik LandQart) weisen zusätzliche Steigerungspotenziale auf. Das maximale theoretische Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion aus Kläranlagen beträgt somit ca. 8 GWh/Jahr.

Realistisches Steigerungspotenzial

Es wird angenommen, dass das realistische Potenzial mit 7 GWh nur leicht unter dem theoretisch möglichen liegt bzw. eine zukünftige Stromproduktion von ca. 11 GWh/Jahr resultiert.

d) Grüngut, Abfälle aus Lebensmittel verarbeitenden Betrieben, Hofdünger

Theoretisches Steigerungspotenzial

Aufgrund der KEV-Anmeldungen und der Hochrechnung aus der erwähnten Potenzialstudie Mittelbünden resultiert ein theoretisches Potenzial von 20 GWh/Jahr.

Realistisches Steigerungspotenzial

Lange Transportwege verschlechtern die Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Biogasanlagen erheblich. Bezüglich des Potenzials zur Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse wird deshalb angenommen, dass realistischerweise nur 50 Prozent des theoretischen Potenzials genutzt werden können. Somit beträgt das realistische Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse ca. 10 GWh/Jahr. Folglich es ist davon auszugehen, dass künftig ca. 12 GWh/Jahr an Strom in landwirtschaftlichen Biogasanlagen produziert werden.

1.4.6 Weitere erneuerbare Energieträger

Je nach Definition der erneuerbaren Energien wird bereits heute und in vermehrtem Ausmass auch künftig weiterer Strom durch andere Technologiegruppen (Rekuperation, Wärme-Rückgewinnung usw.) produziert. Für die Potenzialabschätzung wird angenommen, dass ca. 10 GWh/Jahr zusätzlich produziert werden können.

1.5 Wärmekraftkopplung (WKK)

Realistisches Steigerungspotenzial

Bei der WKK besteht gemäss BFE ein grosses Wachstumspotenzial. Schätzungen gehen davon aus, dass diese Anlagen in wenigen Jahren rund 5500 GWh pro Jahr bzw. liefern könnten, was gut 8 Prozent der Stromproduktion des Jahres 2009 entspricht.

Zudem beabsichtigt UVEK bezüglich der Elektrizitätsversorgung, die dezentrale WKK vermehrt einzusetzen. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen sollen möglichst kompensiert werden.

Für Graubünden sind Produktionssteigerungen in der WKK bei Holzkraftwerken und Kehrichtverbrennungsanlagen möglich (vgl. Kapitel C. 1.4.5 a und b). Über kleinere WKK-Anlagen liegen keine gesicherten Zahlen für ein Steigerungspotenzial vor bzw. es sind keine konkreten Projekte oder Planungen vorhanden. Ein Potenzial aus WKK-Anlagen wird daher nicht separat aufgeführt.

1.6 Zusammenfassung

Nachfolgende Tabelle ergibt eine Übersicht über alle Stromproduktionspotenziale im Kanton Graubünden (Werte in GWh/Jahr):

Produktionsart	Produktion aktuell	theoretische Steigerung	realistische Steigerung	realistische künftige Produktion
Grosswasserkraft > 10 MW	7326	1500 – 2000	860	8186
Kleinwasserkraft < 10 MW ¹	576	250 – 450	135	711
Photovoltaik	4	200	200	200
Wind	0.01	400	200	200
Tiefe Geothermie	0	110	15	15
Holz ²	45	105	15	60
Kehrichtverbrennung	40	65	65	105
Kläranlagen	4	8	7	11
Grüngut etc.	2	20	10	12
weitere Erneuerbare	0	10	10	10
Total	7997	bis zu 3368	1517	9510

Übersicht über alle Stromproduktionspotenziale, Quelle: Amt für Energie und Verkehr

¹ Inklusive Trink- und Abwasserkraftwerke

² In den bestehenden Anlagen könnten maximal 150 GWh pro Jahr erzeugt werden; im Jahr 2010 waren es 45 GWh.

Aufgrund der dargestellten Überlegungen ist davon auszugehen, dass im Kanton Graubünden in erster Priorität Grosswasserkraftwerke das Ausbaupotenzial der Stromproduktion bestimmen werden. Kleinwasserkraftwerke, PV-Anlagen, Windkraftanlagen und die Kehrichtverbrennungsanlage in Trimmis werden künftig aber massgebend zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beitragen. Abhängig vom politischen und gesellschaftlichen Umfeld kann mittels WKK ebenfalls ein wichtiger Anteil zu einer sicheren Stromversorgung geleistet werden. Das Potenzial zur Steigerung der Stromproduktion beträgt langfristig ca. 1500 GWh/Jahr.

2. Förderung von erneuerbaren Energien

Durch die KEV lassen sich Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich kostendeckend bzw. mit Gewinn betreiben. Aus diesem Grund wurde es als nicht notwendig erachtet, dass der Kanton Finanzierungsbeiträge leistet oder andere spezielle Vergünstigungen für Anlagen bereit stellt, die bereits eine KEV-Entschädigung erhalten. Daher wird im Folgenden nicht weiter auf diese Option eingegangen. Im Vordergrund stehen vielmehr die Förderung von Anlagen, die keine oder erst zu einem späteren Zeitpunkt KEV-Gelder bekommen und ohne Finanzierungshilfe nicht oder erst zu einem späteren Zeitpunkt gebaut werden könnten, sowie die Beteiligung an Anlagen.

2.1 Unterstützung von Projekten

Um Projekte im PV-Bereich zu unterstützen, stehen folgende Möglichkeiten im Vordergrund:

- Denkbar wäre die Einführung einer kantonalen Einspeisevergütung (KKEV) in Anlehnung an die nationale KEV, bis letztere Beiträge ausrichtet. Wegen der beschlossenen Anpassungen bei der nationalen KEV und dem prognostizierten Abbau der Warteliste bis 2013 sowie der benötigten Dauer von mindestens einem Jahr für eine Ergänzung des kantonalen Energiegesetzes mit den Grundlagen zur Erhebung einer kantonalen Netznutzungsgebühr, wurde bisher von einer KKEV abgesehen. Der Grosse Rat hat die Überweisung des Auftrags Gasser abgelehnt, der eine Übergangslösung mit einer kantonalen KEV forderte (GRP 2010/2011, 852; GRP 2011/2012, 233, 403).
- Eine konkrete Förderung ist ausserdem über die Gewährung von Investitionsbeiträgen an PV-Anlagen möglich. Um die Investitionskosten solcher Anlagen zu reduzieren, kann eine einmalige Unterstützung, welche sich an der installierten Leistung pro Kilowatt bemisst, bezahlt werden. Die Förderung kann unabhängig und zusätzlich zur KEV erfolgen. Der Kanton Graubünden kann nach Art. 31 BEG freiwillige Massnahmen im Rahmen von zeitlich befristeten Energiesparaktionen fördern. Eine befristete Förderung von PV-Anlagen mit Investitionsbeiträgen könnte somit im Rahmen einer derartigen Aktion rasch umgesetzt werden. Für eine langfristige Förderung von Solarstromanlagen müssten jedoch vorerst die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden.
- Im Weiteren ist eine Verpflichtung der Netzbetreiber, den Strom aus PV-Anlagen zu einem festgelegten Preis abzunehmen, möglich. Besonders interessant ist das so genannte «Net Metering» für Kleinanlagen zum Eigengebrauch bis zu einer Leistung von ca. 5 Kilowatt (kW). Ein- und ausgespiessene Strommengen werden saisonal saldiert, allfällige Überschüsse werden somit zum jeweils gültigen Endkundenpreis vergütet. Für eine Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber bedarf es entsprechender gesetzlicher Grundlagen.
- Die Erstellung eines kantonalen Solarkatasters, in welchem die für die solare Nutzung geeigneten Objekte aufgeführt werden, wäre eine weitere Unterstützungsmöglichkeit.
- Schliesslich käme auch die Zurverfügungstellung der geeigneten kantonalen Dächer in Frage.

2.2 Beteiligung an Anlagen

Eine Beteiligung des Kantons an Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien würde ebenfalls Anreize schaffen. Dadurch kann die Finanzierung entsprechender Vorhaben vereinfacht werden, indem nur noch die Restfinanzierung gesichert werden muss.

2.3 Steuerliche Handhabung bei PV-Anlagen

Gemäss den geltenden gesetzlichen Bestimmungen können Investitionen in PV-Anlagen beim Kanton steuerlich nicht in Abzug gebracht werden; bei den Bundessteuern hingegen ist dies mög-

lich. Im Weiteren stellen die Erträge aus dem Verkauf des Stroms einer PV-Anlage Einkommen dar, wenn sie die Investitionskosten (abzüglich allfälliger Subventionen) übersteigen.

Damit die Kosten von PV-Anlagen bei der Kantonssteuer in Abzug gebracht werden können, müsste im kantonalen Recht eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden. In die gleiche Richtung zielen zwei in der Sondersession des Grossen Rats vom März 2012 eingereichte Vorstösse, nämlich der Auftrag Kappeler betreffend steuerliche Begünstigung von Photovoltaikanlagen (GRP 2011/2012, 877) sowie die Anfrage Giacomelli betreffend Umsetzung der kantonalen Strategien zur Ausschöpfung des Potenzials für erneuerbare Energien im Kanton Graubünden (GRP 2011/2012, 888).

3. Umsetzung der Umweltgesetzgebung

Die Umweltgesetzgebung, insbesondere das GSchG und das Bundesgesetz über die Fischerei (BGF; SR 923.0) schränken die Nutzung der Wasserkraft ein.

3.1 Restwassersanierungen

Die zuständigen Behörden haben gemäss Art. 80 Abs. 1 und 2 GSchG die Pflicht, die durch Wasserentnahmen wesentlich beeinflussten Fliessgewässer zu sanieren (vgl. Kapitel B. 3.3.1). Der Kanton Graubünden hat bereits im Jahre 2009 in einem Pilotfall (MKW) gestützt auf Art. 80 Abs. 1 GSchG eine Restwassersanierung bei bestehenden Konzessionen verfügt (siehe Kapitel B. 4.6.1). Dieser Entscheid wurde von den Umweltorganisationen an das Bundesgericht weiter gezogen. Die künftigen Restwassersanierungen des Kantons dürften wesentlich von diesem ersten Entscheid des Bundesgerichts abhängen. Von Bedeutung sind dabei die Fragen, ob eine Produktionsminderung von 3.2 Prozent bzw. eine Erlösminderung von 5.1 Prozent noch wirtschaftlich tragbar und verantwortbar ist und dadurch ein Eingriff in die Substanz der wohlerworbenen Rechte gerechtfertigt werden kann oder – wie von den Beschwerdeführerinnen gefordert – ob sich gar weitergehende, entschädigungspflichtige Sanierungsmassnahmen nach Art. 80 Abs. 2 GSchG im konkreten Fall begründen lassen.

3.2 Neukonzessionierungen

Gemäss Art. 83 GSchG müssen alle Wasserrechtskonzessionen, die nach dem 1. Juni 1987 erteilt worden sind, die Restwassermengen gemäss Art. 31ff. GSchG einhalten. Der grösste Teil der Wasserkraftwerke in Graubünden wurden vor dem 1. Juni 1987 konzessioniert und ist deshalb noch nicht an die erwähnten Restwasservorschriften des GSchG gebunden. Bei einer Neukonzessionierung müssen diese Vorschriften jedoch auch in diesen Fällen eingehalten werden. Bis ins Jahr 2050 ist aufgrund der heutigen Bundesgesetzgebung betreffend die Restwassersanierungen mit einer Minderproduktion von rund 1 500 GWh zu rechnen.

Mit einer Schutz- und Nutzungsplanung gemäss Art. 32 lit. c GSchG können die Kantone jedoch die Mindestrestwassermengen nach Art. 31ff. GSchG auch tiefer ansetzen, sofern ein entsprechender Ausgleich durch geeignete Massnahmen, wie etwa der Verzicht auf andere Wasserentnahmen im gleichen Gebiet, stattfindet. Dies bedeutet, dass durch das Instrument der Schutz- und Nutzungsplanung sich die künftigen Produktionseinbussen von neu zu konzessionierenden Kraftwerken teilweise verringern lassen dürften. Im Gegenzug können aber in den zu schützenden Gewässern keine Kraftwerksanlagen mehr gebaut werden.

Im Rahmen der neuen Energiepolitik des Bundes ist es denkbar, dass die Restwasservorschriften des Gewässerschutzgesetzes angepasst werden und eine allfällige Ausdehnung bei den Ausnahmen von den Mindestrestwassermengen dazu führt, dass in solchen Fällen eine moderate Produktionseinbusse entsteht.

3.3 Änderungen des Gewässerschutzgesetzes von 2009

Die Teilrevision des Gewässerschutzgesetzes von 2009 überträgt den Kantonen eine Reihe von neuen Aufgaben, die zu einer Aufwertung der Gewässerökosysteme beitragen sollen (Revitalisierung, Schwall/Sunk-Betrieb, Geschiebehaushalt; vgl. Kapitel B. 3.3.2).

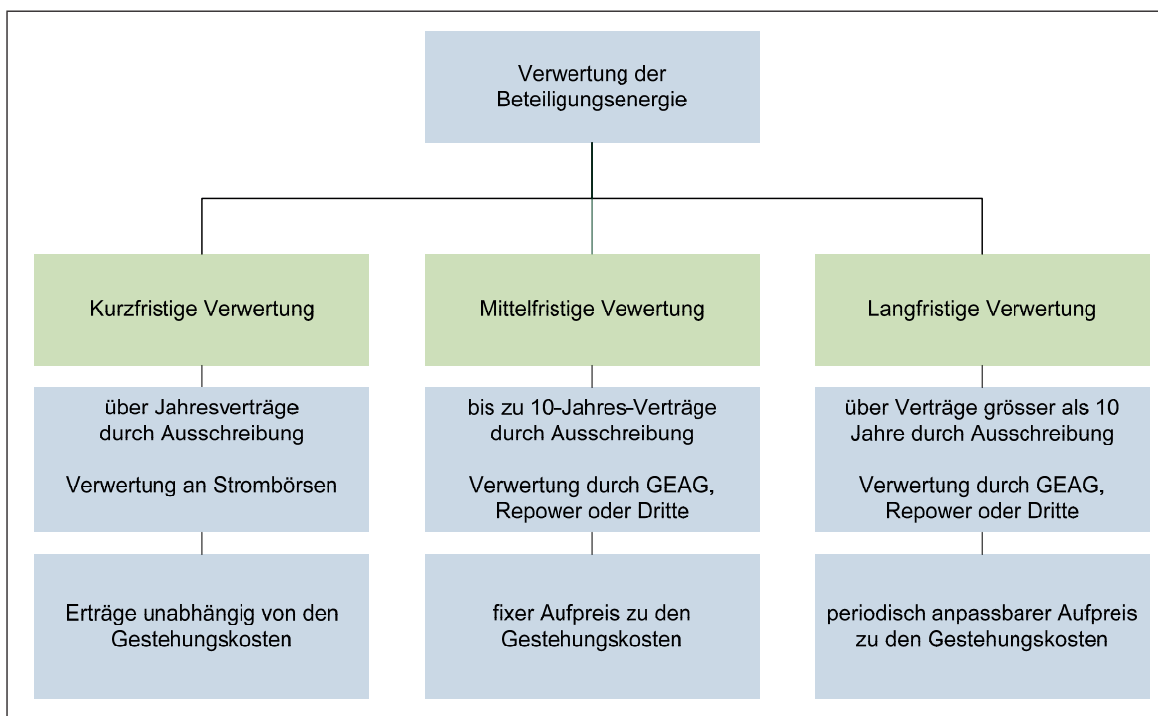
Für die Umsetzung dieser neuen Aufgaben können bei konkreten Projekten mehrere Varianten zur Verfügung stehen, die rechtlich, technisch, ökologisch und wirtschaftlich machbar sind. Beispielsweise kann eine Schwall/Sunk-Sanierung durch ein Becken unterhalb des Kraftwerks, durch betriebliche Massnahmen, die jedoch zu entschädigungspflichtigen Ertragseinbussen führen, oder durch eine Ableitung (allenfalls mit zusätzlichen Stromproduktionsmöglichkeiten) in nachgelagerte grössere Gewässer oder Seen erreicht werden. Anhand von gründlichen Interessensabwägungen sind die jeweils besten Lösungen zu finden.

4. Wertschöpfung aus der Stromproduktion

4.1 Energiebeteiligungen

Die heutigen Leistungen für die Konzessionsgemeinden und den Kanton aus der Verwertung ihrer Energiebeteiligungsansprüche sind ansprechend, obwohl der Umfang der Beteiligungen eher bescheiden ausfällt. Eine Erhöhung dieser Beteiligungen der öffentlichen Hand soll deshalb für die Zukunft vermehrt in Erwägung gezogen werden. Möglichkeiten hierzu ergeben sich einerseits im Zuge von Heimfällen und andererseits bei der Konzessionierung von neuen Werken.

Für die Verwertung der Energie aus Wasserkraftanlagen ist dementsprechend eine kurz-, mittel- und langfristige Lösung zur Abfederung der Risiken und zur Nutzung der Chancen zu schaffen. Diese sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



Verwertung der Energie aus Wasserkraftanlagen

Für die kurzfristige Verwertung der Beteiligungsenergie der öffentlichen Hand könnte Repower im Auftragsverhältnis mandatiert werden. Der Aufbau einer weiteren Handelsgesellschaft als Alternative macht aus derzeitiger Beurteilung wenig Sinn, da das Massengeschäft an der Börse für die kurzfristige Verwertung durch die RE ausreichend abgedeckt ist.

Für die mittel- und langfristige Verwertung sind die GEAG oder auch neu zu etablierende Gesellschaften denkbar und prüfenswert.

4.2 Stromhandel

Die Weiterentwicklung des Strommarkts in Richtung EU-Binnenmarkt schreitet schnell voran, während der Regulierungsdruck kontinuierlich zunimmt.

Die Stromwende mit dem beschlossenen schrittweisen Ausstieg der Schweiz und weiterer Staaten aus der Kernenergie wird die Politik, die Gesellschaft und die Industrie für die nächsten Jahrzehnte beschäftigen. Die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft werden sich durch den Umbau des Produktionsportfolios fundamental verändern.

Die gegenseitige Abhängigkeit der Energiemärkte wird weiter steigen, und die kommerziellen Kompetenzen des Handels werden auch in Zukunft von zentraler Bedeutung sein. Aus der Sicht Graubündens muss das Ziel darin bestehen, die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass die Handelsaktivitäten zumindest erhalten, wenn möglich sogar ausgebaut werden können. Im Sinne einer Risikoverteilung des Handels ist eine Verteilung der Handelsaktivitäten auf verschiedene Gesellschaften anzustreben.

Hauptziel beim Handel muss für Graubünden sein, die notwendigen Kompetenzen bzw. Marktkenntnisse aufrecht zu erhalten bzw. aufzubauen, um auch in Zukunft eine optimale Portfolio-Bewirtschaftung mit entsprechender Wertschöpfung sicherstellen zu können.

4.3 Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke mit ihrem reversiblen Anlagebetrieb leisten einen besonderen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität in der Schweiz und in Europa. Speichermöglichkeiten und flexibel einsetzbare Kraftwerke sind eine Voraussetzung für die sinnvolle Regelung der rasch steigenden und schlecht prognostizierbaren Produktionskapazitäten aus Windkraftwerken und PV-Anlagen. Mit dem Ausbau von schwer regulierbaren Kapazitäten in Europa – vornehmlich Wind – nimmt der Wert der flexibel abrufbaren Spitzenenergie tendenziell zu. Die zeitbezogenen Arbitragemöglichkeiten steigen.

Mit der Realisierung des Pumpspeicher-Kraftwerks «Lagobianco» im Puschlav wird der Kraftwerkspark im Kanton Graubünden substanziell aufgewertet. Dieses Werk leistet zudem einen wichtigen Beitrag zur schrittweisen Neuorientierung in der Energieversorgung Europas.

Gemäss Art. 34 BWRG haben die Eigentümer von Pumpwerken den Konzessionsgemeinden und dem Kanton eine jährliche Pumpwerksteuer zu entrichten. Damit ist ein erhebliches zusätzliches Einnahmepotenzial für die öffentliche Hand verbunden.

4.4 Besteuerung

Die Partnerwerkbesteuerung kann entweder auf dem Verhandlungsweg oder im Falle unbefriedigender Ergebnisse auch auf dem Veranlagungsweg erfolgen.

Im Weiteren besteht bei neuen Konzessionen oder bei einer Erneuerung bestehender Konzessionen die Möglichkeit, Bestimmungen bezüglich der Besteuerung in der Konzession selbst aufzunehmen, welche die Position Graubündens verbessern. Davon wurde in neueren Konzessionen denn auch bereits Gebrauch gemacht.

Zudem kann die heute immer noch unbefriedigende steuerliche Situation entschärft werden, indem die Konzessionsgemeinden und der Kanton ihre Energiebeteiligungen bei sich bietenden Gelegenheiten erhöhen und die Energie über in Graubünden domizilierte Gesellschaften verwerthen lassen.

4.5 Energieintensive Industrieunternehmen

Den energieintensiven Industrieunternehmen der Bündner Wirtschaft mit einem grossen Stromverbrauch könnte als Standortvorteil im Sinne einer Wirtschaftsfördermassnahme Strom zu attraktiven Bedingungen angeboten werden, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten bzw. zu stärken.

Kriterien für einen günstigen Strombezug könnten eine gewisse Minimalmenge, die Relevanz des Energieverbrauchs gemessen am Geschäftsaufwand, die wirtschaftliche Bedeutung eines Unternehmens in der Region (u. a. Anzahl Arbeitsplätze, Anzahl Jahre des Bestehens der Firma in Graubünden) sein. Zudem sollte diese Förderung an Stromeffizienzmassnahmen bei den begünstigten Unternehmen gekoppelt werden, damit sich die Massnahme nicht kontraproduktiv auf die gesetzten Effizienzziele des Energiegesetzes auswirkt.

