

Bericht

zur Eignerstrategie Wasserkraft



Impressum

Autor: Kanton Uri
Titel: Bericht zur Eignerstrategie Wasserkraft
Ort: Altdorf
Datum: 25. März 2025

Kommission Energiepolitik Uri:

Hermann Epp, Baudirektor (Vorsitz)
Christian Arnold, Gesundheits-, Sozial- und Umweltdirektor
Urs Janett, Finanzdirektor
Roman Balli, Kanzleidirektor
Alexander Walker, Vorsteher Amt für Energie

Projektgruppe:

Roman Balli, Kanzleidirektor
Alexander Walker, Vorsteher Amt für Energie
Rolf Müller, Direktionssekretär, Finanzdirektion
René Brand, Amt für Energie
Stefan Müller, Amt für Energie
Alexander Imhof, Vorsteher Amt für Umweltschutz

Externe Projektunterstützung:

Dominik Rohrer	Schnyder Ingenieure
Gilbert Schnyder	Schnyder Ingenieure

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Ausgangslage	8
2.1	Gesamtenergiestrategie Uri 2008	8
2.2	Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien (SNEE)	8
2.3	Konzessionsende Kraftwerk Lucendro	8
2.4	Eignerstrategie für Wasserkraftkonzessionen 2015	9
2.5	Erfolgskontrolle der Gesamtenergiestrategie	10
2.6	Beteiligungserhöhung bei energieUri	11
2.7	Vorstösse im Landrat	12
3	Wertschöpfungskette Wasserkraft	13
3.1	Übersicht aus Sicht des Staates	13
3.2	Konzessionsgeber	13
3.3	Konzessionär	14
3.4	Kraftwerkbetrieb	14
3.5	Kraftwerkseinsatz und Energieverwertung	15
4	Wasserkraftnutzung im Kanton Uri	17
4.1	Übersicht	17
4.2	Kategorie 1	20
4.3	Kategorien 2 und 3	22
5	Umfeldanalyse	23
5.1	Energiepolitisches Umfeld	23
5.2	Energiewirtschaftliches Umfeld	24
5.3	Herausforderungen und Chancen	25
6	Strategie Kategorie 1	27
6.1	Strategieoptionen	27
6.2	Kraftwerk Lucendro	28
6.3	Reusskaskade und Ritom	31
6.3.1	Ausgangslage	31
6.3.2	Option: Ausübung Heimfall und direkte Beteiligung	33
6.3.3	Option: Aufgeld	33
7	Strategie Kategorien 2 und 3	34
7.1	Strategie Kategorien 2	34
7.2	Strategie Kategorie 3	34
8	Finanzielle Aspekte	35
9	Weiteres Vorgehen	37
	Anhang: Finanzielle Sicht auf Heimfall und neue Konzession	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aktionäre von energieUri bis 2023 und seit 2023	11
Abbildung 2: Rollen im Kontext einer Wasserrechtskonzession	13
Abbildung 3: Schematische Darstellung Absatz zu Marktpreisen	15
Abbildung 4: Schematische Darstellung langfristiger Abnahmevertrag	16
Abbildung 5: Schematische Darstellung fixes Aufgeld	16
Abbildung 6: Karte der Wasserkraftnutzung in Uri	17
Abbildung 7: Laufzeiten Konzessionen der Kraftwerke in Uri	19
Abbildung 8: Kraftwerke der Kategorie 1	20
Abbildung 9: Aktionariat und Energieanteile beim Kraftwerk Göschenen	20
Abbildung 10: Beteiligungsverhältnisse bei den KW Wassen und Amsteg (vor und nach 2021)	21
Abbildung 11: Energieanteile Kraftwerke Kategorie 1	21
Abbildung 12: Kraftwerke der Kategorien 2 und 3	22
Abbildung 13: Spotmarktpreise Schweiz seit 2007	25
Abbildung 14: Strategieoptionen Kategorie 1	27
Abbildung 15: Kraftwerk Lucendo: Rollenteilung zwischen Kanton und Partnerwerk	29
Abbildung 16: Übersicht Reusskaskade	31
Abbildung 17: Gestehungskosten Reusskaskade seit 1999/2000	32
Abbildung 18: Bilanz Kraftwerkgesellschaft zu Beginn und während zweiter Hälfte Konzession	38
Abbildung 19: Bewertung Heimfallsubstrat und Entschädigung alte Kraftwerkgesellschaft	39
Abbildung 20: Überführung in neue Kraftwerkgesellschaft	39
Abbildung 21: Ersatzinvestitionen	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strategien 2015	9
Tabelle 2: Liste der Wasserkraftwerke (Legende zur Karte in Abbildung 6)	18
Tabelle 3: Liste der Verwaltungsratssitze (Legende zur Karte in Abbildung 6)	28
Tabelle 4: Beteiligungsverhältnisse beim Heimfall	32

Abkürzungsverzeichnis

AET	Azienda Elettrica Ticinese
AG	Aktiengesellschaft
AHK	Anschaffungs- und Herstellkosten
Art.	Artikel
BBI	Bundesblatt
BFE	Bundesamt für Energie
BV