Für die Abgabe von günstigem Strom an energieintensiven Industrieunternehmen sind folgende Möglichkeiten denkbar:

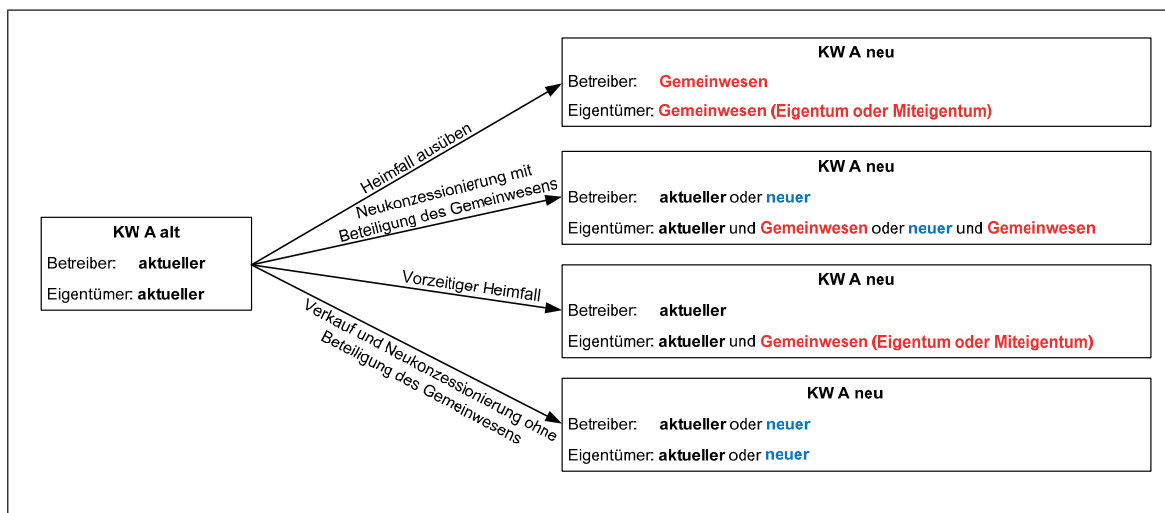
- Der Partnervertrag der GEAG sieht vor, dass der Kanton und die Konzessionsgemeinden die Energieabgabe zur Versorgung auf Bündner Territorium im Ausmass der von ihnen einzeln eingebrachten Energie verbilligen können. Dies müsste zu ihren Lasten unter Vergütung der Differenz an die GEAG erfolgen.
- Der Kanton und die Konzessionsgemeinden bringen ihre Beteiligungsenergie in eine «reziprok» funktionierende GEAG (GEAG 2) ein und treten als A-Aktionäre auf. Strombezüger beziehen Strom aus dieser GEAG 2 und bilden den Kreis der B-Aktionäre.
- Bei sich bietenden Konzessionierungen von Wasserkraftwerken «vermittelt» der Kanton seinen Beteiligungsanspruch ganz oder teilweise an interessierte Strom-Grossverbraucher.

5. Heimfall

Die Bündner Konzessionsgemeinden und der Kanton können davon ausgehen, dass in den nächsten Jahrzehnten aus den anstehenden Heimfällen Entschädigungen und Beteiligungen im Wert von mehreren Milliarden Franken anfallen werden. Es ist deshalb ausserordentlich wichtig, bereits frühzeitig eine klare Verhandlungsstrategie zu entwickeln, um die eigene Position zu stärken. Im Zuge der Heimfälle bietet sich die Chance, die Wertschöpfung aus der Wasserkraft für die Gemeinden und den Kanton (Beteiligung, Handel, Jahreskostenenergie, Arbeitsplätze) substantiell zu erhöhen.

Für das heimfallberechtigte Gemeinwesen gibt es folgende grundlegende Handlungsalternativen:

- Ausübung des Heimfalls und Übernahme der gesamten Anlagen durch die öffentliche Hand,
- Erteilung neue Konzession für bestehende Anlagen an den bisherigen oder an einen neuen Betreiber mit Beteiligung der öffentlichen Hand,
- vorzeitiger Heimfall und Neukonzessionierung an den bisherigen Betreiber mit Beteiligung der öffentlichen Hand,
- Verkauf der Anlagen und Neukonzessionierung an den bisherigen oder an einen neuen Betreiber (ohne Beteiligung der öffentlichen Hand).
- Ausserbetriebnahme und Rückbau der Anlagen (diese eher theoretische Option wird nicht weiter vertieft).



Grundlegende Handlungsalternativen zum Heimfall

Damit das Gemeinwesen darüber entscheiden kann, welche Handlungsoption als die beste gewählt werden soll, sind gemeinsame Abklärungen der Gemeinden und des Kantons erforderlich, welche auch mehrere Jahre dauern können. Für jeden Heimfall gilt es, die im dannzumaligen energiewirtschaftlichen Umfeld optimale Lösung zu wählen. Dabei haben die Konzessionsgemeinden und der Kanton unabhängig voneinander auch die Möglichkeit, auf die Ausübung des Heimfalls zu verzichten, weil im konkreten Fall deren Interessenlage nicht immer kongruent sein muss. Das primäre Interesse der Gemeinden dürfte darin liegen, die Energieversorgung in ihrer Region zu optimieren, indem sie hierfür die ihnen aus einem Kraftwerk zustehende Energie (z. B. Gratis-, Vorzugs- oder Beteiligungsenergie) einsetzen. Das Hauptinteresse des Kantons liegt hingegen bei einer möglichst hohen Beteiligung an den jeweiligen Gesellschaften. Bei kleineren Werken, die vorwiegend der lokalen Stromversorgung dienen, dürften die Gemeinden daran interessiert sein, an diesen eine möglichst hohe Beteiligung zu erzielen oder diese sogar in Eigenregie zu betreiben.

5.1 Heimfall ausüben

Bei der Ausübung des Heimfalls übernimmt die öffentliche Hand die ganze Kraftwerksanlage. Dies bedeutet, dass u. a. die zum Erzeugen und Fortleiten elektrischer Energie bestimmten Anlagen sowie die Diensthäuser und Verwaltungsgebäude gegen eine angemessene Entschädigung erworben werden müssen. Damit die Vor- und Nachteile dieser Variante im konkreten Fall beurteilt werden können, müssen neben dem Kaufpreis der entgeltlichen Anlageteile die Absatzmöglichkeiten, die Energieaustauschmöglichkeiten sowie die unternehmerischen Voraussetzungen geklärt werden. Erst wenn die Erfordernisse für eine zweckmässige Ausübung des Heimfalls erfüllt sind, kann definitiv darüber entschieden werden. Schwierigkeiten können sich bei dieser Variante dann ergeben, wenn nur ein Teil einer Gesamtanlage dem Heimfall unterliegt, weil dieser für die verschiedenen Werksstufen gestaffelt stattfindet. Im Zuge der Heimfälle ist daher bei Gesellschaften mit mehreren Stufen und unterschiedlichem Konzessionsende eine Harmonisierung anzustreben.

5.2 Neukonzessionierung mit Beteiligung des Gemeinwesens

Der Fall der Neukonzessionierung der Anlagen an den bisherigen oder an einen neuen Betreiber mit Beteiligung der öffentlichen Hand unterscheidet sich vom oben genannten Fall dahingehend, dass die öffentliche Hand einen Teil oder die gesamten unentgeltlich heimfallenden Anlageteile in die neue Gesellschaft einbringt und sich im Umfang der Sacheinlage (oder eines Teils davon) an der neuen Gesellschaft beteiligt. Hier sind auch Lösungen denkbar, die es der öffentlichen Hand gestatten, aus dem Heimfall einen höheren Nutzen zu ziehen, ohne ein allfälliges Risiko eines Eigenbetriebs übernehmen zu müssen.

5.3 Vorzeitiger Heimfall

Ein vorzeitiger Heimfall liegt vor, wenn der ordentliche Ablauf der Konzession nicht abgewartet und eine Neuverleihung der Konzession vorgelagert wird. Ein vorzeitiger Heimfall stellt dabei den Verzicht des Konzessionärs auf das verliehene Nutzungsrecht bei gleichzeitiger Neuverleihung an denselben dar und setzt die Zustimmung der Konzessionsgemeinden und des Kantons voraus. Durch einen vorzeitigen Heimfall kann das Fälligkeitsprofil der verschiedenen, im Kanton anstehenden Heimfälle geglättet werden. Der vorzeitige Heimfall von Wasserkraftanlagen ist für das verleihungsberechtigte Gemeinwesen ein gewichtiges Instrument, um die wiederkehrenden Leistungen zu steigern, insbesondere wenn Konzessionen zu einem Zeitpunkt verlängert werden, bei dem die Rahmenbedingungen günstig liegen. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wann aus Sicht der Gemeinden und des Kantons einem vorzeitigen Heimfall zugestimmt werden soll. Dabei sind folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Minimierung des Risikos für die Konzessionsgemeinden und den Kanton (Glättung der Fälligkeit des Ablaufs der Konzessionsverhältnisse),
- Erhöhung der Wertschöpfung für die Konzessionsgemeinden und den Kanton (Beteiligung, Handel, Jahreskostenenergie, Arbeitsplätze),
- Höhe der Investitionen für Modernisierung und Erweiterung.

Vorzeitige Heimfälle sind zudem zu strategisch richtigen Zeitpunkten zu verhandeln. Dies ist der Fall, wenn:

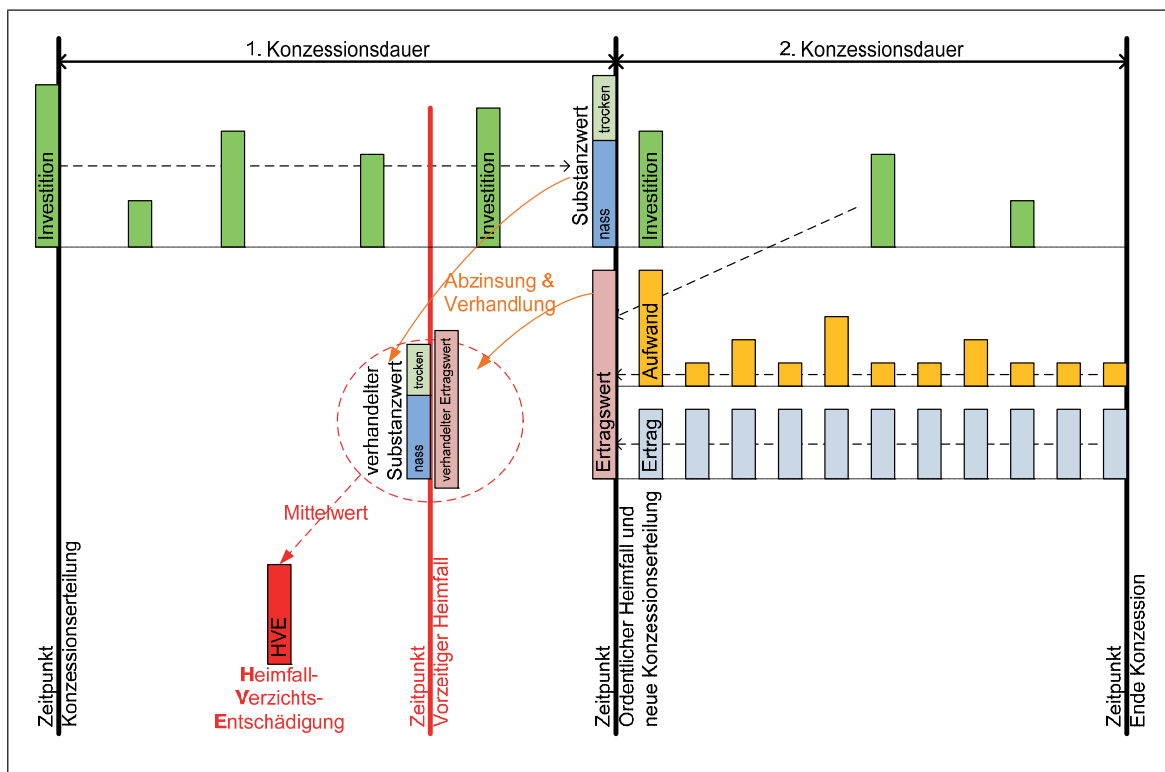
- die Energieverwertungspreise höher liegen als die Gestehungskosten der Anlagen, oder
- eine Erwartungshaltung auf steigende Energieverwertungspreise besteht.

Im Falle von guten Ertragsmöglichkeiten ist der Zeitpunkt des vorzeitigen Heimfalls möglichst nahe ans Ende der Konzessionsperiode zu legen, damit die Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen zu Beginn der neuen Konzessionsperiode möglichst genau bestimmbar sind und die Entschädigungen für entgangene Ertragsmöglichkeiten tief gehalten werden können.

Solange die Erwartungshaltung an die Energieverwertung eher klein ausfällt, kann der vorzeitige Heimfall unter Berücksichtigung der Kosten für den entgangenen Ertrag aus der Restlaufzeit von Konzessionen früher gewählt werden. Die Ertragserwartung muss jedoch über den Gestehungskosten liegen.

Für die Durchführung eines vorzeitigen Heimfalls muss aber auch ein Interesse des Konzessionärs bestehen. Dieses Interesse ist wohl gegeben, wenn hohe Investitionen getätigt werden sollen bzw. müssen, die in der verbleibenden Zeit bis zum Ablauf der Konzession nicht mehr amortisiert werden können. Diese Investitionen können den Ersatz von Anlagen oder, im Hinblick auf eine Steigerung der Stromproduktion, auch Erweiterungen der bestehenden Werke betreffen.

Im Zusammenhang mit einem vorzeitigen Heimfall muss auch die Frage der Heimfallverzichtsentschädigung zu Gunsten des heimfallberechtigten Gemeinwesens geregelt werden. Als Basis für die Bestimmung der Entschädigung im Sinne einer Unternehmensbewertung gemäss Art. 44 BWRG können der Substanzwert der zum ordentlichen Zeitpunkt heimfallenden Anlagen und der Ertragswert der neuen Konzession ermittelt werden. Substanz- und Ertragswert bilden zusammen die Basis für die Verhandlungen zwischen dem Gemeinwesen und dem Konzessionär. Dabei kann z. B. die Heimfallverzichtsentschädigung dem Mittelwert des verhandelten Substanz- und Ertragswerts entsprechen, wobei der verhandelte Substanzwert wiederum auf die Hälfte des ermittelten Ertragswerts der neuen Konzessionsperiode festgelegt werden kann.



Mögliches Berechnungsprinzip für die Heimfallverzichtsentschädigung bei vorzeitigem Heimfall

Der Substanzwert zum Zeitpunkt des ordentlichen Heimfalls entspricht dem Restwert der getätigten Investitionen entsprechend der technischen Abschreibungsdauer der einzelnen Anlagenteile. Im verhandelten Substanzwert zum Zeitpunkt des vorzeitigen Heimfalls ist auch die Abzinsung über die Dauer des vorgezogenen Heimfalls mitberücksichtigt.

Der Ertragswert zum Zeitpunkt der neuen Konzessionserteilung basiert auf Prognosewerten. Er beinhaltet die diskontierten Investitionen während der neuen Konzessionsdauer und den Substanzwert zum Zeitpunkt des ordentlichen Heimfalls sowie sämtliche diskontierten Aufwendungen und Erträge während der neuen Konzessionsdauer. Im verhandelten Ertragswert zum Zeitpunkt des vorzeitigen Heimfalls ist ebenfalls die Abzinsung über die Dauer des vorzeitigen Heimfalls mitberücksichtigt.

Ob ein vorzeitiger Heimfall angestrebt werden soll bzw. zu genehmigen ist, muss vom Gemeinwesen und dem Konzessionär gesamtheitlich im konkreten Fall beurteilt und entschieden werden. Damit die Option des vorzeitigen Heimfalls für das Gemeinwesen optimal ausgeübt werden kann, muss sie jedoch zwischen den Konzessionsgemeinden und dem Kanton koordiniert wahrgenommen werden können.

5.4 Verkauf und Neukonzessionierung ohne Beteiligung des Gemeinwesens

Der Verkauf und die Neukonzessionierung ohne Beteiligung von Gemeinden und Kanton bedeuten den Verzicht auf die Ausübung des Heimfallrechts. Das Gemeinwesen kann sich den Heimfallverzicht entweder mit einer einmaligen Abgeltung oder mit jährlich wiederkehrenden Leistungen entschädigen lassen. Bei den jährlich wiederkehrenden Leistungen wiederum sind feste oder vom Geschäftsgang abhängige Leistungen möglich. Die genaue Ausgestaltung ist u. a. von der Risikobereitschaft des Gemeinwesens abhängig und muss im Einzelfall zwischen dem Konzessionär sowie den Gemeinden und dem Kanton ausgehandelt und bestimmt werden.

Sowohl für die Konzessionsgemeinden als auch den Kanton dürften in aller Regel wiederkehrende Leistungen, welche auch eine Partizipation an steigenden Energieerträgen ermöglichen, gegenüber einer Einmalentschädigung im Vordergrund stehen.

5.5 Koordination zwischen Gemeinden und Kanton

Durch eine verstärkte Koordination des Kantons kann eine Heimfallpolitik, welche die Wahrung der gesamtkantonalen Interessen zum Ziel hat, wesentlich effizienter umgesetzt werden. Dieses koordinierte Vorgehen war bereits im Rahmen der geplanten BWRG-Teilrevision von 2010 im Zusammenhang mit vorzeitigen Heimfällen vorgeschlagen worden. Aus verschiedenen anderen Gründen wurde die betreffende Teilrevision jedoch nicht weiterverfolgt. Mittels einer abgestimmten Verhandlungsstrategie müsste demnach ein erneuter Versuch unternommen werden, um die Wertschöpfung aus der Wasserkraft für Graubünden langfristig zu steigern. Dabei sollten auch die Erneuerungsinvestitionen gestaffelter erfolgen. Schliesslich wird so auch die Planungssicherheit der Investoren gefördert und die Partnerschaft zwischen Kraftwerksgesellschaft und Gemeinwesen gestärkt. Durch eine erhöhte Einflussnahme des Kantons auf die Koordination ist dieser aber auch in der Pflicht, die Verhandlungen zwischen Kraftwerksgesellschaften und Gemeinwesen aktiv zu führen. Damit werden auch die Gemeindeorgane entlastet, ohne dass dadurch in deren Entscheidungskompetenzen eingegriffen würde. Um die Position des Kantons und der Gemeinden in den Verhandlungen mit dem Konzessionär betreffend den vorzeitigen Heimfall zu stärken, sollten die verschiedenen Optionen möglichst flexibel ausgestaltet werden. Dies bedeutet konkret, dass die heute bestehenden, rudimentären gesetzlichen Vorgaben für den Kanton und die Gemeinden bezüglich Beteiligung und Übernahme der Jahreskostenenergie angepasst werden müssten.

6. Netze

Bei den Netzen besteht das Ziel darin, die Netznutzungskosten tief zu halten und allenfalls Erträge für die öffentliche Hand aus dem Netzbetrieb zu generieren. Erträge für die öffentliche Hand sollen aber nicht aus neuen Abgaben der Kunden, sondern aus Effizienzsteigerungen und Synergienutzungen erzielt werden. Dazu bestehen verschiedene Ansätze, welche nachfolgend beschrieben sind.

6.1 Netzgesellschaft Graubünden (Ebenen 2 bis 4)

Die Idee einer Netzgesellschaft in Graubünden für die Netzebenen 2 bis 4 (>36 und <220 kV) bezweckt, über eine Gesellschaft oder einen Netzbetreiber auf dem überregionalen Verteilnetz die Anzahl Anschlüsse ans Übertragungsnetz (380/220 kV) zu minimieren. Da pro Anschluss der regionalen Verteilnetzbetreiber ans Übertragungsnetz eine Anschlussgebühr an die Nationale Netzgesellschaft Swissgrid zu entrichten ist, reduzieren sich mit einer einzelnen Netzgesellschaft die Anschlusspunkte und somit die Anschlusskosten. Voraussetzung ist, dass das Verteilnetz auf der Netzebene vermascht ist, d.h. es muss physisch verbunden sein.

Die Funktion einer kantonalen Netzgesellschaft (Ebenen 2 bis 4), analog der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid (Ebene 1), kann entweder unter Federführung eines oder mehrerer der bestehenden Verteilnetzbetreiber (Axpo, EWZ, Repower usw.) oder als kantonale Gesellschaft wahrgenommen werden. Eine kantonale Gesellschaft müsste über den käuflichen Erwerb oder allenfalls über die Enteignung in den Besitz der Netzanlagen gelangen. Theoretisch wäre auch der Bau von Parallelleitungen möglich, was aber volkswirtschaftlich wenig sinnvoll erscheint. Diese Möglichkeiten sind aber rechtlich wie auch wirtschaftlich kaum umsetzbar. Einzig eine Verpflichtung zum gemeinsamen Netzbetrieb kann als realistisch betrachtet werden. Die bestehenden Verteilnetzbetreiber könnten auch eine neue Netzgesellschaft gründen, welche die Netzanlagen übernimmt und das regionale Verteilnetz betreibt. Allenfalls ist auch eine Variante mit einer gemeinsamen Vereinbarung für den Netzbetrieb möglich.

6.2 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Ebenen 5 bis 7)

Bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) ergibt sich die Möglichkeit der Bildung eines Kantonswerks für die Produktion und Verteilung. Durch Synergien im Netzbetrieb und Energieeinkauf profitieren die Stromkonsumenten von günstigen Netztarifen. Eine Umsetzung dieser Variante ist aber nur auf freiwilliger Basis möglich und dürfte aufgrund der unterschiedlichen Interessen der heutigen Betreiber äusserst schwierig zu realisieren sein.

Die Gemeinden sind gemäss Art. 3 Abs. 1 StromVG GR für den Bau, den Betrieb und den Unterhalt der elektrischen Verteilnetze verantwortlich. Sie können dafür eigene, regionale oder überregionale EVU bilden oder die Erfüllung dieser Aufgaben Dritten übertragen. Die Benützung des öffentlichen Grund und Bodens für die Energieversorgung ist dabei in einer vertraglichen Regelung festzuhalten. Die Gemeinden können dafür eine Gebühr erheben. In den wenigsten Verträgen sind für den Betrieb der kommunalen Elektrizitätsnetze jedoch Heimfallbestimmungen enthalten. Dadurch sind nach Ablauf der vorgenannten Verträge die Eigentumsverhältnisse an den Netzanlagen auf Gemeindegebiet nicht mehr geregelt. Mit einer Heimfallregelung können demnach die Gemeinden in den Besitz der Netzanlagen auf ihrem Gemeindegebiet gelangen. Je nach Fall kann dies unentgeltlich oder entgeltlich erfolgen. Die Netzbetreiber werden sich während der Vertragslaufzeit entsprechend auf diese Kosten einrichten, d.h. die Anlagen entsprechend abschreiben. Da viele der bestehenden Verträge langfristig abgeschlossen wurden, lassen sich entsprechende Heimfallbestimmungen erst bei einer Neukonzessionierung einschliessen.

7. Stromeffizienz

In den folgenden Ausführungen zu den Handlungsmöglichkeiten wird grundsätzlich nicht auf die Aspekte der Verhältnismässigkeit einer allfälligen Umsetzung eingegangen. Dies wäre bei Bedarf vertieft zu prüfen.

7.1 Grundlagen

7.1.1 Sparziele des Bundes

Gemäss BFE soll die Einsparung im Jahr 2050 zwischen dem Szenario «Neue Energiepolitik» gegenüber dem Szenario «Weiter wie bisher» 83 PJ (23.1 TWh) betragen. Dies ist auch für Graubünden mit grossen Effizienzanstrengungen verbunden, will man einen echten Beitrag an die Sparziele des Bundes leisten. Aufgrund der Kompetenzaufteilung zwischen Bund und Kantonen sind die Einflussmöglichkeiten des Kantons jedoch begrenzt.

7.1.2 Preiselastizität beim Strom

Gemäss einer von Economiesuisse mitfinanzierten Studie der Konjunkturforschungsstelle der ETH Zürich (KOF) «Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage» (Mai 2011) ist die kurzfristige Preiselastizität (innerhalb eines Jahres) von Strompreisschwankungen sehr gering. Ein kurzfristiger Anstieg des Strompreises von 10 Prozent bewirkt gemäss Studie einen Nachfragerückgang von lediglich 2 Prozent, was einer Elastizität von 0.2 entspricht. Andere Resultate weist die Studie hingegen für die langfristige Preiselastizität auf. Steigt der Strompreis über Jahre kontinuierlich an, erhöht sich die Elastizität bei einem Zeitraum ab zehn Jahren auf 0.6. Mit anderen Worten ist bei einem Preisanstieg um 10 Prozent innerhalb von 10 Jahren mit Einsparungen von rund 6 Prozent zu rechnen. Dies deshalb, weil gemäss Studie kontinuierlich, über mehrere Jahre steigende Strompreise den Anreiz fördern, Investitionen in die Energieeffizienz zu tätigen (Ersatz von Elektroöfen, effizientere Geräte). Bei industriellen Nutzern ist dieser Effekt

noch ausgeprägter (Elastizität zwischen 0.6 und rund 1.0). Zudem sind diese Nutzer eher bereit, bei höheren Strompreisen auf andere Energieformen wie Erdgas umzusteigen.

7.1.3 Verhaltensweisen

Aus der Forschung ist bekannt, dass der Nachahmereffekt zuweilen wesentlich stärker zu einer gewünschten Verhaltensweise führt als Appelle an das ökologische Gewissen. So konnte beispielsweise nachgewiesen werden, dass Hotelgäste wesentlich öfter ihre Badetücher mehrmals benutzten, wenn ihnen gesagt wird, dass dies andere Hotelgäste ebenfalls tun. Neuere Studien versuchen nun herauszufinden, wie dieser Effekt auch für den Bereich Stromsparen genutzt werden könnte.

7.2 Haustechnik

7.2.1 Elektroheizungen

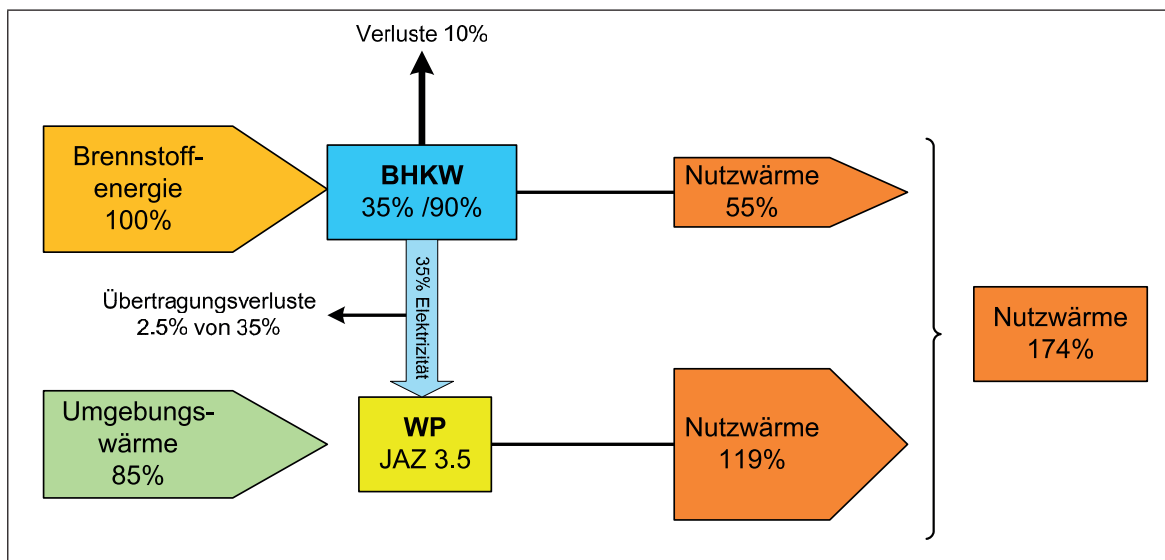
Gemäss Schätzungen werden heute in Graubünden rund 9500 Gebäude mit Elektrizität beheizt. Dies liegt unter anderem daran, dass etliche Gemeinden aufgrund von Wasserrechtskonzessionen von tiefen Strompreisen profitieren und damit Heizen mit Strom noch immer die günstigste Variante darstellt. Zwar ist der Ersatz bestehender, festinstallierter elektrischer Heizungen bis auf Ausnahmen gemäss BEG verboten, jedoch dürfte es noch etliche Jahre dauern, bis alle Elektroheizungen altersbedingt durch effizientere Systeme ersetzt werden müssen.

Würden alle Elektroheizungen durch Heizungen mit erneuerbaren Energien ersetzt, könnten nach Schätzungen des AEV jährlich rund 290 GWh Strom gespart werden. Um den Ersatz von Elektroheizungen zu forcieren, sind entweder hohe Fördergelder einzusetzen oder ein generelles Nutzungsverbot für festinstallierte elektrische Heizungen (z. B. ab 2020 oder 2025) festzusetzen.

Der Ersatz von Elektroheizungen durch Heizungen mit neuen erneuerbaren Energien, wie z. B. Sonnenkollektoren wird nur teilweise möglich sein. Realistischer ist das Szenario, wonach der Ersatz mehrheitlich durch Heizungen mit fossilem Brennstoff oder durch den Einsatz von Wärmepumpen erfolgt.

Wärmepumpen weisen abhängig von der Wärmequelle und deren Temperatur eine Jahresarbeitszahl (JAZ) zwischen 3 und 4 aus. Die JAZ entspricht dem Verhältnis der während eines Jahres erzeugten Nutzwärme zu der von der Wärmepumpe total benötigten elektrischen Energie. Beim Ersatz aller Elektroheizungen durch Wärmepumpen könnten somit mindestens $\frac{2}{3}$ des Stroms für Elektroheizungen oder gemäss Schätzung des AEV 190 GWh Strom gespart werden.

Eine optimale Variante zum Ersatz der Elektroheizungen stellt in ausgewählten Fällen die Kombination der WKK, z. B. eines Blockheizkraftwerks (BHKW) mit einer Wärmepumpe (WP) dar. Dabei wird die nutzbare Abwärme der WKK zum Heizen verwendet. Die von der WKK erzeugte elektrische Energie wiederum wird für den Betrieb der WP verwendet, die die restliche benötigte Heizenergie liefert.



Prinzip der Kombination einer WKK (BHKW) mit WP (Quelle: BFE/Dr. M. Zogg, Geschichte der Wärmepumpe, Mai 2008)

Der Vorteil der Kombination WKK mit WP gegenüber einer rein fossilen Heizung oder einer ab dem Versorgungsnetz gespeisten WP ist, dass lediglich ca. 60 Prozent der benötigten Wärmeenergie durch fossile Primärenergieträger bereit gestellt werden müssen und dass keine elektrische Energie aus dem Verteilnetz benötigt wird. Diese Anlagen eignen sich jedoch nur für grosse Heizleistungen bzw. Grosswärmebezügler.

7.2.2 Elektroboiler

Der Ersatz bestehender Elektroboiler in Wohnbauten ist bei wesentlichen Änderungen des Heizsystems grundsätzlich verboten. Würden alle Elektroboiler in Graubünden z.B. durch Boiler mit Sonnenkollektoren ersetzt, könnten gemäss Schätzungen des AEV jährlich rund 200 GWh Strom gespart werden. Wie bei den Elektroheizungen ist es denkbar, den Einsatz von Elektroboilern ab einem bestimmten Datum zu verbieten oder durch höhere Fördergelder den Umstieg zusätzlich zu forcieren.

7.2.3 Betriebsoptimierung und Sanierung haustechnischer Anlagen in Hochbauten

Die Gesetzgebung über die zum Verkauf zugelassenen Leuchtmittel ist Sache des Bundes. Dieser hat in den letzten Jahren die Vorschriften laufend verschärft. Ab September 2012 dürfen nur noch Leuchtmittel verkauft werden, die mindestens die Energieeffizienzklasse D aufweisen, womit faktisch der Verkauf von gewöhnlichen Glühlampen verboten wird.

Gemäss Energieverordnung des Kantons Graubünden (BEV; BR 820.210) bestehen schon heute Vorschriften darüber, wie viel Elektrizität neue Gewerbebauten mit einer Energiebezugsfläche von über 1 000 m² bei standardisierter Nutzung für Beleuchtung und Lüftung/Klimaanlagen brauchen dürfen. Aufgrund neuer Technologien (insbesondere LED) könnten die Vorschriften laufend verschärft werden. Zudem ist denkbar, dass auch bestehende Gewerbebauten nach einer gewissen Übergangsfrist von z.B. 10 Jahren gewisse minimale Verbrauchsnormen einzuhalten hätten.

Ein grosses Potenzial zur effizienteren Stromnutzung in der Haustechnik besteht auch mittels Betriebsoptimierungen. Basierend auf zahlreichen, teilweise komplexen Gebäuden in der Schweiz zeigen die Erfahrungen, dass mit der Einführung von neuen Methoden für das Betriebsmanagement mit geringen Investitionen, d.h. nur mit Betriebsoptimierungen eine Verringerung des Ver-

brauchs von 10 bis 20 Prozent erreicht werden kann. Die entsprechenden Massnahmen werden dabei so gestaltet, dass sie durch den technischen Dienst des jeweiligen Gebäudebetreibers durchgeführt werden können. Damit die Betriebsoptimierungen auch nachhaltig wirken, dürfen die Massnahmen keine Einbussen beim Komfort und bei der Hygiene mit sich bringen. In allen Gebäuden sind Ansatzpunkte für Einsparungen vorhanden, wie zur Adaption der Haustechnik an die Gebäudenutzung, zur Optimierung der Steuerung und Regelung der technischen Anlagen sowie zur Verbesserung von Arbeitsprozessen.

Die Stadt Chur hat in Zusammenarbeit mit dem Verein energo (als Teil des Programmes EnergieSchweiz hat sich energo seit der Gründung im Jahr 2001 zu einem schweizweit führenden Kompetenzzentrum für Energieeffizienz entwickelt) bereits Betriebsoptimierungen bei sieben städtischen Liegenschaften durchgeführt. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Schulen und Verwaltungsgebäude, d.h. die Sportanlagen GBC, die Gewerbliche Berufsschule, die Schulhäuser Rheinau, Montalin, Lachen und Giacometti sowie die Liegenschaft der Stadtpolizei. Bei den Projekten der Stadt Chur konnten nach vier Jahren Betriebsoptimierung Einsparungen von durchschnittlich 16.1 Prozent erzielt werden. Dabei beträgt die Einsparung bei der Elektrizität 23 Prozent und bei der Wärme 12 Prozent. Da der Energieanteil der Wärme im vorliegenden Fall grösser ist als jener der Elektrizität, ergibt sich insgesamt eine Einsparung von 16.1 Prozent.

Die Aufteilung der Einsparung zwischen Elektrizität und Wärme ist sehr stark von der Art der Nutzung, wie Heizen, Prozesswärme, Licht, Pumpen, Ventilation abhängig. Aus den Erfahrungswerten über alle von energo optimierten Liegenschaften ergibt sich eine Einsparung von ca. 3 Prozent bei der Elektrizität und ca. 10 Prozent bei der Wärme.

Weitere Betriebsoptimierungen von Liegenschaften sind sowohl in der Stadt Chur als auch in anderen Ortschaften des Kantons möglich.

7.2.4 Umwälzpumpen

Umwälzpumpen lassen das Wasser z.B. in Bodenheizungen zirkulieren. Durchschnittlich sind sie rund 2200 Stunden pro Jahr in Betrieb. Moderne Umwälzpumpen sind wesentlich effizienter als ältere Modelle. Gemäss Schätzungen des AEV könnten durch den Ersatz aller ineffizienten Umwälzpumpen jährlich rund 10–12 GWh Strom gespart werden. Neben einer finanziellen Förderung des Ersatzes von Umwälzpumpen könnte auch ein Verbot alter Umwälzpumpen z.B. ab dem Jahre 2020 in Betracht gezogen werden. Bei Neubauten dürfen ab 2013 ohnehin nur noch Umwälzpumpen der A-Klasse eingesetzt werden.

7.2.5 Haushaltgeräte

Für Effizienzvorschriften betreffend Haushaltgeräte (z.B. Spülmaschinen, Waschmaschinen, Tumbler, TV-Geräte und Kaffeemaschinen) ist der Bund zuständig. Die Vorschriften werden periodisch an die technische Entwicklung angepasst. Diejenigen Geräte, welche die jeweiligen Vorschriften nicht erfüllen, müssen vom Markt genommen werden. Der Ersatz alter ineffizienter Geräte kann durch Fördergelder begünstigt werden.

7.3 Industrie und Gewerbe

7.3.1 Nutzungsgradverbesserungen

Durch den konsequenten Ersatz von alten ineffizienten elektrischen Motoren und Systemen in Industrie- und Gewerbebauten reduziert sich der Stromverbrauch deutlich. Neben einer Ersatzförderung könnte auch ein Betriebsverbot z.B. ab 2020 ausgesprochen werden. Gemäss Art. 14 BEG besteht jedoch schon heute die Möglichkeit, Grossverbraucher mit einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0.5 GWh zu verpflichten, ihren Verbrauch zu analysieren und

zumutbare Massnahmen zur Optimierung zu realisieren, oder es können verbindliche Verbrauchsziele vereinbart werden. Namhafte Grossverbraucher Graubündens haben mit der EnAW bereits Zielvereinbarungen abgeschlossen.

7.3.2 Öffentlicher Verkehr / Rhätische Bahn

Mit über 100 GWh jährlichen Stromverbrauch ist die RhB eine der grössten Stromkonsumentinnen im Kanton Graubünden. Durch zusätzliche Fahrplanverdichtungen dürfte sie in Zukunft sogar noch mehr Strom benötigen.

Das Stromsparpotenzial bei der RhB ist insgesamt als erheblich zu bezeichnen. Grössere Einsparungen könnten durch den Ersatz der 23 Lokomotiven und der 6 S-Bahn-Pendelzüge erreicht werden, die keine Rekuperationsbremse aufweisen und so beim Bremsen die Energie nicht ins Netz zurückspeisen können (diese 29 Triebfahrzeuge umfassen gut 40 Prozent der bei der RhB regelmässig im Einsatz stehenden elektrisch betriebenen Triebfahrzeuge). Ebenfalls liesse sich Strom sparen durch Einsatz von leichteren Zügen (Triebzüge statt Lokomotive und Wagen), die Verpendelung der Züge von Chur nach St.Moritz/Disentis/Mustér/Scuol (Triebfahrzeug bergseitig eingereicht ermöglicht bessere Nutzung der Rekuperationsbremse bei der Talfahrt) sowie die Optimierung der Weichenheizungen, der Wagenvorheizanlagen und der Beleuchtungen. Auch durch eine vorausschauende Fahrweise kann Energie gespart werden. Ausserdem sind moderne Zugkompositionen wesentlich besser isoliert, so dass weniger Energie für die Heizung aufgewendet werden muss. Die RhB hat kürzlich ein Projekt zur Eruiierung der diversen Einsparpotenziale lanciert.

7.4 Lenkungsmassnahmen

7.4.1 Generelle Erhöhung der Strompreise

Kurzfristige Strompreiserhöhungen dürften aufgrund der kleinen Preiselastizität ihre erhoffte Wirkung kaum entfalten können. Die Erwartung kontinuierlich steigender Strompreise und die jährliche Untermauerung dieser Erwartung durch leicht steigende Preise dürften den grössten Effekt haben. Aufgrund der neuen Energiepolitik des Bundes dürften Preissteigerungen vorprogrammiert sein (Ausstieg aus der Kernenergie, Ausbau der neuen erneuerbaren Energien). Ob zusätzliche Lenkungsmassnahmen durch den Kanton den ohnehin zu erwartenden Einspareffekt noch spürbar steigern können, ist schwierig abzuschätzen.

7.4.2 Verbrauchsämpfende Tarifmodelle

Tarifmodelle mit hohen Grundgebühren und eher tiefen Preisen für die jeweils bezogene Energie vermindern den Anreiz, Strom zu sparen. Durch den Verzicht auf Grundgebühren würden die Kosten pro bezogene kWh höher ausfallen und dadurch die Sparwirkung verstärken. Für Ferienwohnungen mit sehr tiefen Strombezügen können hingegen gemäss geltender Rechtsprechung weiterhin Grundgebühren erhoben werden, um die Netzkosten zu decken. Die Energieversorgungsunternehmen können schliesslich im Rahmen der Bundesgesetzgebung ihre Tarife frei gestalten.

7.4.3 Leistungsaufträge

Die Kantone können die Zuteilung eines Netzgebiets mit einem Leistungsauftrag an den Netzbetreiber verbinden (Art. 5 Abs. 1 StromVG). Damit soll die Grundversorgung gestärkt werden. Zu denken ist gemäss Botschaft zum StromVG etwa an die Pflicht, die öffentliche Beleuchtung

sicherzustellen, ein bestimmtes Ausmass an Reservekapazitäten zu halten, über das Stromversorgungsgesetz hinausgehende Versorgungspflichten zu erfüllen oder Energiedienstleistungen zu erbringen (vgl. Botschaft zum Bundesgesetz über die Stromversorgung, StromVG; BBl 2005, S. 1644). Mit dem Leistungsauftrag sollen einem Netzbetreiber vor allem spezielle Leistungen auferlegt werden, die durch rein marktwirtschaftlich operierende Netzbetreiber nicht erbracht würden. Die Leistungen sind jeweils im zugewiesenen Netzgebiet zu erbringen. Die dem Netzbetreiber dadurch entstehenden Mehrkosten können als gesondert ausgewiesenes Preiselement gemäss Art. 6 Abs. 3 StromVG und Art. 7 Abs. 3 lit. k StromVV in die Netznutzungstarife eingerechnet und damit auf die Endverbraucher überwältzt werden.

Weil solche Zusatzpflichten in der Regel kostentreibend wirken, bedarf ein Leistungsauftrag einer gesetzlichen Grundlage. Durch einen Leistungsauftrag begründete Leistungen sind der Überwachung durch die ElCom entzogen (vgl. Art. 22 Abs. 2 lit. a und b StromVG). Voraussetzung ist jedoch, dass die Zusatzpflichten begründet sind, d.h. in einem sachlichen Zusammenhang mit der Stromversorgung bzw. der Energiepolitik stehen, und bei der Festlegung und Veröffentlichung der Elektrizitätstarife transparent ausgewiesen werden (Art. 6 Abs. 3, Art. 7 Abs. 2 und Art. 12 Abs. 2 StromVG).

Der Leistungsauftrag bildet einen ergänzenden Bestandteil der Netzgebietszuteilungsverfügung. Er muss nicht gleichzeitig mit der erstmaligen Netzzuteilung erteilt werden, sondern kann auch später erfolgen.

Leistungsaufträge mit Auflagen sollen erteilt werden können, wenn sie einen sachlichen Zusammenhang mit der Grundversorgung und der Versorgungssicherheit aufweisen. Die Netzbetreiber können damit vom Kanton namentlich zu weitergehenden vorbereitenden Massnahmen zur Bewältigung ausserordentlicher Lagen verpflichtet werden. Darüber hinaus sollen Leistungsaufträge die Erreichung von energiepolitischen Zielen unterstützen. Dieses Instrument soll für effizienzfördernde Massnahmen entlang der ganzen Produktions- und Verbrauchskette, für Stromprodukte mit ökologischem Mehrwert und für das Angebot oder die Vermittlung von Energie-Contracting in den Bereichen Stromproduktion und Haustechnik eingesetzt werden. Schliesslich sollen Dienstleistungen im Energiebereich Gegenstand eines Leistungsauftrags bilden können.

7.5 Vorbildfunktion und Nachahmereffekte

7.5.1 Vorbildfunktion des Kantons

Verhält sich der Kanton bei der Energieeffizienz vorbildlich, wird nicht nur effektiv Strom gespart, sondern auch die Gemeinden und Private dürften dadurch angespornt werden, in die Energieeffizienz zu investieren. Das Postulat der Vorbildfunktion des Kantons ist im Energiegesetz enthalten. Eine Wirkung wird nur ausgelöst, wenn entsprechende Massnahmen (vorbildliche Sanierungen, Neubauten usw.) ergriffen und bekannt gemacht werden.

7.5.2 Förderung vorbildlicher Leistungen im Bereich Energieeffizienz

Ebenfalls zu Nachahmereffekten dürften besonders effiziente Bauten von Privaten führen. Gestützt auf das heutige Energiegesetz können Neubauten mit Vorbildcharakter gefördert werden. So erhalten Neubauten, welche die Standards MINERGIE-P oder MINERGIE-A erreichen, einen Förderbeitrag.

7.5.3 Information, Beratung und Schulung

Informationen über mögliche Stromeinsparungen und Beratungen sind essenziell, um die Bevölkerung zu ermuntern, die Sparpotenziale auszuschöpfen. Daneben ist es auch sehr wichtig, dass Architekten, Planer und Installateure die besten Systeme kennen und so die Kunden optimal

beraten können. In den letzten Jahren hat das AEV seine Informations-, Beratungs- und Schulungstätigkeiten laufend ausgebaut.

8. Cleantech

Unter Cleantech werden diejenigen Technologien, Herstellverfahren und Dienstleistungen zusammengefasst, die zum Schutz und zur Erhaltung der natürlichen Ressourcen und Systeme beitragen. Cleantech umfasst den Umwelt- und Energiebereich. Dazu zählen beispielsweise Messtechnik, Ressourceneffizienz, Wasser- und Abfallwirtschaft, Recycling, Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Elektrizitätsspeicher. Cleantech ist keine Branche im herkömmlichen Sinne, sondern zieht sich quer durch alle Branchen.

In der Schweiz sind im Bereich Cleantech rund 155 000 bis 160 000 Personen tätig (Stand 2008). Dies sind rund 4.5 Prozent aller Beschäftigten in der Schweiz. Mit einer jährlichen Bruttowertschöpfung von geschätzten 18 bis 20 Mrd. Franken leistete Cleantech im Jahr 2008 einen Beitrag von 3.0 bis 3.5 Prozent an das Bruttoinlandprodukt. Hinsichtlich Beschäftigtenzahl und Bruttowertschöpfung kann Cleantech demnach mit dem Tourismus in der Schweiz verglichen werden.

Insbesondere der Bund hat sich dem Thema angenommen und den «Masterplan Cleantech Schweiz» erarbeitet, welcher von November 2010 bis März 2011 interessierten Kreisen der Politik, Wirtschaft und Wissenschaft zur Vernehmlassung unterbreitet wurde. Die Ergebnisse daraus sind in den überarbeiteten «Masterplan Cleantech Schweiz» eingeflossen, der am 16. September 2011 vom Bundesrat zur Kenntnis genommen wurde. Gleichzeitig hat der Bundesrat die ersten Massnahmen dazu beschlossen, namentlich im Bildungs- und Forschungsbereich.

Der Cleantechstrategie des Bundes liegt die Vision zugrunde, dass die Schweiz ihren Ressourcenverbrauch auf ein naturverträgliches Mass (Fussabdruck «eins») reduziert und damit als Wirtschafts- und Innovationsstandort in Sachen Cleantech eine führende Position einnimmt. Sie soll zu einem weltweiten Impulsgeber für Ressourceneffizienz und Ressourcenökonomie avancieren.

In ihrer Antwort vom 18. April 2011 zu einer Fraktionsanfrage SP (GRP 2010/2011, 662; GRP 2011/2012, 31, 192) betreffend Cleantech im Kanton Graubünden hat die Regierung die Bedeutung dieses Bereichs bestätigt. Sie sei überzeugt, dass der Nutzung der Wasserkraft und weiterer erneuerbarer Energien eine grosse Bedeutung innerhalb der Cleantech-Branche zukommen werde. Für sie und auch für die übrigen, ausserhalb der Stromproduktion tätigen Bündner Unternehmungen gelte es, mit geeigneten Massnahmen sicherzustellen, dass sie Anschluss an die Cleantech-Branche finden würden. Dies solle durch gezielten Wissens- und Technologietransfer sichergestellt werden. Zusätzlich sei an den höheren Fachschulen und der Fachhochschule technologisches Wissen aufzubauen, das durch geeignete Weiterbildungsangebote an bestehende Unternehmungen weiter gegeben werden und das auch für die Ansiedlung neuer Unternehmungen unterstützend wirken könne. Bei der Beantwortung des Auftrags Joos betreffend «Aktionsplan Energie Graubünden – 5 Massnahmen, 5 Millionen, 5 Jahre» hat die Regierung zur beantragten Schaffung eines Lehrstuhls zum Querschnittsthema «Cleantech» an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur zudem festgehalten, es sei innerhalb der Fachhochschule Ostschweiz abzuklären, in welchen Bereichen von Cleantech die Teilschule in Chur schwerpunktmässig aktiv werden solle. Dazu müssten der Ist-Zustand erhoben und die absehbaren Entwicklungen im Umfeld der Hochschulen beurteilt werden. Gestützt darauf sei zu entscheiden, ob ein Lehrstuhl an der HTW Chur die geeignete Form zur Erreichung der vorgegebenen Ziele sei (vgl. dazu GRP 2011/2012, 8, 849).

9. Rechtlicher Rahmen für neue erneuerbare Energien sowie für die thermische Grundwassernutzung

9.1 Typisierung der energetischen Nutzungen

Während die Nutzung der Wasserkraft als «klassischer» erneuerbarer Energieträger eine lange Tradition genießt, ist eine breite kommerzielle Verwendung neuer erneuerbarer Energien erst seit wenigen Jahrzehnten, nach Entwicklung der hierzu erforderlichen Technologien, möglich. Entsprechend jung sind teilweise auch die gesetzlichen Bestimmungen, die bei der Stromerzeugung und der Wärmergewinnung aus den neuen erneuerbaren Energieträgern zur Anwendung gelangen. Bevor nachfolgend die rechtlichen Rahmenbedingungen bei der Nutzung von Windkraft, Sonnenenergie, Erd- und Umgebungswärme (aus Grundwasserkörpern) erläutert werden, ist vorab eine Typisierung der energetischen Nutzungen vorzunehmen. Wie noch zu zeigen sein wird, hat diese Zuordnung direkten Einfluss auf die Bewilligungsvoraussetzungen und -abläufe der jeweiligen Anlagen.

Die vorgenannten erneuerbaren Energieträger sind in erster Linie danach zu unterscheiden, ob sie öffentliche Sachen darstellen oder nicht. Wind- und Sonnenenergie sind Naturkräfte, die als solche Gemeingüter darstellen. Sie sind keine körperlichen Objekte und fallen somit nicht unter den zivilrechtlichen Sachbegriff. Naturkräfte können zwar Gegenstand von Fahrniseigentum sein, dies aber nur, wenn sie einer rechtlichen Herrschaft unterworfen werden können. Dies ist bei der Wind- und der Sonnenenergie in ihrem natürlichen Vorkommen nicht der Fall. Diese Naturkräfte werden erst durch die Umwandlung in elektrische oder thermische Energie zu Rechtsobjekten. Sie gehören somit nicht zu den öffentlichen Sachen im Gemeingebrauch. Die Zulässigkeit ihrer Nutzung hängt insofern auch nicht von der Gebrauchsintensität ab. Mit anderen Worten stellt die Elektrizitätsproduktion oder Wärmergewinnung aus Windkraft und Sonnenenergie keine konzessionspflichtige Sondernutzung dar (Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht [SBVR], Band VII-Energierrecht, Riccardo Jagmetti, Basel 2005, Rz. 7301 mit weiteren Verweisen). Für ein Bundesmonopol fehlt die verfassungsmässige Grundlage, und in den Kantonen sind keine Regale dieser Art begründet worden. Für die Errichtung eines neuen kantonalen Monopols dürfte es zudem am erforderlichen öffentlichen Interesse fehlen, da es sich bei der Windkraft und der Sonnenenergie nicht um erschöpfbare Energien handelt, die nach Massgabe der Interessen der Allgemeinheit zugeteilt werden müssten (SBVR VII-Jagmetti, Energierrecht, Rz. 7302 mit weiteren Verweisen).

Anders verhält es sich mit der thermischen Nutzung des Wassers und des Erdreichs. Die nicht nachweislich im Privateigentum stehenden Gewässer (Flüsse, Seen, Bäche) sind zum Gemeingebrauch bestimmte Sachen. Sie sind gemäss Art. 19 des Einführungsgesetzes zum Schweizerischen Zivilgesetzbuch (EGzZGB; BR 210.100) als Eigentum der politischen Gemeinden anzusehen. Grundwasservorkommen stellen ebenfalls öffentliche Gewässer dar, wenn sie aufgrund ihrer Mächtigkeit, der Bedeutung für den Wasserhaushalt und der fehlenden Beziehung zu einem Grundstück oder Grundstückskomplex gleich wie die oberirdischen Gewässer ausserhalb der Privatrechtssphäre stehen (Art. 121 EGzZGB). Die Wasserentnahme aus einem Oberflächengewässer zur Wärmergewinnung stellt eine Sondernutzung dar. Die hierzu erforderlichen Sondernutzungsrechte müssen von der territorial betroffenen Gemeinde in Form einer Konzession erworben werden (Art. 120 EGzZGB). Gleiches gilt bei Grundwasserentnahmen für den häuslichen und gewerblichen Bedarf, wenn dieser die Menge von 50 l/min übersteigt (Art. 121 EGzZGB).

Die Nutzung der Erdwärme wird in einigen Kantonen dem Bergregal unterstellt (vgl. entsprechende Regelungen in den Kantonen BE, BS, AR, TG, GL). Dadurch wird diese Art der Wärmergewinnung dem Kanton oder einem von ihm durch Monopolkonzession ermächtigten Dritten vorbehalten. Im Kanton Graubünden existiert diesbezüglich keine ausdrückliche Regelung. Ob die Geothermie trotz Stillschweigen des Gesetzgebers vom Bergregal erfasst wird, ist umstritten. Diese Frage kann allerdings offen bleiben, zumal im Kanton Graubünden der Boden, der keinen anderen Eigentümer hat, der politischen Gemeinde gehört (Art. 118 EGzZGB). Indem der Kanton den herrenlosen Boden und damit auch den Untergrund jenseits der Grenze des Grundeigentums der Sachherrschaft der Gemeinden unterstellt, bedingt die thermische Nutzung des Erdreichs eine Sondernutzungskonzession der territorial betroffenen Gemeinde. Davon zu unterscheiden

ist die Gewinnung von Erdwärme mittels Erdregistern in geringer Tiefe. Diese Nutzung dürfte sich durchwegs in jenem Bereich befinden, der noch vom Grundeigentum erfasst wird (vgl. zum Ganzen SBVR VII-Jagmetti, Energierecht, Rz. 2409, 5540 und 7418 ff. mit weiteren Verweisen).

9.2 Grundsätze zu den Verfahren

Die Gewinnung von Wärme aus Gewässern und aus dem Erdreich setzt nach dem oben Gesagten die Einräumung entsprechender Nutzungsrechte voraus. Die Erteilung von kommunalen Sondernutzungskonzessionen hat durch die Gemeindeversammlung oder mittels Urnenabstimmung zu erfolgen. Dieser Verleihungsakt fällt gemäss Art. 9 f des Gemeindegesetz des Kantons Graubünden (BR 175.050) unter die unübertragbaren Befugnisse der genannten Organe.

Bei der Nutzung von Windkraft und Sonnenenergie ist, wie bereits ausgeführt, keine Rechtsverleihung erforderlich. Dies bedeutet allerdings nicht, dass diese Nutzung einer bewilligungsfreien Nutzung gleichzusetzen wäre. Die Bewilligungspflicht hat Kontrollcharakter und gewährleistet, dass der Bau und Betrieb der energetischen Anlagen den gesetzlichen Vorgaben entsprechen. Im Rahmen des jeweiligen Bewilligungsverfahrens wird die Vereinbarkeit des Vorhabens mit den Bestimmungen verschiedener Rechtsbereiche geprüft. Im Zentrum stehen die Umweltverträglichkeit, namentlich die Auswirkungen der Anlage auf Umwelt, Natur und Landschaft, Emissionsbegrenzungen bzw. der Schutz vor Immissionen, die Eingliederung der Anlage in die räumliche Ordnung (Richt- und Nutzungsplanung sowie Baubewilligung) und ferner allenfalls sicherheitstechnische Vorgaben an die Anlage (insbesondere im Bereich des Elektrizitätsrechts).

Diese vielfältigen Bewilligungserfordernisse bedingen eine Koordination, bestenfalls eine Konzentration, der einzelnen Bewilligungsverfahren. Idealerweise bestimmt die zuständige Behörde nach der Projekteingabe ein Leitverfahren, in dem diese Koordination bzw. Konzentration sichergestellt wird. In den überwiegenden Fällen dürfte dies nach der derzeit geltenden Rechtsordnung ein Baubewilligungsverfahren, ein Verfahren für Bauten und Anlagen ausserhalb der Bauzone (BAB-Verfahren) oder bei grösseren Anlagen ein raumplanungsrechtliches Verfahren zur Genehmigung der Grundordnung sein. Massgebend ist jeweils das konkrete Vorhaben (vgl. zur ganzen Thematik SBVR VII-Jagmetti, Energierecht, Rz. 7111 ff. und 7304 ff. mit weiteren Verweisen). Nachfolgend ist näher auf die einzelnen Anlagenarten einzugehen.

9.3 Windenergieanlagen

9.3.1 Typisierung von Windenergieanlagen, Auswirkungen und Beeinträchtigungen

Die Technik der Windenergienutzung weist eine starke Dynamik auf. Entsprechend schwierig ist es, eine Typisierung von Windenergieanlagen vorzunehmen, die über eine längere Zeitspanne Bestand hätte. Dennoch soll nachfolgend versucht werden, aus drei verschiedenen Blickwinkeln die Anlagen in Kategorien zu fassen.

Die Windenergieanlagen lassen sich vorneweg aus einer technischen Sicht einordnen. Heute üblich sind Anlagenkonzepte mit horizontalen Drehachsen. Hierbei wird zwischen kommerziellen Grossanlagen (ev. in Windparks), kommerziellen Kleinanlagen (ev. ebenfalls in Windparks) sowie nicht-kommerziellen Kleinanlagen zur Eigenversorgung oder ergänzenden Produktion unterschieden. Kommerzielle Grossanlagen weisen eine Nabenhöhe von 50 m bis 120 m auf, erreichen eine Gesamthöhe von 70 m bis 180 m und verfügen über einen Rotordurchmesser von 45 m bis 115 m. Kommerzielle Kleinanlagen weisen demgegenüber eine Nabenhöhe von rund 40 m auf, erreichen eine Gesamthöhe von rund 50 m und verfügen über einen Rotordurchmesser von rund 20 m. Nicht-kommerzielle Kleinanlagen sind noch etwas kleiner dimensioniert. Deren Nabenhöhe beträgt rund 20 m, die Gesamthöhe rund 26 m und der Rotordurchmesser rund 15 m (Quelle: Bundesamt für Energie, Bundesamt für Umwelt, Bundesamt für Raumentwicklung, Konzept Windenergie Schweiz, Grundlagen für die Standortwahl von Windparks, Bern 2004, S. 13; Amt für Energie und Verkehr, Amt für Raumentwicklung Graubünden, Windenergieanlagen (WEA), Leitfaden

als Beurteilungsgrundlage für Behörden und Projektanten, 3. Oktober 2008, S. 11 ff. [nachfolgend: Leitfaden für Windenergieanlagen]). Ferner existieren auch Anlagenkonzepte mit vertikalen Drehachsen. Aktuell wird in Haldenstein ein sogenannter Windturm in vertikaler Bauweise mit Energiespeichermöglichkeit im Sinne einer Pilotanlage erprobt. Schliesslich werden auf dem Markt zunehmend Kleinstanlagen in verschiedensten Konzeptionen angeboten. Solche Kleinstanlagen werden vorliegend aber nicht weiter betrachtet, zumal sie in der Regel in einem ordentlichen Baubewilligungsverfahren beurteilt werden können.

Ein anderer Ansatz der Typisierung gelangt in der Umweltschutzgesetzgebung zur Anwendung. Demnach unterstehen Windenergieanlagen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), wenn deren installierte Leistung 5 MW übersteigt (Ziff. 21.8 des Anhangs zur Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPV; SR 814.011). Die Bauweise spielt hierbei keine Rolle. Anlagen mit geringerer Leistung bedürfen zwar keiner formellen UVP, die Umweltverträglichkeit muss im entsprechenden Bewilligungsverfahren dennoch nachgewiesen werden. Die umweltrechtliche Grenzziehung zwischen Gross- und Kleinstanlagen stimmt in etwa mit der obenstehenden technischen Einordnung überein, weshalb sie auch in den nachfolgenden Ausführungen als Grundlage dient.

Der Vollständigkeit halber sei auf die energetischen Förderbestimmungen des Bundes hingewiesen, wo ebenfalls ein leistungsbezogener Ansatz gewählt wird. Bei der Gewährung der KEV wird zwischen Kleinwindanlagen und Grosswindanlagen unterschieden. Die Grenzziehung zwischen den beiden Kategorien erfolgt bei einer elektrischen Nennleistung von 10 kW (Energieverordnung, Ziff. 2 des Anhangs 1.3., EnV; SR 730.01).

Die Hauptbeeinträchtigungen, die von Windenergieanlagen ausgehen, sind im Bereich des Landschaftsschutzes anzusiedeln. Konzeptbedingt befinden sich ideale Standorte von Windenergieanlagen an landschaftlich exponierten Stellen, namentlich auf Höhenzügen und Kreten, was eine grosse Einsehbarkeit mit sich bringt. Hinzu kommen Lärmemissionen und Schattenwurf sowie Eingriffe in Natur und Landschaft beim Bau von Erschliessungsanlagen (Strassenzufahrt und elektrischer Anschluss). Ferner werden im Zusammenhang mit Windkraftprojekten stets auch Beeinträchtigungen von Zugvögeln und Wild genannt. Bei der Wahl des anzuwendenden Verfahrens ist entscheidend, dass eine Beurteilung all dieser Aspekte sowie eine Abwägung der betroffenen Interessen sichergestellt werden. Dies gilt grundsätzlich für alle Anlagenkonzepte. Nach dem derzeitigen Wissensstand wird vermutet, dass vertikalachsige Windenergieanlagen, namentlich Windtürme, aufgrund ihrer langsamen Rotation in Bezug auf Lärmemissionen und Gefährdung von Vögeln Vorteile gegenüber den heute üblichen horizontalachsigen Anlagen aufweisen. Die nachfolgenden Bewilligungsvoraussetzungen sind indes von allen Anlagen zu erfüllen, unabhängig von der Bauart.

9.3.2 Bewilligungsvoraussetzungen und Bewilligungsverfahren

a) Planerische Regelung

Windenergieanlagen stellen Anlagen im Sinne des Raumplanungsrechts dar. Deren Erstellung setzt somit eine raumplanungsrechtliche Baubewilligung voraus. Eine solche kann erteilt werden, wenn die Anlage entweder innerhalb einer Bauzone als zonenkonform zu qualifizieren ist (Art. 22 des Bundesgesetzes über die Raumplanung, RPG; SR 700) oder wenn sie die Voraussetzungen einer Ausnahmegewilligung für Bauten ausserhalb der Bauzone erfüllt (Art. 24 RPG).

Grosse Anlagen und namentlich Windparks verursachen Auswirkungen, die weit über die lokalen Verhältnisse hinausreichen. Angesichts der bundesrechtlich statuierten Planungspflicht von Bund, Kantonen und Gemeinden (Art. 2 und 3 RPG), des Konfliktpotenzials von Windenergieanlagen mit den Aspekten des Landschaftsschutzes und des Erfordernisses einer überörtlichen Abstimmung, ist im Sinne eines stufengerechten Vorgehens für die eingangs genannten Anlagen als erstes eine Grundlage auf Stufe Richtplanung zu schaffen (vgl. SBVR VII-Jagmetti, Energierecht, Rz. 7305; Leitfaden für Windenergieanlagen, S. 21).

Die Planungspflicht besteht bei grösseren Anlagen auch in Bezug auf die Zonenzugehörigkeit. Solche Vorhaben dürfen nicht auf dem Wege der BAB-Bewilligung gestattet werden, sondern es

ist eine Nutzungsplanung mit Festlegung in der kommunalen Grundordnung oder der Erlass eines Sondernutzungsplanes erforderlich. Mit diesen planerischen Mitteln wird gewährleistet, dass die Anlage auf das räumliche Konzept ausgerichtet ist und dass der Entscheid für die Realisierung der Anlage demokratisch legitimiert wird (SBVR VII-Jagmetti, Energierecht, Rz. 2213). Hinzu kommt, dass im Rahmen eines BAB-Verfahrens die Standortgebundenheit nachgewiesen werden müsste. Gerade bei Windenergieanlagen ist dieser Nachweis nicht immer leicht zu erbringen, zumal sich oftmals auch benachbarte Standorte für das Vorhaben eignen könnten.

Zur Beantwortung der Standortfrage schlagen die zuständigen kantonalen Fachstellen folgenden planerischen Umgang mit Windenergieanlagen vor. In einem ersten Schritt sind seitens des Kantons jene Gebiete festzulegen, in denen aufgrund übergeordneter Schutzinteressen keine Windenergieanlagen erstellt werden können (Ausschlussgebiete). Innerhalb dieser Gebiete wird grundsätzlich keine Interessenabwägung zugelassen. In einem zweiten Schritt sind für die potentiell geeigneten Standorte generelle Projektanforderungen zu stellen (z. B. eine zweckmässige Nutzung, Meidung unbelasteter Gebiete, Abstand zu Siedlungen). Sind hierbei Konflikte in Bezug auf die Raumverträglichkeit auszumachen, ist eine Interessenabwägung vorzunehmen. In einem dritten Schritt sind die konkreten Projekte anhand von definierten Eignungskriterien zu prüfen (z. B. Windnachweis, Wirtschaftlichkeit, hinreichende Ersatzmassnahmen; vgl. zum Ganzen Leitfaden für Windenergieanlagen, S. 18 ff.).

b) Spezialgesetzliche Regelung

Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von über 5 MW unterstehen, wie bereits erwähnt, der UVP. Diese UVP erfolgt im Rahmen des Verfahrens zur Genehmigung der Grundordnung, sofern auf dieser Stufe bereits eine umfassende Prüfung des Vorhabens möglich ist. In den übrigen Fällen findet die UVP im Baubewilligungs- oder im BAB-Verfahren statt (vgl. Kantonale Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung, Ziff. 21.8. des Anhangs, KVUVP; BR 820.150). Die UVP erfasst sämtliche umweltrechtlichen Aspekte, insbesondere auch den Immissionsschutz. Spätestens mit der Baubewilligung sind allfällige weitere spezialgesetzliche Bewilligungen zu erteilen, wie etwa eine Rodungsbewilligung oder Bewilligungen gemäss Elektrizitätsrecht. Welche Spezialbewilligungen letztlich erforderlich sind, hängt vom konkreten Vorhaben und insbesondere vom gewählten Standort ab.

9.3.3 Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten

Grundsätzlich sind heute verfahrensrechtliche Instrumente vorhanden, um Windenergieanlagen behördenseitig beurteilen und bewilligen zu können. Den obigen Ausführungen kann allerdings unschwer entnommen werden, dass die Koordination der verschiedenen (Verfahrens-) Abläufe sowie der Umgang mit den einander gegenüberstehenden Interessen anspruchsvoll ist. Handlungsmöglichkeiten bestehen primär in der übergeordneten Planung, indem behördenverbindlich Ausschlussgebiete und Gebiete mit potenziell geeigneten Standorten ausgeschieden werden. Der vom Bundesgericht beurteilte Fall «Crêt-Meuron» zeigt, dass eine zeit- und stufengerechte Schaffung der planerischen Grundlagen erheblich zur Realisierbarkeit eines Vorhabens beitragen kann (vgl. BGer 1A.122/05; 1A.134/05; 1P.288/2005 vom 31. August 2006).

Ferner ist fraglich, ob ein ordentliches, kommunales Baubewilligungsverfahren geeignet ist, um eine grosse Windenergieanlage oder gar einen Windpark umfassend beurteilen zu können und mit allen erforderlichen Spezialbewilligungen zu genehmigen. Ein BAB-Verfahren dürfte nach dem oben Gesagten für grössere Anlagen sogar unzulässig sein. Mit Blick auf die Verfahrensbestimmungen des kantonalen Wasserrechts ergäbe sich somit die Möglichkeit, für grosse Windenergieanlagen ein spezialgesetzliches kantonales Genehmigungsverfahren zu schaffen in der Art, wie es sich bei Wasserkraftwerken seit langem bewährt. In diesem Zusammenhang liesse sich auch die Frage nach dem Schicksal der Windenergieanlagen nach Ablauf der Bewilligungsdauer klären.

9.4 Photovoltaik

9.4.1 Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen

PV-Anlagen bestehen aus einem Modulfeld, einem oder mehreren Wechselrichtern und einer Einspeisestelle, welche die Sonneneinstrahlung in elektrische Energie umwandeln. Das Modulfeld kann aus mehreren ähnlichen Teilfeldern zusammengesetzt sein. Es sind im Wesentlichen diese Modulfelder, die gegen aussen in Erscheinung treten bzw. wahrnehmbar sind und den Anlagentypus definieren.

In den energetischen Förderbestimmungen des Bundes werden drei Anlagenkategorien unterschieden: Freistehende Anlagen weisen keine konstruktive Verbindung zu Bauten auf. Sie stehen beispielsweise aufgeständert in Gärten oder auf Brachland. Angebaute Anlagen sind konstruktiv mit Bauten oder sonstigen Infrastrukturanlagen verbunden und dienen einzig der Stromproduktion. Sie kommen beispielsweise als Module vor, die mittels Befestigungssystemen auf Flachdächern oder auf Ziegeldächern montiert sind. Schliesslich gibt es eine Kategorie von Anlagen, die in Bauten integriert sind. Sie werden beispielsweise als PV-Module anstelle von Ziegeln oder Fassadenelementen verwendet oder in Schallschutzwände integriert (EnV, Ziff. 2 des Anhangs 1.2).

Die Umweltschutzgesetzgebung unterscheidet die Anlagen nach der Leistung in Kombination mit den obengenannten Konstruktionsmerkmalen. Demnach unterstehen PV-Anlagen, die nicht an einem Gebäude angebracht sind und eine installierte Leistung von über 5 MW aufweisen, der UVP (UVPV, Ziff. 21.9 des Anhangs).

In planerischer Hinsicht gilt, dass Solaranlagen, welche in Bau- und Landwirtschaftszonen sorgfältig in Dach- und Fassadenflächen integriert sind, bewilligt werden müssen, sofern keine Kultur- und Naturdenkmäler von kantonaler oder nationaler Bedeutung beeinträchtigt werden (Art. 18a RPG). Ferner bedürfen im Kanton Graubünden nicht reflektierende Sonnenkollektoren oder Solarzellen mit einer Absorberfläche bis maximal 6m² pro Fassade oder Dachseite innerhalb der Bauzone sowie bis maximal 2m² ausserhalb der Bauzone keiner kantonalen Bewilligung (Art. 40 Ziff. 16 der Raumplanungsverordnung für den Kanton Graubünden, KRVO; BR 801.110).

Das Konfliktpotenzial von PV-Anlagen liegt hauptsächlich in den Bereichen Baugestaltung, Denkmalpflege, Ortsbildschutz sowie im Falle von Freiflächenanlagen beim Landschafts- und Naturschutz. Ferner können PV-Anlagen in der Umgebung störende Beeinträchtigungen hervorrufen, wie Schattenwurf, Sichtbehinderungen oder Blendwirkung. Diesen Umständen gilt es im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens Rechnung zu tragen.

9.4.2 Bewilligungsvoraussetzungen und Bewilligungsverfahren

a) «Kleine» Anlagen

Kleine Anlagen, mithin solche, die vorwiegend dem Eigengebrauch dienen und bzw. oder unmittelbar mit einer Baute verbunden sind, werden in raumplanungsrechtlichen Bewilligungsverfahren beurteilt. Befindet sich die Anlage innerhalb einer Bauzone und erweist sie sich als zonenkonform, wird sie mittels kommunaler Baubewilligung genehmigt oder sie ist gegebenenfalls sogar von einer Baubewilligungspflicht befreit.

Befinden sich die eingangs genannten Anlagen ausserhalb der Bauzone, dann sind sie in einem BAB-Verfahren zu bewilligen, sofern der Zweck der Anlage einen Standort ausserhalb der Bauzone erfordert und keine überwiegenden Interessen entgegenstehen (Art. 24 RPG). Hierbei dürfte es sich in den meisten Fällen um Anlagen zur Stromversorgung von Bauten handeln, die nicht ans elektrische Verteilnetz angeschlossen sind, wie z. B. Maiensässe, oder um Anlagen, die zu landwirtschaftlichen Betrieben gehören.

b) «Grosse» Anlagen

Auch grosse Anlagen, d.h. solche mit grossflächigen Modulfeldern und einer kommerziellen Ausrichtung, haben grundsätzlich die obengenannten Bewilligungsverfahren zu durchlaufen.

Allerdings ist bei Anlagen, die aufgrund ihrer Grösse raumrelevant in Erscheinung treten, in Übereinstimmung mit den Ausführungen bei den Windenergieanlagen (vgl. oben Kapitel 9.3.2.a) im Einzelfall zu prüfen, ob die Realisierung des Vorhabens eine vorgängige Anpassung der Nutzungsplanung erfordert. Dies dürfte mindestens bei eigentlichen Solarkraftwerken der Fall sein. Darunter sind vor allem jene Anlagen zu verstehen, die unter die UVP-Pflicht fallen, somit als freistehende Anlagen konzipiert sind und eine installierte Leistung von über 5 MW aufweisen. Bei der Grösse dieser Anlagen ist weder die Zonenkonformität mit einer normalen Bauzone noch die Bewilligungsfähigkeit im Rahmen eines BAB-Verfahrens zu bejahen. Das Verfahren zur Anpassung der Grundordnung stellt namentlich sicher, dass die vom Vorhaben berührten Interessen umfassend abgewogen werden und die Vereinbarkeit der Anlage mit den Bestimmungen des Umweltrechts geprüft wird. In diesem Sinne legt die KVUVP fest, dass die UVP der vorgenannten PV-Anlagen grundsätzlich im Verfahren zur Genehmigung der Grundordnung durchzuführen ist, sofern dieses eine umfassende Prüfung ermöglicht (KVUVP, Ziff. 21.9 des Anhangs).

9.4.3 Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten

Die bestehenden raumplanungsrechtlichen Verfahren bieten eine bewährte Grundlage, um die meisten PV-Anlagen zu beurteilen. Dies dürfte auch für die künftig zu erwartenden Fälle gelten. Handlungsmöglichkeiten bestehen aus heutiger Sicht in folgenden zwei Bereichen.

Erstens könnte – mit Blick auf die Zubauziele bei der Nutzung der Sonnenenergie – die Grenze für bewilligungsfreie Anlagen von heute 6 m² Absorberfläche innerhalb der Bauzone bzw. 2 m² Absorberfläche ausserhalb der Bauzone auf beispielsweise 100 m² Absorberfläche angehoben werden. Zur Wahrung von Kultur- und Naturdenkmälern bzw. des Ortsbildschutzes können in diesem Zusammenhang einschränkende Vorgaben gemacht werden, indem die Befreiung von der Baubewilligungspflicht je nach Bauzone von konstruktiven Merkmalen der PV-Anlage abhängig gemacht wird (z. B. in Kernzonen oder im Bereich geschützter Objekte nur integrierte Anlagen, in den übrigen Bauzonen nur integrierte oder angebaute Anlagen, freistehende Anlagen immer baubewilligungspflichtig).

Zweitens könnte für freistehende Grossanlagen (Solarkraftwerke) ein spezialgesetzliches kantonales Genehmigungsverfahren geschaffen werden (vgl. oben Kapitel 9.3.3). Offen bleibt im heutigen Zeitpunkt allerdings, welche Praxisrelevanz dieser Anlagentypus künftig erlangen wird.

9.5 Thermische Grundwassernutzung

9.5.1 Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen

Die thermische Grundwassernutzung erfolgt mittels Wärmepumpen. Hierbei wird dem Grundwasserkörper eine bestimmte Wassermenge entnommen und nach Entzug der darin gespeicherten Wärme wieder zurückgegeben. Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen wesentlicher Grundwasserentnahmen dargelegt. Weit verbreitete, «kleine» Wärmepumpen für den Privatbereich mit Sonden ins unmittelbare Erdreich (allenfalls ins Grundwasser) werden an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

In der Umweltschutzgesetzgebung wird die Grenze zwischen grossen und kleinen Anlagen zur Nutzung der Wärme von Grundwasser bei 5 Megawatt thermisch (MWth) gezogen. Anlagen mit mehr als 5 MWth unterliegen der UVP (UVPV, Ziff. 21.4 des Anhangs).

Die Nutzung der Umgebungswärme wird durchwegs begrüsst und beinhaltet grundsätzlich wenig Konfliktpotenzial. Die rechtlichen Zulassungserfordernisse sind deshalb verhältnismässig gering. Bei der thermischen Grundwassernutzung gilt allerdings zu beachten, dass viele Anlagen wassergefährdende Stoffe enthalten. Da das Grundwasser mitunter der Trinkwassergewinnung dient, kommt dem Gewässerschutz in den Zulassungsverfahren grosse Bedeutung zu. Eine Trinkwasserverschmutzung hätte erhebliche Folgen für Mensch und Tier.

9.5.2 Nutzungsvoraussetzungen und Verfahren

a) Sondernutzungsrechte

Wie bereits ausgeführt, stellen Grundwasserentnahmen, die eine Menge von 50 l/min übersteigen, eine Sondernutzung dar, die eine Grundwasserkonzession der territorial betroffenen Gemeinde bedingen (vgl. oben Kapitel 9.1). Zuständig für die Konzessionserteilung sind die Gemeindeversammlung oder die Urnenabstimmung (vgl. oben Kapitel 9.2). Die eingeräumten Sondernutzungsrechte können nicht ohne die erforderlichen spezialgesetzlichen Bewilligungen ausgeübt werden, weshalb in den Grundwasserkonzessionen regelmässig ein entsprechender Bewilligungsvorbehalt statuiert wird. Damit wird die Koordination zwischen der kommunalen Konzessionserteilung und dem kantonalen Bewilligungsverfahren sichergestellt.

b) Bewilligungsvoraussetzungen

Thermische Grundwassernutzungen in besonders gefährdeten Bereichen bedürfen zudem einer gewässerschutzrechtlichen Bewilligung (Art. 19 Abs. 2 GSchG i.V.m. Art. 32 Abs. 2 lit. c GSchV). Entsprechende Anlagen können grundsätzlich überall betrieben werden ausser in Grundwasserschutz-zonen, in Schutzarealen und in Summarischen Schutzzonen. Nach der kantonalen Praxis werden im Gewässerschutzbereich Zone AU in der Regel nur Anlagen mit einer Mindestleistung von 50 kW bewilligt.

Zur Erlangung der gewässerschutzrechtlichen Bewilligung ist unter anderem mittels eines hydrogeologischen Gutachtens nachzuweisen, dass die Grundwasserentnahme langfristig zu keiner Beeinträchtigung des Grundwasserleiters führt und dass sich die Grundwassertemperatur durch den Entzug von Wärme gegenüber dem natürlichen Zustand um höchstens 3°C verändert. Das genutzte Wasser muss grundsätzlich in denselben Grundwasserleiter zurückgegeben werden (vgl. Amt für Natur und Umwelt, Weisung BW003, Bewilligungs- bzw. Meldepflicht von Wärmepumpen und Kälteanlagen, Ziff. 6.1.). Die Erteilung der erforderlichen Bewilligung für Wasserentnahmen aus dem Grundwasser zwecks thermischer Nutzung liegt in der Zuständigkeit der Regierung (Art. 113 EGzZGB, Art. 5 lit. a der kantonalen Gewässerschutzverordnung, KGSchV; BR 518.200).

Ferner ist im Einzelfall zu prüfen, ob der Bau der Anlage auch eine Baubewilligung oder gegebenenfalls eine BAB-Bewilligung erfordert. Bei Anlagen mit mehr als 5 MWth ist in diesem Verfahren auch die UVP durchzuführen (KVUVP, Ziff. 21.4 des Anhangs).

9.5.3 Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten

Der gewässerschutzrechtliche Bereich bei der thermischen Grundwassernutzung ist im Wesentlichen durch Bundesrecht vorgegeben. Die diesbezüglich geltende Regelung hat sich bisher bewährt.

Handlungsmöglichkeiten bestehen hingegen in Bezug auf die Einräumung der erforderlichen Sondernutzungsrechte auf kommunaler Ebene. Mittels Anpassung des Gemeindegesetzes könnte die Kompetenz zur Einräumung von Grundwasserkonzessionen allenfalls von der Gemeindeversammlung bzw. der Urnenabstimmung auf den Gemeindevorstand übertragen werden. Gegebenenfalls könnte den Gemeinden auch die Möglichkeit eröffnet werden, eine solche Kompetenzdelegation selber vorzunehmen. Dies würde die Konzessionseinräumung erheblich vereinfachen. Es gilt hierbei allerdings zu beachten, dass sämtliche Sondernutzungsrechte bisher immer durch die Gemeindeversammlung oder Urnenabstimmung eingeräumt werden mussten, was angesichts der Bedeutung des Sachgeschäftes, nämlich die langfristige Nutzungsübertragung eines öffentlichen Gutes, grundsätzlich auch auf diese Stufe gehört, um eine hinreichende politische Legitimation zu erreichen.

9.6 Geothermie

9.6.1 Art der Nutzung, Auswirkungen, Beeinträchtigungen

Geothermieranlagen bestehen aus einem unterirdischen Teil, der eine oder mehrere Bohrungen und ein Reservoir umfasst, sowie einem überirdischen Teil mit Konversionseinrichtungen und Energieverteilung. Solche Anlagen dienen der Produktion von Strom und Wärme (EnV, Ziff. 1.1. des Anhangs 1.4). Sie lassen sich nach verschiedenen Kriterien unterteilen. Nachfolgend werden die vier gängigsten Anwendungsarten genannt:

- die Nutzung der Wärme von Grundwasservorkommen im Sinne der untiefen Geothermie (vgl. oben Kapitel 9.5);
- die untiefe Geothermie aus dem Boden mit flächig verteilten Erdregistern in geringer Tiefe oder vertikalen Erdwärmesonden mit einem von einer Wärmeträgerflüssigkeit durchflossenen Doppelrohr, über das die Erdwärme an die Oberfläche gebracht wird (wird an dieser Stelle nicht weiter vertieft);
- die hydrothermale Nutzung, bei der tiefen Gesteinsschichten heisses Wasser entnommen wird;
- die petrothermale Nutzung, bei der in grosser Tiefe Spalten im Fels aufgebrochen werden, Wasser hineingepresst und wieder an die Erdoberfläche gepumpt wird.

Das Umweltrecht unterscheidet bei Anlagen zur Nutzung der Erdwärme nach der thermischen Leistung. Anlagen mit mehr als 5 MWth unterstehen der UVP (UVPV, Ziff. 21.4 des Anhangs).

Beeinträchtigungen durch tiefe Geothermie bzw. Konfliktpotenziale bestehen wie bei der thermischen Grundwassernutzung in erster Linie im Bereich des Gewässerschutzes, was mitunter vom Standort und den Rahmenbedingungen der Anlage abhängt. Beim Versuch in Basel, ein Geothermie-Kraftwerk zu bauen, ist es im Dezember 2006 und Januar 2007 zu mehreren Erdbeben gekommen, die zu Schäden am Gebäudebestand geführt haben. Das Projekt wurde deshalb vorderhand sistiert. Diese Vorkommnisse verdeutlichen, dass Geothermieprojekte über die Anliegen des Gewässerschutzes hinaus bei der Standortwahl sorgfältig auf die räumliche Ordnung abzustimmen sind.

9.6.2 Nutzungsvoraussetzungen und Verfahren

a) Sondernutzungsrechte

Es wurde bereits ausgeführt, dass der Boden jenseits des Grundeigentums der Sachherrschaft der Gemeinden unterstellt ist, weshalb die thermische Nutzung des Erdreichs in grosser Tiefe eine entsprechende Sondernutzungskonzession voraussetzt. Dies gilt sowohl für die petrothermale als auch für die hydrothermale Wärmergewinnung. (vgl. oben Kapitel 9.1). Zuständig für die Konzessionserteilung sind die Gemeindeversammlung oder die Urnenabstimmung (vgl. oben Kapitel 9.2).

b) Bewilligungsvoraussetzungen

Tiefe Geothermiebohrungen unterstehen grundsätzlich den selben materiellen Regeln wie Wärmepumpen, namentlich den Bestimmungen der Raumplanung, des Natur- und Heimatschutzes, des Umweltschutzes sowie des Gewässerschutzes (vgl. oben Kapitel 9.5.2.b; SBVR VII-Jagmetti, Energierecht, Rz. 7422). Anders als bei den weit verbreiteten Wärmepumpenanlagen lassen sich bei Geothermiekraftwerken aber keine standardisierten Prüfverfahren anwenden. Die Anlagen unterscheiden sich von Fall zu Fall, weshalb sie individuell auf ihre Bewilligungsfähigkeit hin zu prüfen sind. In diesem Sinne können die Bewilligungsvoraussetzungen je nach Anlage und Standort variieren.

9.6.3 Beurteilung der heutigen Regelung und Handlungsmöglichkeiten

Zurzeit existieren im Kanton Graubünden keine tiefen Geothermieanlagen, weshalb die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen nicht anhand konkreter Fälle auf ihre Praxistauglichkeit beurteilt werden können. Allerdings zeigen die Vorkommnisse in Basel, dass der räumlichen Eingliederung von Geothermieprojekten mehr Gewicht beigemessen werden muss als bisher angenommen. In diesem Zusammenhang ist fraglich, ob ein kommunales Baubewilligungsverfahren oder ein BAB-Verfahren, wie es im Umweltrecht selbst bei Anlagen von über 5 MWth vorgesehen ist (vgl. KVUVP, Ziff. 21.4. des Anhangs), für eine umfassende Prüfung des Vorhabens unter Einbezug sämtlicher berührter Interessen und zur Erteilung sämtlicher erforderlicher Spezialbewilligungen geeignet ist. Dies trifft auch auf den Koordinationsbedarf von Anlagen im Erdreich zu. Diese Thematik wird derzeit unter dem Titel «Bauen im Untergrund» auf Bundesebene intensiv diskutiert und soll in absehbarer Zeit mittels einer Anpassung des RPG eine Regelung erfahren.

Handlungsmöglichkeiten ergeben sich somit vor allem im Bereich des Bewilligungsverfahrens. Es könnte ein spezialgesetzliches kantonales Genehmigungsverfahren geschaffen werden, in welchem sämtliche Bewilligungsvoraussetzungen konzentriert geprüft werden und das Projekt unter Erteilung aller erforderlichen Bewilligungen genehmigt werden kann. In diesem Zusammenhang liesse sich auch die Frage nach der räumlichen Eingliederung des Vorhabens und nach dem Schicksal der Anlage nach Ablauf der Bewilligungsdauer klären.

9.7 Fazit

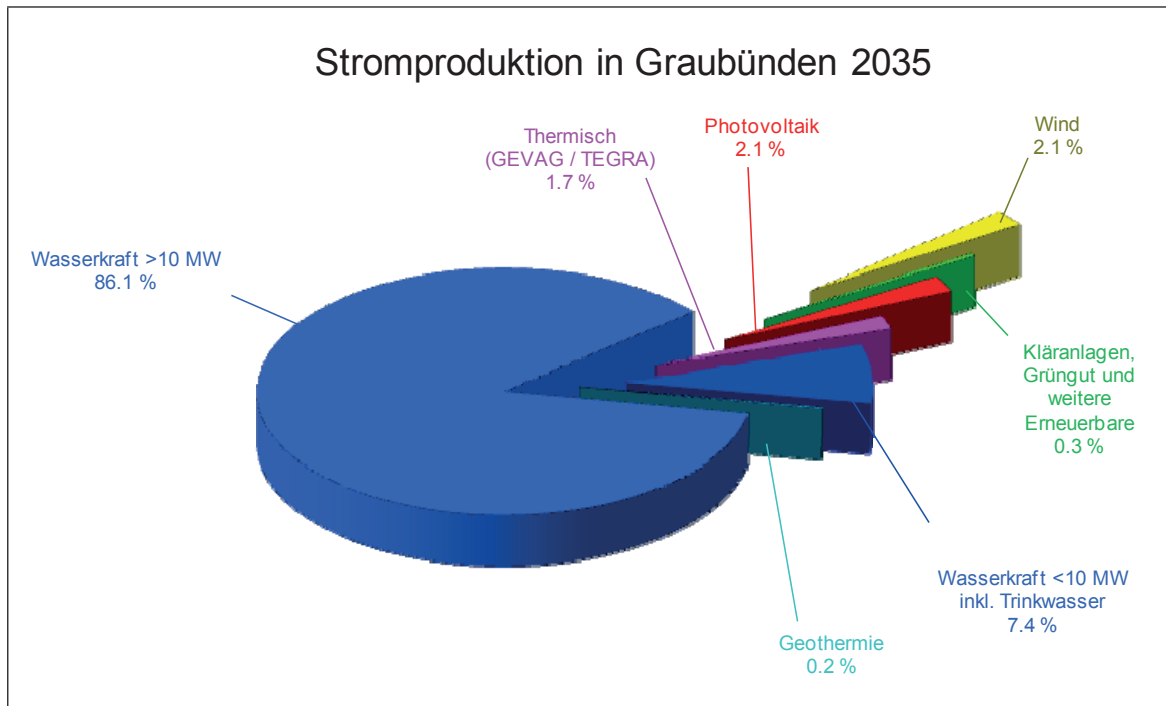
Der Energiesektor erlebt aktuell eine grosse Dynamik. Die bisherigen Ausführungen zeigen, dass die Beurteilung und Bewilligung von namentlich grossen Anlagen zur Energiegewinnung eine Komplexität erreichen, die den Rahmen ordentlicher Baubewilligungsverfahren zu sprengen droht. Es erscheint deshalb prüfenswert, für grosse Windenergieanlagen, Solar- und Geothermiekraftwerke ein konzentriertes energierechtliches Genehmigungsverfahren zu schaffen, analog der Konzessions- und Projektgenehmigung von Wasserkraftwerken.

Bei der thermischen Grundwassernutzung besteht aus praktischen Gesichtspunkten Bedarf nach einer zumindest beschränkten Delegation der Kompetenz zur Erteilung der erforderlichen Sondernutzungsrechte an die Gemeindevorstände. Ob eine solche Kompetenzdelegation auch bei einer Gesamtbetrachtung, mithin mit Blick auf den generellen Umgang mit der Verleihung öffentlicher Güter sinnvoll ist, muss allerdings noch in politischer Hinsicht beurteilt werden.

D. Schwerpunkt Wasserkraftnutzung

1. Schlussfolgerungen zur Auslegeordnung

Aus den bisherigen Ausführungen geht hervor, dass der Wasserkraftnutzung in Graubünden eine zentrale, ja gar überragende Bedeutung zukommt. Die Bündner Stromproduktion stammt heute zu 98.6 Prozent aus dieser Energiequelle (vgl. Kapitel B. 4.2.1). Das Anteilsverhältnis dürfte sich auch künftig nicht wesentlich ändern. Unter Berücksichtigung der realistischen Potenziale bis ins Jahr 2035 (Erhöhung der Produktion aus der Grosswasserkraft um 860 GWh/ Jahr und Steigerung der Produktion aus den neuen erneuerbaren Energien und aus der Kleinwasserkraft um 600 GWh/ Jahr) würde sich die Stromproduktion Graubündens wie folgt neu aufteilen:



Prognostizierte Zusammensetzung der Stromproduktion in Graubünden im Jahre 2035

Aus obiger Grafik geht hervor, dass der Anteil der Wasserkraft auch künftig deutlich über 90% zur Stromproduktion Graubündens beitragen wird.

Neben der rein mengenmässigen Betrachtung gilt es, die mit der Wasserkraft verbundene volkswirtschaftliche Bedeutung für die Gemeinden und den Kanton zu berücksichtigen. Ergänzend zu den bereits gemachten Ausführungen (vgl. Kapitel B. 5.4.1) geben die nachfolgenden Eckdaten eine Übersicht über die zentrale Rolle der Wasserkraft Graubündens.

Stromerzeugung pro Jahr (Ø, Stand 1. 1. 2011)	7'873 GWh
Installierte Kraftwerksleistung	2'737 MW
Installierte Pumpenleistung	161 MW
Jahresstromverbrauch GR (2010/2011)	1'921 GWh
Pumpenergieverbrauch pro Jahr (Ø, Stand 1. 1. 2011)	163 GWh
Energiebezugsrechte Kanton (jährlich im Durchschnitt)	500 GWh
daraus Ertrag aus Aufgeld Grischelectra AG	4 Mio. Fr.
Anzahl beschäftigte Personen	540
davon Ganzjahresstellen	500
Brutto-Lohnsumme Kraftwerkspersonal (jährlich)	56 Mio. Fr.
Unterhaltsaufwendungen (jährlich)	42 Mio. Fr.
davon: durch werkeigenes Personal	19 Mio. Fr.
durch Dritte	23 Mio. Fr.
davon: durch Unternehmen aus Graubünden	ca. 33 %
durch Unternehmen aus der übrigen Schweiz	ca. 61 %
durch Unternehmen aus dem Ausland	ca. 6 %
Steuern und Rohstoffentgelt (Ø, Basis Steuern 2007–2009)	153 Mio. Fr.
davon: kantonale Steuern (Gewinn- und Kapitalsteuer)	20 Mio. Fr.
Kultussteuer	2 Mio. Fr.
Zuschlagssteuer	20 Mio. Fr.
Liegenschaftssteuer	4 Mio. Fr.
Wasserzins/Wasserwerksteuer (Ø, Basis 2011)	
Wasserzins	51 Mio. Fr.
Wasserwerksteuer	56 Mio. Fr.
Investitionsvolumen zu laufenden Kosten (historische Werte)	6 Mrd. Fr.
davon: Aufträge an Unternehmen aus Graubünden	ca. 40 %
Aufträge an Unternehmen aus der übrigen Schweiz	ca. 52 %
Aufträge an Unternehmen aus dem Ausland	ca. 8 %
Heimfallwert zu laufenden Kosten	4.5 Mrd. Fr.

Eckdaten der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraft in Graubünden, Quelle: AEV

Rund drei Viertel des in Graubünden erzeugten Stroms werden heute exportiert. Mit der Wasserkraft sind zahlreiche, über den ganzen Kanton verteilte, oft hochqualifizierte Arbeitsplätze verbunden. Dies gerade auch in den peripheren, wirtschaftlich weniger starken Regionen. Die Wasserkraft löst jährlich grosse Investitionssummen aus, von welchen auch die örtlichen und regionalen Gewerbezweige direkt profitieren. Im Weiteren sind die Leistungen der Wasserkraftwerksgesellschaften in Form von Rohstoffentgelten und Steuern für den Finanzhaushalt von zahlreichen Gemeinden und des Kantons von wesentlicher Bedeutung. Mit den in den nächsten Jahren und Jahrzehnten stattfindenden Heimfällen werden Anlagen mit namhaften Werten zur Diskussion stehen. Im Hinblick darauf gilt es, frühzeitig die Weichen richtig zu stellen.

Die Wasserkraft ist und bleibt quantitativ, aber auch qualitativ zentraler Eckpfeiler der Bündner Strompolitik und hat für diese erste Priorität. Sie ist zu bewahren und zu stärken.

2. Die Vorteile der Stromproduktion aus Wasserkraft

2.1 Speicherbarkeit und Regulierbarkeit

Eine Spezialität des Stroms ist, dass dieser nicht direkt gespeichert werden kann. Zu jeder Sekunde muss die Menge Strom erzeugt werden, die gerade von den Konsumenten nachgefragt wird. Wenn dieses Gleichgewicht gestört wird, kann es durch eine Kettenreaktion zu einem Zusammenbruch der Versorgung kommen (Blackout). Die Schwierigkeit besteht darin, für die Verbrauchsspitzen (z. B. Mittagszeit) und für unvorhergesehene Betriebsausschaltungen (Störfälle) die fehlende elektrische Energie in Sekundenbruchteilen verfügbar zu machen. Zunehmend gilt es aber auch, die unregelmässig anfallenden Energiemengen aus Wind und Sonne auszugleichen.

Im Gegensatz zur elektrischen Energie als solche können die Ressourcen zur Erzeugung des Stroms in kleinen Mengen (Batterien) oder in grossen Mengen (Speicherseen) gespeichert werden. Speicherkraftwerke wirken deshalb wie riesige Batterien, verbunden mit dem Vorteil, dass die Wasserkraft kurzfristig abgerufen und somit sekundenschnell in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Die Produktion aus Wasserkraft verfügt damit über einen gewichtigen Vorteil im Vergleich zu anderen Produktionsformen. Eine ähnliche Regulierungsfähigkeit zeigen einzig Gas-Kombi-Kraftwerke.

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) als besondere Form eines Speicherkraftwerks können nicht nur in Zeiten fehlenden Stroms liefern, sondern sind in der Lage, in Zeiten von Produktionsüberschüssen (z. B. viel Sonnen- und Windenergie bei zu geringer Nachfrage) durch das Hochpumpen von Wasser die überschüssige elektrische Energie zu verwerten. Die so gespeicherte potentielle Energie von Wasser kann nach deren Umwandlung in elektrische Energie wieder ins Netz gespielen werden.

2.2 Ausgereifte Technologie mit hohem Wirkungsgrad

Die Stromproduktion aus Wasserkraft ist technisch ausgereift und eine seit über einem Jahrhundert praxiserprobte Technologie. Dies gilt sowohl mit Bezug auf die Produktionstechnik als auch auf die Handhabung des Gefahrenpotenzials (Sicherheit der Stauanlagen).

Im Vergleich zu anderen Stromproduktionsarten weisen die Wasserkraftwerke die höchsten Wirkungsgrade auf (die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf das Verhältnis von an das Netz abgegebener elektrischer Energie zur eingesetzten Primärenergie). Bei Wasserkraftwerken beträgt dieser Wirkungsgrad rund 90 Prozent. Gas-/Kombikraftwerke weisen Gesamtwirkungsgrade von 40 bis 60 Prozent auf. Bei den konventionell thermischen Anlagen und Kernkraftwerken resultiert bezogen auf die elektrische Leistung ein Wirkungsgrad von 35 bis 46 Prozent.

Erzeugungsanlage	Wirkungsgrad in Prozenten
Wasserkraft	ca. 90
Windkraft	20 – 50
Photovoltaik	5 – 20
Biomasse	ca. 40
Geothermie	15 – 20
Gaskombikraftwerk	< 40 / ca. 60
Kernenergie	ca. 35
Wärmekraftkopplung	ca. 80

Wirkungsgrade verschiedener Stromproduktionsarten (Quelle: www.energie.ch)

2.3 Erneuerbare (CO₂-freie) und einheimische Energie

Die Wasserkraft ist die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Die Stromproduktion erfolgt dabei nahezu ohne CO₂-Emissionen, womit die Wasserkraft einen wichtigen Beitrag zur Erfüllung der klimapolitischen Ziele leistet, zu denen sich die Schweiz völkerrechtlich und national verpflichtet hat.

Die nachfolgende Tabelle zeigt den CO₂-Ausstoss in g/kWh von verschiedenen Stromproduktionsarten über den ganzen Lebenszyklus einer Anlage betrachtet.

Erzeugungsanlage	CO ₂ -Ausstoss in g/kWh
Wasserkraft	4
Windkraft	17
Photovoltaik	60
Biomasse	eher gering
Geothermie	eher gering
Gaskombikraftwerk	426
Kernenergie	8
Wärmeerkraftkopplung	200 – 265

CO₂-Ausstoss verschiedener Stromproduktionsarten (Quelle: www.stromzukunft.ch)

Zudem handelt es sich bei der Wasserkraft um eine einheimische Ressource, wodurch die produktionsseitige Auslandabhängigkeit verringert wird. Das politische und wirtschaftliche Risiko bei der Ressourcenbeschaffung reduziert sich damit erheblich.

2.4 Wettbewerbsfähigkeit

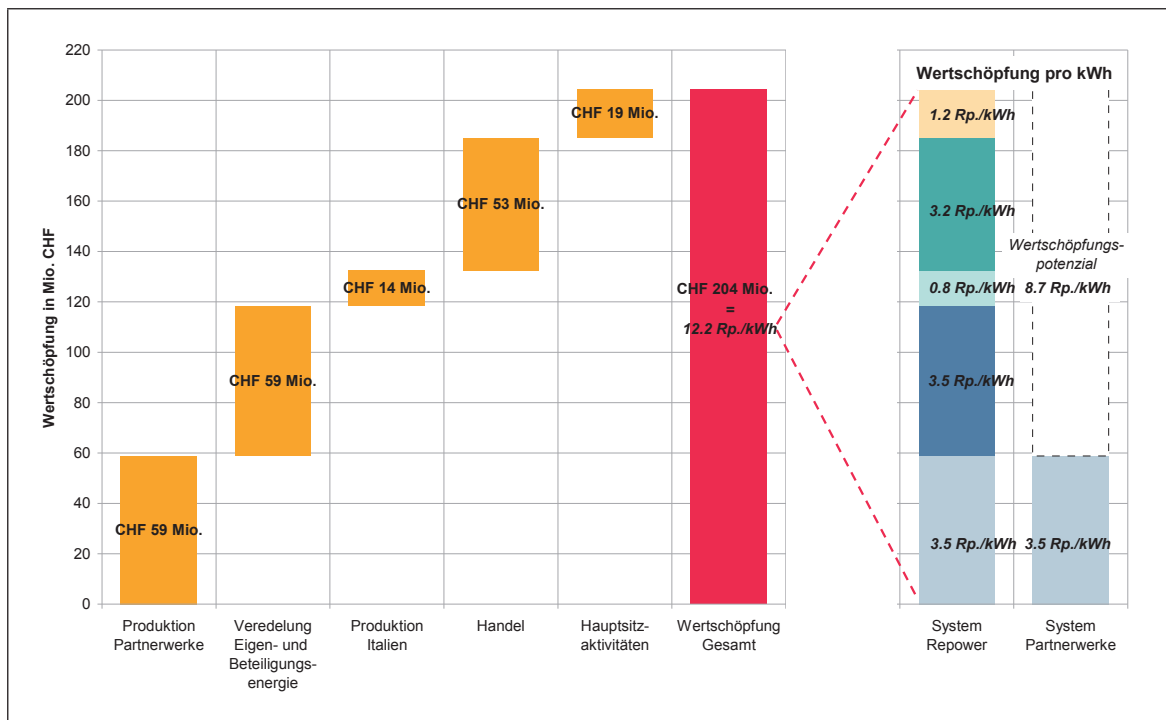
Die Wasserkraftwerke, insbesondere Grosskraftwerke, weisen – verglichen mit anderen Stromproduktionsarten – geringe Produktionskosten aus. Als einheimische Ressource ist die Wasserkraft zudem unabhängig von externen Preisschwankungen (Öl, Gas, Kohle, Uran etc.), aber auch von Wechselkursschwankungen. Dies garantiert langfristig planbare Stromkosten. Die Wasserkraft – mit Ausnahme der meisten Kleinwasserkraftwerke – weist damit eine hohe Wettbewerbsfähigkeit auf.

Erzeugungsanlage	Gestehungskosten in Rp./kWh
Wasserkraft: – Klassische Wasserkraftwerke – Kleinwasserkraft	5 – 9 8 – 35
Windkraft	17 – 20
Photovoltaik	30 – 60
Biomasse	15 – 40
Geothermie	20 – 40
Gaskombikraftwerk	10 – 15
Kernenergie	7 – 8
Wärmeerkraftkopplung	14 – 22

Gestehungskosten verschiedener Stromproduktionsarten (Quelle: www.stromzukunft.ch)

3. Wertschöpfung

Das Wirtschaftsforum Graubünden hat in der Studie «Elektrizitätswirtschaft Graubünden, Analyse der Wertschöpfungsflüsse (Oktober 2010)» einen Vergleich der Wertschöpfung zwischen einer integrierten Stromgesellschaft und einem Partnerwerk vorgenommen. Eine integrierte Stromgesellschaft deckt mit eigener Produktion, Handel, Übertragung und Verteilung einen weiten Teil der Wertschöpfungskette ab. Ein Partnerwerk beschränkt sich dagegen auf den Produktionsbereich. Die Repower als integrierte Stromgesellschaft mit einer Eigenproduktion von ca. 1 700 GWh pro Jahr ist im internationalen Stromhandel tätig und investiert in in- und ausländische Produktionskapazitäten. Dadurch profitiert der Standort Graubünden vom Verkauf des im Kanton produzierten Stroms, von zusätzlichen Wertschöpfungseffekten aus dem Stromhandel und von Hauptsitzaktivitäten zugunsten der internationalen Tätigkeiten. Die Wertschöpfung durch Repower in Graubünden beträgt gemäss obiger Studie rund 200 Mio. Franken pro Jahr. Bezogen auf die in Graubünden produzierte Kilowattstunde Strom entspricht dies 12.2 Rp./kWh. Dagegen ergeben sich für die Bündner Partnerwerke derzeit lediglich 3.5 Rp./kWh. Würde die Stromproduktion, welche heute von Partnerwerken günstig an die Eigentümer abgegeben wird, nach dem Modell einer integrierten Stromgesellschaft in Graubünden verwertet, könnte gemäss der erwähnten Studie eine beachtliche zusätzliche Wertschöpfung für den Kanton erzielt werden.



Wertschöpfung im «System Repower» vs. «System Partnerwerke» (Schätzung), Quelle: Studie «Elektrizitätswirtschaft Graubünden, Analyse der Wertschöpfungsflüsse» (Oktober 2010), Wirtschaftsforum Graubünden

4. Mögliche Risiken der Wasserkraft

Trotz ihren verschiedenen positiven Aspekten und Vorteilen ist die Wasserkraft als erneuerbare Energiequelle zur Elektrizitätsgewinnung nicht frei von Risiken. Sich ändernde Rahmenbedingungen (z.B. Strommarktöffnung, neue Technologien, wirtschaftliche Entwicklung, steigende Investitionskosten) sowie generell die Unsicherheit im Stromsektor, ausgelöst durch die Energiewende 2050 des Bundes (z.B. Bundesgesetzgebung, Stromabkommen CH-EU), können sich relativ rasch und negativ auswirken. Gleichsam darf auch mit Blick auf die Vergangenheit und Erfahrung nicht vergessen werden, dass auch im Kanton Graubünden verschiedene Investitionen im Bereich

der Wasserkraftnutzung nicht wie erwartet und erhofft vonstatten gingen, sondern infolge solcher Veränderungen oder eintretender unternehmerischer Risiken teilweise zu erheblichen wirtschaftlichen Problemen geführt haben.

4.1 Investitionsrisiken

Bei der Engadiner Kraftwerke AG (EKW) rechnete man beispielsweise beim Baubeginn im Jahre 1962 für die erste Bauetappe mit Anlagekosten von 557 Mio. Franken. Insbesondere wegen geologischer Schwierigkeiten und der Bauteuerung ergaben sich aber effektive Baukosten in der Höhe von 815 Mio. Franken, was die Produktionskosten massiv verteuerte. Dementsprechend mussten Massnahmen eingeleitet werden, um einerseits die erhöhten Baukosten zu finanzieren und andererseits die Kostenentwicklung zu dämpfen. Zur Kostenreduktion wurde durch die Aktionäre u. a. die Leistung von so genannten Überteuerausgleichsbeiträgen mit a-fonds-perdu-Zahlungen in der Höhe von 110 Mio. Franken beschlossen. Alleine hierfür mussten die Gemeinden und der Kanton entsprechend ihrer EKW-Beteiligung einen Kostensenkungsbeitrag in der Höhe von 19.6 Mio. Franken leisten, welchen die Gemeinden aber nicht sofort beibringen konnten. Sie erbrachten ihre Leistung letztlich auf indirekte Weise, indem sie rund 14 Jahre auf die Steuererträge der EKW «verzichteten» und sich diese dafür anrechnen liessen. Auch der Bau der zweiten Innstufe Pradella-Martina kostete mit 586 Mio. Franken rund 25 Prozent mehr, als er im Jahre 1989 budgetiert wurde. Dies hat die Produktionskosten der EKW-Energie entsprechend verteuert. Die Gestehungskosten stiegen von gut 5 Rp/kWh vor auf fast 9 Rp/kWh nach Inbetriebnahme der unteren Innstufe an. Da die EKW-Konzessionsgemeinden und der Kanton ihre Beteiligungsenergieansprüche in die GEAG einbringen, mussten sie das Verwertungsrisiko der verteuerten Energie nicht direkt tragen. Weil die EKW-Energie rund 40 Prozent des Energiepaketes der GEAG umfasst, stiegen aber die durchschnittlichen GEAG-Kosten von 6.4 Rp/kWh auf 8.6 Rp/kWh an. Als Folge davon musste das Aufgeld der GEAG in den Jahren 1996/1997 von damals 0.89 Rp/kWh auf 0.4 Rp/kWh gesenkt werden (seit 2008/2009 beträgt das GEAG-Aufgeld 0.8 Rp/kWh).

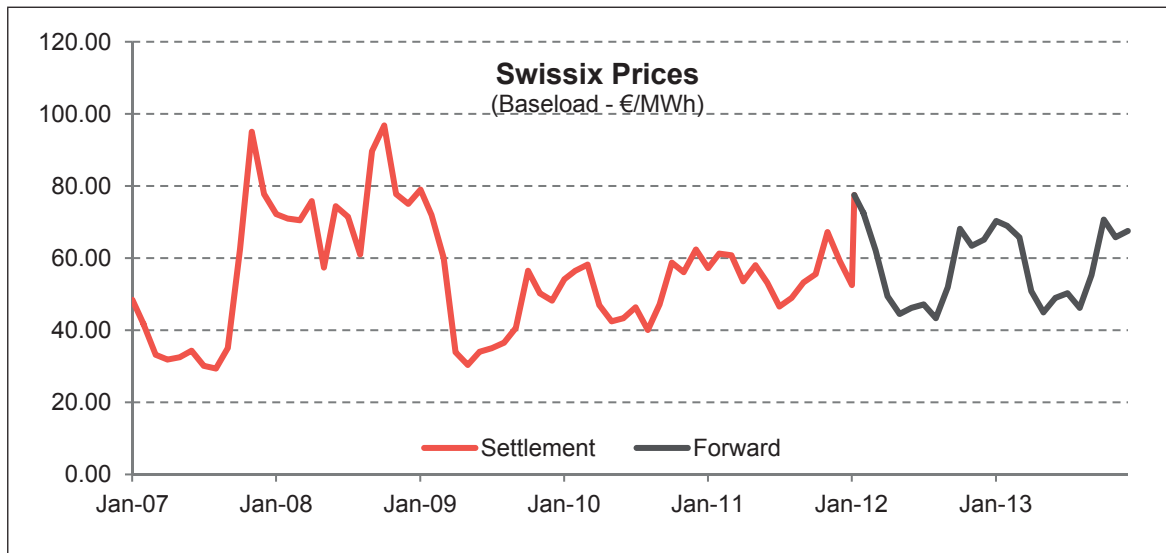
Bei der Kraftwerke Ilanz AG (KWI) mussten in den Jahren 1995/1996 bis 1998/1999 ausserordentliche Abschreibungen in der Höhe von insgesamt 425 Mio. Franken vorgenommen werden, um die Werke marktfähig zu machen. Im Weiteren musste in den Jahren 1997/1998 das Aktienkapital auf 50 Mio. Franken halbiert werden, wodurch die Eigenkapitalkosten reduziert werden konnten. Der Kanton und die Konzessionsgemeinden der KWI verzichteten zudem auf den Abruf ihres Beteiligungsenergieanspruchs, damit sich das Gemeinwesen an den ausserordentlichen Abschreibungen nicht beteiligen musste. Nachdem der Verzicht auf den Abruf des Beteiligungsenergieanspruchs aber bis zum Konzessionsende gilt, steht dem Kanton und den Konzessionsgemeinden seither keine KWI-Energie mehr zu.

Auch im Falle der Albula-Landwasser Kraftwerke AG (ALK) musste in den Jahren 1999/2000 eine ausserordentliche Abschreibung in der Höhe von 47 Mio. Franken vorgenommen werden, um die Energie marktfähig zu machen. Eine Verteuierung der Energie liess sich auch in diesem Fall nicht vermeiden.

4.2 Marktrisiken

In seiner Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz ging der Bundesrat im Jahre 1999 aufgrund der damaligen energiewirtschaftlichen Situation davon aus, dass die Vollkosten bei Kraftwerksanlagen mit hohen Gestehungskosten durch die zu erwartenden tiefen Produzentenpreise nicht mehr gedeckt werden könnten. Dadurch würden einige Anlagen nicht mehr im vorgesehenen Ausmass abgeschrieben werden können und sich nichtamortisierbare Investitionen (NAI) ergeben. Das BFE rechnete damals schweizweit mit NAI's in der Höhe von 0.7 bis 1.8 Mrd. Franken. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) schätzte die NAI bei einer Marktöffnung 1999 gar auf 4.8 Mrd. Franken. Davon fielen rund 30 Prozent auf Anlagen im Kanton Graubünden.

Ein massgebliches Marktrisiko liegt sodann in der Entwicklung des Strommarktpreises im Allgemeinen und dessen hoher Volatilität. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Strommarktpreise der letzten fünf Jahre sowie die künftige Tendenz. Aus der Grafik geht hervor, dass die Volatilität in einer Jahres- und Mehrjahresbetrachtung gross ist; innerhalb eines Tages oder von Stunden bestehen ohnehin sehr grosse Strompreisschwankungen. Schliesslich gilt es, neben dem Marktrisiko auch das Wechselkursrisiko zu beachten, da der Handel mit elektrischer Energie europaweit in Euro abgerechnet wird.



Strommarktpreise effektiv (Settlement) und am Terminmarkt (Forward) an der Swissix

4.3 Fazit

Um den aus der Wasserkraft resultierenden Risiken besser begegnen zu können, ist es sinnvoll, eine langfristig ausgelegte Politik zu verfolgen. Eine solche Politik soll insbesondere dem branchenimmanenten Ungleichgewicht zwischen der Langfristigkeit der Investition eines Werks und der Kurzfristigkeit der Preisentwicklung im Strommarkt Rechnung tragen. Auf lange Frist angelegte Geschäftsmodelle mit Absicherungs- und Risikoausgleichswirkungen sind beim Einsatz von öffentlichen Mitteln und bei Verpflichtungen mit Blick auf Beteiligungen an einzelnen Werken ebenso sorgfältig zu prüfen wie mit Blick auf das gesamte Beteiligungsportfolio von Gemeinden und Kanton in Graubünden. Konkret kann dies bedeuten, dass langfristig ausgehandelte Verträge einer kurzfristigen Gewinnmaximierung vorzuziehen sind, weil damit die Risiken besser ausgeglichen werden können. Ein weiterer Risikoausgleich ist durch eine Bündelung mehrerer Energieansprüche denkbar. Eine solche Bündelung ermöglicht auch einen (Solidaritäts-) Ausgleich über die Zeit von tendenziell teurerer Energie aus neuen Werken mit tendenziell günstigerer Energie aus älteren Werken. Hierfür bietet sich beispielsweise das Modell der GEAG an, mit welchem in der Vergangenheit einige positive Erfahrungen gemacht wurden. Mit Blick auf die sich entwickelnden Rahmenbedingungen und Bedürfnisse sind für die Zukunft aber auch andere Modelle denkbar, mit welchen die Risiken der Konzessionsgemeinden und des Kantons möglichst ausgeglichen bzw. abgedeckt werden könnten.

5. SWOT-Analyse der Wasserkraft

Die Stärken und Schwächen sowie die Chancen und Risiken der Wasserkraft lassen sich wie folgt zusammenfassen (SWOT-Analyse):

SWOT-Analyse der Wasserkraft	
Stärken	Schwächen
einheimische Ressource	hohe Investitionskosten
überragende Bedeutung für die schweizerische Stromproduktion	lange Kapitalbindung
speicherbar und regulierbar	lange Bewilligungsverfahren
erneuerbar, CO ₂ -frei	fehlende Fristenkongruenz zwischen Investitionshorizont (Langfristigkeit) und Entwicklung der Strommarktpreise (Volatilität, Kurzfristigkeit)
wettbewerbsfähig	ambivalentes Image bezüglich Ökologie
hoher Wirkungsgrad	
ausgereifte Technologie	
Beitrag an Hochwasserschutz und an Infrastruktur Gemeinwesen	
Konzessionsleistungen, Steuereinnahmen	
regionale, dezentrale Strukturen, Arbeitsplätze	
dauerhafte Verhältnisse (Planungs- und Investitionssicherheit)	
Chancen	Risiken
Beitrag an Versorgungssicherheit	Nutzungseinschränkungen durch gesteigerte ökologische Anforderungen
Beitrag an CO ₂ -Reduktion	verändertes Wasserangebot durch Klimawandel
Bedeutung als erneuerbare Energie	konkurrenzierende Technologien der Stromproduktion
Bedeutung als Regel- und Ausgleichsenergie	sich ändernde Rahmenbedingungen
Erhalt und Ausbau der Wertschöpfung	
Sicherung von Arbeitsplätzen	
Steigende Strompreise	
Ausbaupotenzial (rund 10 Prozent)	

Schlussfolgerungen:

- Die Wasserkraft nimmt für den Kanton Graubünden und die Gemeinden seit jeher eine strategisch bedeutende Position ein. Weil die Chancen für diese Energiequelle als vielversprechend zu beurteilen sind, sollen die Wasserkraftdisponibilitäten des Kantons optimiert und – wo möglich – ausgebaut werden.
- Über im Kanton gelegene Produktionskapazitäten an Wasserkraft zu verfügen, ist nicht nur aktuell, sondern langfristig wirtschaftlich attraktiv (Arbeitsplätze, Konzessionsleistungen, Steuereinnahmen, Investitionen etc.).
- Unter der Voraussetzung, dass die Energieverwertung über im Kanton domizilierte Gesellschaften erfolgt, generiert die Wasserkraft eine hohe Wertschöpfung für die Gemeinden und den Kanton.
- Die zunehmende Bedeutung und Nachfrage nach Strom sowie der steigende Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie erhöhen das Wertschöpfungspotenzial der Wasserkraft in Graubünden.

- Die fehlende Fristenkongruenz zwischen dem Investitionshorizont (langfristige Kapitalbindung) und der Entwicklung der Strommarktpreise (Volatilität, Kurzfristigkeit) ist bei einer Beteiligung von Gemeinden und Kanton an Kraftwerksgesellschaften nicht nur für das einzelne Investment, sondern auch mit Blick auf das gesamte Portfolio an Beteiligungen von Gemeinden und Kanton durch Risikoausgleichsmassnahmen abzufedern.
- Die Optimierung und der Ausbau der bündnerischen Wasserkraft haben im Einklang mit der Umweltpolitik zu erfolgen. Die heutige Umweltgesetzgebung legt die Basis, damit der Ökologie gebührend Rechnung getragen wird. An diesen Eckwerten soll festgehalten werden.
- Die Bewilligungsverfahren sind zeit- und kostenintensiv. Sie müssen vereinfacht und beschleunigt werden. So wäre z.B. der Abbau von Doppelspurigkeiten möglich, wenn die Kantone abschliessend über ihre Verleihungen unter ausschliesslichem Einbezug der kantonalen Fachstellen befinden könnten. Die Kantone sind hierzu fachlich in der Lage und haben auf Grund der Nähe die erforderlichen Orts- und Sachkenntnisse.

6. Heimfall

Eine Auslegeordnung über den Heimfall, die bisherigen Erfahrungen sowie die Potenziale und Handlungsmöglichkeiten wurde in den vorangehenden Kapiteln (vgl. B. 6 und C. 5) vorgenommen. Die Regierung befasste sich im Weiteren bereits in der Vergangenheit im Rahmen ihrer Botschaft «Bericht über die Schaffung eines Heimfallfonds» (Heft Nr. 3/1990–1991, 181 ff.) umfassend mit den wichtigsten Fragen im Zusammenhang mit Heimfällen. Mit Bezug auf die Lösungsmöglichkeiten kam die Regierung damals zum Schluss, dass alle aufgezeigten Modelle gewisse Vor-, aber auch Nachteile hätten. Was für den Heimfall eines Werks einmal besonders gut sein könne, könne sich in einem andern Fall genauso negativ auswirken. Für den konkreten Entscheid seien immer die besonderen Verhältnisse zu berücksichtigen. Auf jeden Fall solle man sich nicht auf ein einziges Modell konzentrieren. Die verschiedenen Modelle könnten auch auf mannigfaltige Art und Weise miteinander kombiniert werden. Die entsprechende Lösung müsse dem Einzelfall überlassen werden. Damit sei nicht nur die höchste Flexibilität gewahrt, sondern auch eine Optimierung der gegenseitigen Interessen möglich.

Diese Beurteilung der damaligen Regierung hat an Aktualität nichts eingebüsst. Die Erfahrung mit den bisher durchgeführten Heimfällen hat eindeutig bestätigt, dass nur unter Berücksichtigung der konkreten Verhältnisse des jeweiligen Einzelfalls eine massgeschneiderte, optimale Lösung erzielt werden kann. Ziel muss es deshalb sein, stets jene Lösung zu finden, welche für die Konzessionsgemeinden und den Kanton die grösste Wertschöpfung erwarten lässt. Folgende Faktoren spielen dabei eine massgebliche Rolle:

- Weiterbetrieb eines Werks nach dem Heimfall ohne grössere Investitionen oder im Zusammenhang mit einem Ausbau verbunden mit massgeblichen Investitionen.
- Gestehungskosten eines Werks vor dem Heimfall und voraussichtliche Gestehungskosten nach dem Heimfall.
- Strommarktpreise im Heimfallzeitpunkt und erwartete Marktpreisentwicklung.
- Bisherige Beteiligungshöhe an einem Werk durch die öffentliche Hand.
- Beteiligungsmöglichkeit und Interessen der Gemeinden und des Kantons im Heimfallzeitpunkt eines Werks.
- Einsatz der im Kanton erzeugten Energie (zur regionalen oder kantonalen Stromversorgung oder für den Stromhandel einer in Graubünden oder ausserkantonale domizilierten Gesellschaft etc.).
- Konzessionsdauer: Bei Weiterverwendung wesentlicher Teile einer bestehenden Anlage beträgt die neue Konzessionsdauer grundsätzlich 40 Jahre (Art. 24 Abs. 3 BWRG), wobei eine maximale Dauer von bis zu 80 Jahren in begründeten Fällen noch möglich bleibt.
- Erwartete steuerliche Einnahmen im konkreten Fall.

Grundsätzlich sind wiederkehrende Leistungen gegenüber einer einmaligen hohen Einmalabgeltung zu bevorzugen. Für den Kanton besteht somit – gestützt auf eine gemeinsame Strategie

mit den Gemeinden – grundsätzlich ein Interesse, seinen Heimfallanspruch in eine möglichst hohe Beteiligung an der jeweiligen Kraftwerksgesellschaft umzuwandeln. Die Versorgungssicherheit, der Erhalt und die Schaffung von Arbeitsplätzen im Kanton sowie eine Steigerung der Wertschöpfung in Graubünden stehen dabei im Vordergrund. Auch spricht die nach wie vor unbefriedigend gelöste Frage der Kraftwerksbesteuerung für eine möglichst hohe Beteiligung. Dementsprechend soll sich der Kanton bei grossen Wasserkraftwerken grundsätzlich beteiligen. Bei kleinen Wasserkraftwerken ist eine Beteiligung des Kantons unter Berücksichtigung der obengenannten Kriterien zumindest zu prüfen.

7. Partnerschaften

Die bisherige in Graubünden partnerschaftlich ausgerichtete Wasserkraftpolitik hat sich weitestgehend bewährt. Diese Partnerschaft besteht einerseits zwischen den Konzessionsgemeinden und dem Kanton sowie andererseits zwischen der öffentlichen Hand und den Partnern der Elektrizitätswirtschaft.

7.1 Gemeinden und Kanton

Die Zusammenarbeit zwischen den Konzessionsgemeinden und dem Kanton soll in jedem Fall beibehalten, gleichzeitig aber verstärkt aufeinander abgestimmt werden. Das System der hälftigen Aufteilung zwischen Gemeinden und Kanton soll beim Wasserzins und Heimfall unverändert beibehalten werden. Auch der Grundsatz, wonach den Gemeinden das Eigentum an den öffentlichen Gewässern gemäss Art. 119 des Einführungsgesetzes zum Schweizerischen Zivilgesetzbuch (EGzZGB; BR 210.100) und Art. 4 BWRG zusteht, soll unangetastet bleiben. Eine Neuordnung dieser Zuständigkeiten würde zu unnötigen Verunsicherungen und Reibungsverlusten führen sowie eine Änderung der Kantonsverfassung erfordern, was sich aufgrund der konkreten Situation nicht aufdrängt. Das heutige System ermöglicht insgesamt eine solidarische Aufteilung zwischen den Gemeinden und dem Kanton. Deshalb soll an den bisherigen bewährten Regelungen festgehalten werden. Die Vergangenheit hat immer wieder gezeigt, dass die Gemeinden die Argumente für und gegen ein Vorhaben zur Wasserkraftnutzung sehr wohl zu beurteilen vermögen. Die basisdemokratischen Entscheidungen vor Ort sind Garant für eine grosse Akzeptanz durch die lokale Bevölkerung.

Mit der Gründung einer Interessengemeinschaft Bündnerischer Konzessionsgemeinden (IBK) im März 2012 haben die Gemeinden erkannt, dass angesichts des sich geänderten Umfelds eine Bündelung der Kräfte unter den Gemeinden, aber auch mit dem Kanton angezeigt ist. Diese Entwicklung wird von der Regierung begrüsst und soll zwischen den Beteiligten vertieft werden. Eine solche Interessengemeinschaft ermöglicht, dass konkrete und angemessene Lösungen unter Abwägung der Interessen aller Beteiligten partnerschaftlich erarbeitet und vereinbart werden.

Im Kanton Wallis hat im Zusammenhang mit einem Heimfall das Beispiel der kleinen Gemeinde Finhaut mit 370 Einwohnern aufhorchen lassen. In den nächsten Jahren sollen dort beträchtliche Einnahmen in der Höhe von 112 Mio. Franken in die Gemeindekasse fliessen. In Graubünden gibt es ebenfalls einzelne Gemeinden, deren Finanzhaushalte stark von den Einnahmen der Kraftwerke (Wasserzins, Steuern etc.) abhängen und die grosse Beträge aus den Heimfällen erwarten dürfen. Im Gegensatz zum Wallis, wo der Kanton im genannten Fall keinen Heimfallanspruch hat, partizipiert in Graubünden der Kanton am Heimfall jedoch von Gesetzes wegen (Art. 42 BWRG) grundsätzlich schon heute zur Hälfte. Allein dadurch ergibt sich in Graubünden bereits eine bessere Verteilung des Substrats.

Die heutige Aufteilung beim Wasserzins kann zu Fusionshemmnissen führen, weil Gemeinden mit hohen Wasserzinseinnahmen pro Kopf und einem damit verbundenen tiefen Steuerfuss von einer Fusion eher absehen könnten. Zudem ist es denkbar, dass eine finanzschwache Gemeinde, die heute vom Finanzausgleich des Kantons profitiert, durch einen Heimfall hohe Leistungen erhält, die sie dann frei verwenden kann. Im Rahmen einer künftigen Überarbeitung des Finanz-

ausgleichs sollte daher geprüft werden, wie der Wasserzins der Gemeinden, z. B. innerhalb einer Region, solidarischer aufgeteilt werden könnte und wie die Leistungen aus dem Heimfall beim Finanzausgleich anzurechnen sein sollten (vgl. auch Bericht und Botschaft der Regierung über die Gemeinde- und Gebietsreform, Heft Nr. 8/2010–2011, Seite 653).

Bei aktuellen Heimfällen sowie beim Rückkaufsverzicht der KWZ haben sich die Konzessionsgemeinden und der Kanton gemeinsam ihre zustehenden Leistungen u. a. in Form einer massgeblichen Beteiligung an der jeweiligen Gesellschaft abgelten lassen. Im Umfang ihrer Beteiligung verfügen die Gemeinden und der Kanton über einen entsprechenden Energieanspruch zu Gesteuerungskosten. Ziel bei der Verwertung dieser Energieansprüche muss es sein, eine in Graubünden möglichst hohe Wertschöpfung zu generieren. Über eine Verwertung der Energie durch eine Gesellschaft, die über die gesamte Wertschöpfungskette des Stroms in Graubünden tätig ist, wird dies ideal erreicht. Ziel muss es daher sein, dass die Gemeinden und der Kanton ihre Ansprüche bezüglich Beteiligungsenergie möglichst wertschöpfungsgenerierend einsetzen. Dies ist über bereits bestehende Strukturen wie die Repower oder die GEAG möglich. Denkbar ist allerdings auch, dass eine neue Beteiligungsgesellschaft – z. B. mit einer massgeblichen Beteiligung bzw. mit einer Mehrheitsbeteiligung der Gemeinden – zur Wertschöpfungssteigerung in Graubünden beitragen kann.

Mittels einer aufeinander abgestimmten Verhandlungsstrategie der Gemeinden und des Kantons ist es möglich, die Wertschöpfung aus der Wasserkraft für Graubünden langfristig zu steigern. Durch eine verstärkte Koordination des Kantons kann dabei eine Heimfallpolitik, welche die Wahrung gesamtkantonalen Interesses zum Ziel hat, wesentlich effizienter umgesetzt werden. Zudem dürften die Erneuerungsinvestitionen gestaffelter erfolgen. Schliesslich werden dadurch auch die Planungssicherheit der Investoren gefördert und die Partnerschaften gestärkt. Durch eine verstärkte Koordination des Kantons ist dieser auch in der Pflicht, die Verhandlungen mit den Kraftwerksgesellschaften aktiv im Interesse des bündnerischen Gemeinwesens zu führen (Lead). Gleichzeitig werden die Gemeindeorgane entlastet, ohne dass dadurch in deren Entscheidungskompetenzen eingegriffen würde.

7.2 Elektrizitätswirtschaft

Ein gemeinsames Interesse der Gemeinden und des Kantons besteht darin, möglichst nachhaltige Erträge aus einem Heimfall zu erzielen. Hierzu eignet sich die Form einer massgeblichen Beteiligung an einer neuen Gesellschaft. An der Partnerschaft zwischen dem Bündner Gemeinwesen und der Elektrizitätswirtschaft soll – wenn auch mit einer deutlich höheren Beteiligung des Gemeinwesens als heute – im Grundsatz festgehalten werden.

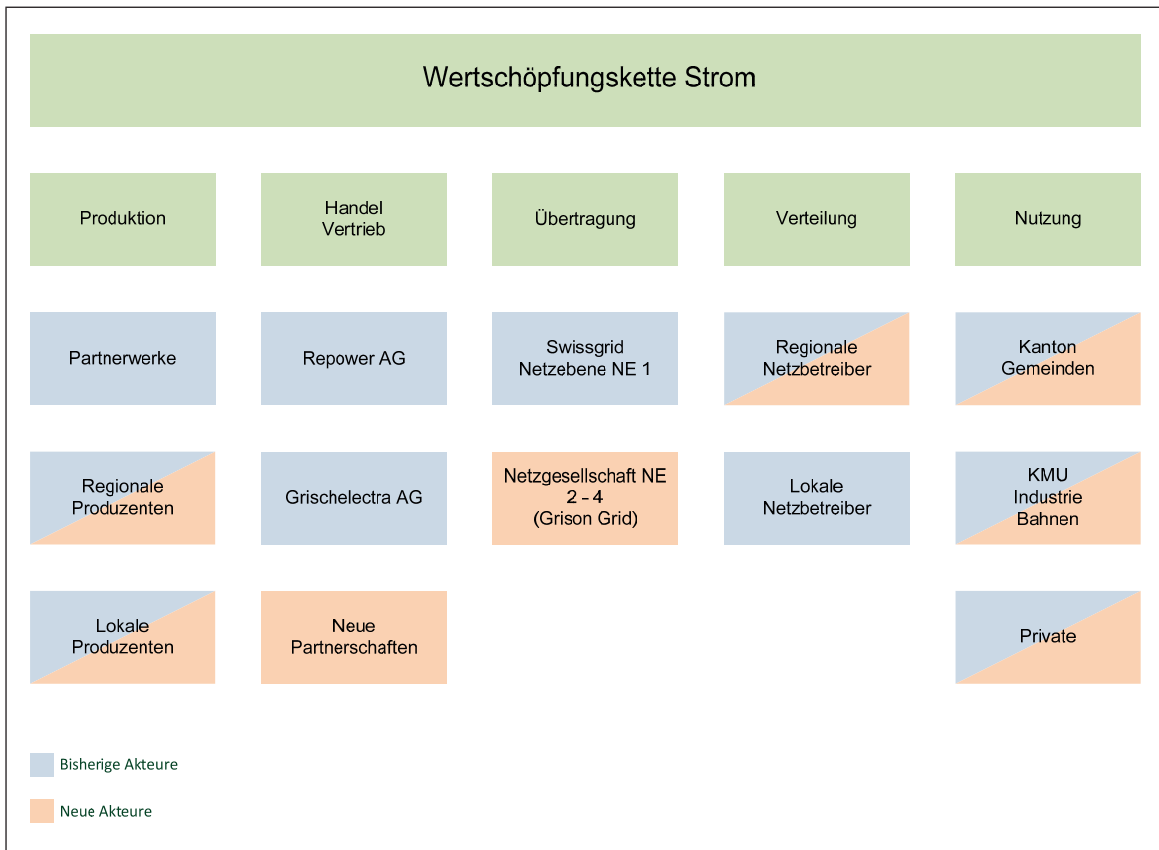
Die bewährte Partnerschaft kann damit fortgeführt werden. So kann auf das bestehende Knowhow zurückgegriffen werden und das mit einer Produktion verbundene Investitions- und Absatzrisiko verteilt werden. Die bewährte Partnerschaft fortführen bedeutet aber nicht, dass bei jedem Werk nur Lösungen mit den heutigen Partnern angestrebt werden müssen. Vielmehr gilt es, für jeden Heimfall die optimale Lösung zu finden, damit die Wertschöpfung in Graubünden gesteigert werden kann.

Für neue Partnerschaften bestens geeignet sind Gesellschaften, die mit ihrem Gesellschaftssitz und Personal über die gesamte Wertschöpfungskette in Graubünden tätig sind oder sein werden.

E. Strategie und Ziele

1. Übersicht Wertschöpfungskette Strom

Die Ausgangslage sowie die Potenziale und die Handlungsmöglichkeiten zusammengefasst als Wertschöpfungskette Strom bilden die Grundlage für die Definition der Strategie und Ziele der zukünftigen Strompolitik (siehe Teil C. Potenziale und Handlungsmöglichkeiten).



Wertschöpfungskette Strom mit den bestehenden und neuen Akteuren

2. Strategie

Die Strompolitik des Kantons basiert auf folgender strategischer Ausrichtung:

1. Die Wasserkraft leistet als tragender Eckpfeiler einen wesentlichen Beitrag zur Stromproduktion, Versorgungssicherheit und Wertschöpfung in Graubünden.
2. Die Wertschöpfung in Graubünden aus Stromproduktion und Handel mit Strom wird erhöht.
3. Die einheimische Stromproduktion trägt verstärkt zur Versorgungssicherheit in Graubünden und der Schweiz bei.
4. Die Produktionspotenziale aus Wasserkraft und den neuen erneuerbaren Energien werden nachhaltig und optimal ausgeschöpft.
5. Strom wird in Graubünden effizient und sparsam genutzt.

3. Ziele

Gestützt auf obgenannte strategische Ausrichtung werden folgende Ziele formuliert:

3.1 Wasserkraftproduktion aus grossen Werken

Die Stromproduktion aus Grosswasserkraft (> 10 MW) ist bis ins Jahr 2035 um 860 GWh/ Jahr erhöht (Basis 2011).

Im Rahmen von Konzessionierungen übt der Kanton in Koordination mit den Gemeinden sein Recht auf Beteiligungen möglichst aus.

3.2 Produktion aus neuen erneuerbaren Energien, kleinen Wasserkraftwerken und Wärmekraftkopplung

Die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und aus der Kleinwasserkraft (<10 MW) ist bis ins Jahr 2035 um 600 GWh/ Jahr erhöht (Basis 2011).

3.3 Handel und Vertrieb

Die Beteiligung des Kantons an der Repower AG wird gehalten.

Die Beteiligung des Kantons an der Grischelectra AG wird gehalten. Die Gesellschaft wird als Instrument der Bündner Strompolitik gestärkt.

Der Kanton Graubünden ist für neue Partnerschaften und neue Instrumente offen.

3.4 Stromnetze / Versorgungssicherheit

Eine sichere Stromversorgung mit einer ausreichenden Menge an Elektrizität in der erforderlichen Qualität ist durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährleistet.

Im Übertragungs- und Verteilnetzbereich ist die Anzahl der Betreiber bis ins Jahr 2035 wesentlich reduziert.

3.5 Effizienz im Strombereich

In Graubünden werden bis ins Jahr 2035 höchstens 2000 GWh Strom pro Jahr verbraucht (exkl. Pumpspeicherenergie).

Der Stromverbrauch der kantonseigenen Bauten ist zu 100 Prozent mit erneuerbaren Energien gedeckt und bis ins Jahr 2035 um 20 Prozent (Basis 2011) reduziert.

3.6 Heimfall und Neukonzessionierung

Die Gemeinden und der Kanton nutzen das Recht auf Ausübung des Heimfalls zur Erhöhung der Wertschöpfung aus der Wasserkraft möglichst konsequent und koordiniert aus.

Der Kanton ist als Folge des Rechts auf Ausübung des Heimfalls mit einem gegenüber heute erhöhten Anteil an den Kraftwerkgesellschaften beteiligt.

Das Fälligkeitsprofil der heimfallenden Kraftwerke ist durch die Begünstigung vorzeitiger Neukonzessionierungen bis ins Jahr 2035 geglättet.

3.7 Partnerwerkbesteuerung

Die Unternehmensgewinne der Produktionswerke sind bis ins Jahr 2020 verstärkt im Kanton versteuert.

3.8 Energieintensive Industrieunternehmen

Die Möglichkeiten zum Bezug von kostengünstigem Strom sind bis ins Jahr 2015 geprüft.

3.9 Cleantech

Die Lehre und angewandte Forschung im Bereich erneuerbarer Energien sind in Koordination mit der Fachhochschule Ostschweiz bis ins Jahr 2015 verstärkt.

F. Anträge

Die Regierung beantragt Ihnen:

1. auf die Vorlage einzutreten;
2. vom vorliegenden Bericht Kenntnis zu nehmen;
4. den Auftrag Heiz (GRP 2010/2011, 502) betreffend Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik abzuschreiben;
5. den Auftrag Augustin (GRP 2010/2011, 673) betreffend Heimfallstrategie abzuschreiben.

Genehmigen Sie, sehr geehrter Herr Landespräsident, sehr geehrte Damen und Herren, den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Namens der Regierung:
Die Präsidentin: *Janom Steiner*
Der Kanzleidirektor: *Riesen*

G. Anhänge

Anhang 1

GROSSER RAT

Februarsession 2011

PVAU 1 / 2011

Auftrag Heiz betreffend Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik

Der letzte umfassende Bericht der Regierung zu strompolitischer Lage und Strategie des Kantons Graubünden liegt über zehn Jahre zurück (Botschaft der Regierung an den Grossen Rat, Heft Nr. 8/1999-2000, „Bericht über die Auswirkungen der Strommarktliberalisierung auf den Kanton Graubünden“). Die dazumal formulierte Strategie hat sich ohne Zweifel als erfolgreich erwiesen.

Seither haben sich sowohl das Umfeld wie auch die anstehenden Herausforderungen stark verändert, unter anderem:

- Inkrafttreten des eidgenössischen StromVG am 1.1.2008 und des kantonalen StromVG am 1.9.2009 mit tendenzieller Erhöhung der Strompreise;
- Verschärfung der CO₂-Problematik, starker Aufschwung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Wasserkraft;
- Potenzial im Stromhandel auch für Graubünden, mit Repower als signifikantem Player in diesem Sektor;
- Einbringung per Ende 2012 der Übertragungsnetze in die nationale Netzgesellschaft swissgrid.

Zudem wurde die personelle Besetzung von Regierung, zuständigen Ämtern und Grosse Rat in den letzten zehn Jahren fast vollkommen erneuert. Es scheint also angebracht, Lagebeurteilung, Ziele und Strategie zu überprüfen und gegebenenfalls den heutigen Erkenntnissen anzupassen.

Die Unterzeichnenden bitten die Regierung, raschmöglichst dem Grossen Rat einen umfassenden Bericht zu der heutigen und zu erwartenden Lage in Sachen elektrische Energie und der Position des Kantons Graubünden in diesem volkswirtschaftlich sehr wichtigen Sektor zu präsentieren, und in diesem aktualisierten Bericht darzulegen, ob aufgrund des veränderten Umfelds punktuell Anpassungen an den strategischen Zielen und zusätzliche bzw. andere Massnahmen notwendig sind.

Chur, 15. Februar 2011

Heiz, Augustin, Jeker, Barandun, Berther (Camischolas), Bezzola (Samedan), Bezzola (Zernez), Blumenthal, Bondolfi, Brandenburger, Buchli-Mannhart, Burkhardt, Campell, Candinas, Casty, Casutt, Casutt-Derungs, Cavegn, Clalüna, Claus, Clavadetscher, Conrad, Darms-Landolt, Davaz, Della Vedova, Dermont, Dosch, Dudli, Engler, Fasani, Felix, Gasser, Grass, Gunzinger, Hardegger, Hartmann (Champfèr), Hartmann (Chur), Hitz-Rusch, Jaag, Jenny, Joos, Kappeler, Kasper, Kleis-Kümin, Koch (Tamins), Koch (Igis), Kollegger (Chur), Kollegger (Malix), Krättli-Lori, Kunz (Fläsch), Locher Benguerel, Lorez-Meuli, Märchy-Caduff, Meyer-Grass, Michael (Donat), Michel, Montalta, Müller, Nick, Niederer, Niggli (Samedan), Papa, Parolini, Parpan, Pedrini, Pfäffli, Rathgeb, Righetti, Rosa, Steck-Rauch, Stiffler (Davos Platz), Stiffler (Chur), Tenchio, Thöny, Tomaschett-Berther (Trun), Valär, Vetsch (Klosters Dorf), Vetsch (Pragg-Jenaz), Waidacher, Zanetti, Zweifel-Disch, Monigatti, Scartazzini

Die Regierung
des Kantons Graubünden

La regenza
dal chantun Grischun

Il Governo
del Cantone dei Grigioni



Sitzung vom
29. März 2011

Mitgeteilt den
04. April 2011

Protokoll Nr.
275

Auftrag Heiz

betreffend Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik

Antwort der Regierung

Mit dem vorliegenden Auftrag wird die Regierung aufgefordert, dem Grossen Rat so rasch als möglich einen umfassenden Bericht zur heutigen und künftigen Lage im Bereich der elektrischen Energie sowie zur Position des Kantons mit Bezug auf die Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik zu unterbreiten.

Die Regierung teilt die Auffassung, wonach sich das Umfeld und die Herausforderungen in der bündnerischen Strompolitik seit dem letzten umfassenden Bericht im Jahre 2000 wesentlich verändert haben. An erster Stelle ist die tragische Katastrophe in Japan zu erwähnen. Die entsprechenden Auswirkungen sind auch im Hinblick auf die bündnerische Strompolitik umfassend zu prüfen. Die im Auftrag erwähnten Entwicklungen (Inkrafttreten des eidgenössischen Stromversorgungsgesetzes, die dazugehörige kantonale Anschlussgesetzgebung, die CO₂-Problematik, der Aufschwung der erneuerbaren Energien, das Potenzial im Stromhandel, die neue nationale Netzgesellschaft), aber auch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) des Bundes zur Förderung der erneuerbaren Energien sowie die laufenden Verhandlungen der Schweiz mit der Europäischen Union im Bereich der Elektrizität haben sodann in den letzten 10 Jahren neue Rahmenbedingungen geschaffen, die eine breite Auslegeordnung im Bereich der Elektrizität und eine erneute Standortbestimmung erfordern.

Die Regierung ist deshalb bereit, den Auftrag entgegen zu nehmen und den geforderten Bericht vorzulegen.



Namens der Regierung

Der Präsident:

Dr. Martin Schmid

Der Kanzleidirektor:

Dr. C. Riesen

GROSSER RAT

Aprilsession 2011

PVAU 11 / 2011

Auftrag Augustin betreffend Heimfallstrategie

In der Schweiz wie auch in Graubünden sind die meisten Wasserkraftwerke vor mehr als einem halben Jahrhundert gebaut worden. Damals haben unsere Gemeinden und der Kanton die Nutzung einer der wenigen lokalen Ressourcen an Energieproduzenten übergeben. Dies aus dem einfachen Grund, weil sie selbst oftmals dafür nicht über das notwendige Know-How, das Kapital und die Technologien verfügten. Mit dieser Vergabe haben die Bergkantone und die Berggemeinden die Ressource Wasser im Wesentlichen aus der Hand gegeben und somit auch die Einflussmöglichkeit über Energiepreis und Versorgungssicherheit. Der Grossteil des Stromes, welcher in Schweizer Bergregionen hergestellt wird, wird exportiert und mit ihm häufig auch die Wertschöpfung. Nun könnte sich diese Situation mit dem Ablauf von vielen Konzessionen radikal ändern.

Graubünden produziert im Schnitt fast 8 TWh Strom aus Wasserkraft. Davon werden 75% in die übrige Schweiz und nach Europa exportiert. Die Elektrizitätswirtschaft gehört zu den wichtigen Wirtschaftszweigen Graubündens. Mit den bevorstehenden Heimfällen gilt es, die Wertschöpfung für den Kanton und die Gemeinden zu erhöhen und die Chancen für die Neuordnung des Geschäftsmodells der Wasserkraft im ganzen Kanton zu nutzen.

In Graubünden haben in den letzten Jahren bereits Heimfälle von grösseren Wasserkraftwerken stattgefunden. Ab dem Jahre 2020 stehen weitere an. Graubünden – Kanton und Gemeinden – darf von den anstehenden Heimfällen Entschädigungen und Beteiligungen im Wert von mehreren Milliarden Franken erwarten. Es ist darum wichtig, bereits frühzeitig eine Verhandlungsstrategie zu entwickeln. So ist beispielsweise darüber zu entscheiden, ob an der partnerschaftlichen Ausrichtung der Wasserkraftpolitik auch in Zukunft festgehalten werden soll oder nicht. Schon ein nur grober Vergleich zeigt dabei auch, dass andere Wasserschlosskantone (so VS/TI) ebenfalls daran sind, ihre Strategien für die kommenden Heimfälle zu definieren.

Die Unterzeichnenden sind deshalb der Ansicht, dass die Regierung dem Grossen Rat baldmöglichst einen Bericht zur künftigen Strategie betreffend Heimfälle von Wasserkraftwerken im Kanton Graubünden zur Diskussion unterbreiten müsste. Dieser sollte sowohl die Interessenlage des Kantons wie auch und insbesondere jene der Gemeinden detailliert diskutieren und auch mögliche Szenarien im Sinne von Varianten und/oder Alternativen aufzeigen.

Chur, 19. April 2011

Augustin, Heiz, Dudli, Barandun, Berther (Disentis/Mustér), Berther (Camischolas), Bezzola (Samedan), Blumenthal, Burkhardt, Caduff, Candinas, Casty, Clavadetscher, Darms-Landolt, Dermont, Engler, Fallet, Florin-Caluori, Frigg-Walt, Gartmann-Albin, Geisseler, Gunzinger, Hartmann (Champfèr), Hartmann (Chur), Hitz-Rusch, Jaag, Jenny (Arosa), Kappeler, Kasper, Kleis-Kümin, Koch (Igis), Kollegger (Malix), Komminoth-Elmer, Krättli-Lori, Kunz (Fläsch), Locher Benguerel, Lorez-Meuli, Michel (Davos Monstein), Montalta, Müller (Davos Platz), Nick, Niederer, Niggli (Samedan), Niggli-Mathis (Grüsch), Papa, Parpan, Pedrini (Roveredo), Peyer, Sax, Steck-Rauch, Stiffler (Davos Platz), Thöny, Trepp, Waidacher, Fausch, Müller (Susch), Müller (Haldenstein), Pedrini (Soazza), Vincenz

Die Regierung
des Kantons Graubünden

La regenza
dal chantun Grischun

Il Governo
del Cantone dei Grigioni



Sitzung vom
05. Juli 2011

Mitgeteilt den
07. Juli 2011

Protokoll Nr.
637

Auftrag Augustin

betreffend Heimfallstrategie

Antwort der Regierung

Mit dem vorliegenden Auftrag wird die Regierung aufgefordert, dem Grossen Rat baldmöglichst einen Bericht zur künftigen Strategie betreffend Heimfälle von Wasserkraftwerken im Kanton Graubünden zur Diskussion zu unterbreiten.

Die Regierung teilt die Auffassung, wonach es mit den bevorstehenden Heimfällen die Wertschöpfung für die Gemeinden und den Kanton zu erhöhen und die Chancen für eine Neuordnung des Geschäftsmodells Wasserkraft gesamtheitlich zu nutzen gilt.


Die Regierung ist bereit, wie bereits in der Antwort auf den Auftrag Heiz (RB vom 29. März 2011, Prot. Nr. 275) betreffend Ziele und Strategie der bündnerischen Strompolitik erläutert, dem Grossen Rat einen umfassenden Bericht zur heutigen und künftigen Lage im Energiebereich sowie zur Position des Kantons mit Bezug auf die Ziele und Strategien der bündnerischen Strompolitik zu unterbreiten. Einen wichtigen Teil der bündnerischen Strompolitik bilden dabei die Heimfälle, welche im vorgesehenen Bericht dargelegt und diskutiert werden sollen.

Die Regierung ist deshalb bereit, den Auftrag entgegen zu nehmen und auch die Heimfallthematik in den Bericht zur künftigen bündnerischen Strompolitik aufzunehmen und zu behandeln.




Namens der Regierung

Der Präsident:


Dr. Martin Schmid

Der Kanzleidirektor:


Dr. C. Riesen

Energiepolitische Ziele der Regierung vom 10. Januar 2000

I. Energieversorgung

Die Konsumenten im Kanton sind genügend, sicher und kostengünstig mit Energie zu versorgen.

Stossrichtungen:

- Die Versorgung des Kantons mit Energie ist grundsätzlich Aufgabe der Privatwirtschaft.
- Der Kanton sorgt in Zusammenarbeit mit den Gemeinden und Regionen für eine sichere und kostengünstige Grundversorgung mit elektrischer Energie.
- Die Stromversorgungskosten der Konsumenten sind möglichst ausgeglichen zu gestalten.
- Zur Sicherstellung des Service public passt der Kanton seine Gesetzgebung zeitgerecht an sich ändernde Verhältnisse an.

Die Infrastruktur der Stromversorgung der Gemeinden ist ertragsbringend zu nutzen.

Stossrichtungen:

- Der Kanton unterstützt die Gemeinden in ihren Anstrengungen und strebt regionale, überregionale oder gegebenenfalls kantonale Lösungen an.
- Der Kanton hilft den Gemeinden beim Übergang in den geöffneten Strommarkt.

II. Wasserkraftnutzung

Die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftnutzung ist langfristig zu erhalten.

Stossrichtungen:

- Der Kanton setzt sich für eine kantonale, nationale und internationale Verwendung der einheimischen Stromproduktion ein.
- Der Kanton fördert
 - die Bestandessicherung bei bestehenden Anlagen sowie deren Optimierung und Leistungserhöhung;
 - den energiewirtschaftlich sinnvollen und umweltmässig verantwortbaren Weiterausbau der Wasserkräfte.
- Abgeltungsleistungen für die Verleihung von Wassernutzungsrechten sind entsprechend den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen flexibel auszugestalten.
- Entscheidungen von Kanton und Gemeinden bei Wasserkraftnutzungen sind in den Dienst der allgemeinen Elektrizitätspolitik zu stellen.

Die Erträge aus der Wasserkraftnutzung sind zu erhalten sowie möglichst zu steigern.

Stossrichtungen:

- Der Kanton fördert den Zusammenschluss von Unternehmungen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft.
- Der Kanton unterstützt die Verwendung elektrischer Energie im Interesse von Bevölkerung und Wirtschaft.
- Der Kanton festigt im Interesse der Bündner Volkswirtschaft:
 - die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der einheimischen Gesellschaften der Elektrizitätswirtschaft;

- Partnerschaften zwischen der öffentlichen Hand und privaten Energieversorgungsunternehmen;

III. Förderung der Energieeffizienz

Jede Energie ist rationell und sparsam zu verwenden.

Stossrichtungen:

- Dem Gedanken der Nachhaltigkeit verpflichtet, fördert der Kanton die Verminderung des Energieverbrauchs durch
 - eine sparsame und rationelle Energieverwendung;
 - den sinnvollen Ersatz von fossilen durch traditionelle erneuerbare und neue erneuerbare Energieträger;
 - Gebäudesanierungen.
- Zum gleichen Zweck fördert er die kollektiven Verkehrsmittel.
- Der Kanton setzt sich für die rationelle Nutzung der Wasserkraft ein.
- Der Kanton setzt dazu eigene sowie zusätzlich Bundesmittel ein.

IV. Öffentlichkeitsarbeit

Die Energiepolitik des Kantons ist in der Öffentlichkeit verstärkt und verständlich darzulegen.

Stossrichtungen:

- Der Kanton verstärkt seine Informations- und Beratungstätigkeit insbesondere in den Bereichen:
 - Traditionelle einheimische erneuerbare Energieträger, namentlich Wasserkraftnutzung;
 - neue erneuerbare Energieträger.

Anhang 6

Tabellarische Übersicht der Konzessionsabläufe

Gesellschaft	Werk/Anlage	Konzessionsende	Installierte Leistung (MW)	Ø Jahresproduktion (GWh)
RE	Campocologno I & II	2020	52	201
EWZ	Tiefencastel West	2022	26	78
AHS	Pintrun	2024	6	31
AHS	Tavanasa/Obersaxen	2026	4	19
AHS	Russein	2027	11	52
CAG	Roveredo	2028	21	89
EWZ	Tinzen	2035	70	212
KWZ	Zervreila, Safien, Rothenbrunnen, Realta	2037	273	563
ELIN	Lostallo	2038	25	72
EWZ	Bergeller Kraftwerke	2039	209	483
KWF	Frisal (Tavanasa)	2040	13	54
MKW	Soazza	2041	83	245
KHR	Ferrera, Bärenburg, Sils, Thusis	2042	603	1 377
KWR	Reichenau (Domat/Ems)	2042	19	106
MKW	Isola	2042	21	63
MKW	Valbella	2043	4	10
ELIN	Grono	2044	38	94
ALK	Filisur	2046	65	290
KVR	Sedrun, Tavanasa	2048	331	828
EKW	Ova Spin, Pradella	2050	357	1 114
EWZ	Tiefencastel Ost	2050	52	165
RE	Ladral	2052	5	16
EWZ	Solis, Sils, Rothenbrunnen	2057	78	341
GKC	Sand	2060	9	45
GKL	Lüen	2063	7	43
EWSM	Islas	2067	4	16
EWA	Litzirüti	2067	5	22
ALK	Tiefencastel	2068	24	104
PEM	Münstertaler KW	2070	3	18
RE	Taschinas	2071	11	41
KWI	Ilanz I & II	2071	84	277
EKW	Martina	2074	84	299
KWFT	Ferrera	2078	4	19
RE	Klosters, Schlappin, Küblis	2085	68	232
RE	Palü, Cavaglia, Robbia	2089	46	131

Wertbestimmungen

Im Zusammenhang mit den Konzessionsänderungen ist die Bestimmung der Anlagen- und Ertragswerte der Kraftwerksanlagen von Bedeutung. Bei der Bestimmung der Anlagenwerte sind die Buchwerte und die Sachzeitwerte oder Anlagenzeitwerte zu unterscheiden.

1. Anlagenwerte

Die Anlagen werden in die sogenannten «trockenen» und «nassen» Anlagenteile unterteilt. Entsprechend sind auch für diese beiden Anlagenteile die Anlagenwerte zu bestimmen.

Die «nassen» Anlagenteile umfassen alle wasserbenetzten Teilanlagen eines Kraftwerkes. Zu ihnen gehören die Wasserfassungen, die Überleitungen, die Becken, das Wasserschloss, die Druckleitung, die Absperrorgane und die Turbinen inklusive der dazugehörigen Bauten und Einrichtungen.

Die «trockenen» Anlagenteile umfassen die Generatoren zum Erzeugen der elektrischen Energie sowie die Anlagen zum Fortleiten der Energie. Die Anlagen zum Fortleiten der Energie sind gemäss den aktuellen gesetzlichen Grundlagen zu unterscheiden in Anlagenteile zur Zubringung sowie in Anlagenteile zur Übertragung und Verteilung. Die Anlagenteile zur Zubringung umfassen die Leitungen und Schalter über die die elektrische Energie bis zum Übertragungsnetz oder zum Verteilnetz transportiert wird. Die Anlagenteile zur Übertragung und Verteilung umfassen die Schaltanlagen und Leitungen die zur Energieübertragung oder zur Energieverteilung benötigt werden. Leitungen und Schaltanlagen, die sich in Besitz der Kraftwerksgesellschaft befinden, jedoch Bestandteil des Energieübertragungs- und Energieverteilnetzes sind, werden mittel- bis langfristig eine Eigentumsveränderung erfahren.

Beim Heimfall sind die trockenen Anlagenteile durch das heimfallberechtigte Gemeinwesen angemessen zu entschädigen, sofern diese zu Eigentum übernommen werden sollen. Dabei ist die Methodik zur Bestimmung der Anlagenwerte massgebend. Üblicherweise wird der Anlagenwert mittels einer Anlagenbuchhaltung definiert. In die Anlagenbuchhaltung fliessen die Anschaffungswerte ein, die über eine technische Lebensdauer gemäss Branchenempfehlungen linear abgeschrieben werden. Früher angewandte progressive und degressive Abschreibungscharakteristiken werden bei Kraftwerksanlagen derzeit üblicherweise nicht angewendet. Aufgrund der hohen Kapitalkosten in den Anfangsjahren von neuen Kraftwerksanlagen sind zur Realisierung von tieferen Gestehungskosten teilweise progressive Abschreibungen angewandt worden. Zu beachten ist, dass aufgrund von sehr tiefen Marktpreisen im Rahmen der Strommarktöffnung vielfach degressive oder Sonderabschreibungen ausgeführt worden sind.

Aus Sicht der bestehenden Kraftwerksbesitzer wird angestrebt, für die Entschädigung der Anlagen die über einen Index hochgerechneten Anschaffungswerte oder die Wiederbeschaffungswerte als Basis zu nehmen.

2. Ertragswerte

Die Bestimmung der Ertragswerte erfolgt üblicherweise mittels der Barwertberechnung. Mit einer solchen Berechnung werden die zukünftig zu erwartenden Gewinne durch Abzinsung auf den Zeitpunkt der Neuregelung der Wasserrechtskonzession bezogen. Werden mit der Konzessionierung auch Anpassungen der bestehenden Kraftwerksanlagen gemacht, so können für die Bestimmung der Ertragswerte die Erträge basierend auf der angepassten Kraftwerksanlage berücksichtigt werden.

Die Ertragswertberechnungen basieren auf äusserst sensitiven Annahmen, soweit sie die zukünftig erwarteten Strompreise und die Kapitalkostentwicklung betreffen. Von weiterer Bedeutung sind auch die Höhe und der Zeitpunkt der Erneuerungs- und Ersatzinvestitionen.

Die Betriebs- und Unterhaltskosten sowie die Entwicklung des Wasserzinses sind für die Berechnungen weniger sensitiv, da sich diese mit der Teuerung entwickeln und daher in einer realen Betrachtung als konstant angenommen werden können.

In Zukunft dürfte die Besteuerung der Kraftwerke nach dem Ertragswert zusätzlichen Einfluss auf die Barwertbestimmung haben.

Anhang 8

Abkürzungen

ACER	EU-Agentur zur Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
AEV	Amt für Energie und Verkehr
AHS	Axpo Hydro Surselva AG
ALK	Albula-Landwasser Kraftwerke AG
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BEG	Energiegesetz des Kantons Graubünden
BFE	Bundesamt für Energie
BGF	Bundesgesetz über die Fischerei
BHKW	Blockheizkraftwerk
BV	Bundesverfassung
BWRG	Wasserrechtsgesetz des Kantons Graubünden
CAG	Calancasca AG
EGL	Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG
EGzZGB	Einführungsgesetzes zum Schweizerischen Zivilgesetzbuch
EKW	Engadiner Kraftwerke AG
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ELIN	Elettricità Industriale SA Lostallo
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EnAW	Energie-Agentur der Wirtschaft
ENDK	Konferenz Kantonaler Energiedirektoren
EnG	Eidgenössisches Energiegesetz
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWA	arosaenergie
EWSM	Elektrizitätswerk der Gemeinde St. Moritz (St. Moritz Energie)
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
FFG	Finanzhaushaltsgesetz
Fr.	Franken
GEAG	Grischelectra AG
GGO	Geschäftsordnung des Grossen Rates
GKC	Gemeindekorporation Kraftwerk Chur-Sand
GKL	Gemeindekorporation Kraftwerk Lüen
GSchG	Gewässerschutzgesetz
GSchV	Gewässerschutzverordnung
GW	Gigawatt (=1 000 MW)
GWh	Gigawattstunde
HVE	Heimfallverzichtsentschädigung
IBK	Interessengemeinschaft Bündnerischer Konzessionsgemeinden
JAZ	Jahresarbeitszahl
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
KGSchV	Kantonale Gewässerschutzverordnung
KHR	Kraftwerke Hinterrhein AG
kV	Kilovolt
KVR	Kraftwerke Vorderrhein AG
KVUVP	Kantonale Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung

kW	Kilowatt
KWF	Kraftwerke Frisal AG
KWFT	Kraftwerk Ferrera AG, Trun
kWh	Kilowattstunde
KWI	Kraftwerke Ilanz AG
KWR	Kraftwerke Reichenau AG
KWZ	Kraftwerke Zervreila AG
MKW	Misoxer Kraftwerke AG
MuKen	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MW	Megawatt (=1 000 kW)
MWh	Megawattstunde
MWth	Megawatt thermisch
NAI	Nichtamortisierbare Investitionen
NE	Netzebene
PEM	Provedimaint Electric Val Müstair
PJ	Petajoule
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RB	Regierungsbeschluss
Repower	Repower AG
REK	Repower Klosters AG
RES-Richtl.	EU-Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen
RKGK	Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Rp.	Rappen
RPG	Bundesgesetz über die Raumplanung
SBVR	Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung
StromVG GR	Stromversorgungsgesetz des Kantons Graubünden
StromVV	Stromversorgungsverordnung
t	Tonne
TW	Terawatt (=1 000 GW)
TWh	Terawattstunde
UREK-N	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR
UREK-S	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie SR
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VAEW	Verordnung über die Abgeltung von Einbussen bei der Wasserkraftnutzung
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz
WEKO	Wettbewerbskommission
WKK	Wärmekraftkopplung
WP	Wärmepumpe
WRG	Eidgenössisches Wasserrechtsgesetz

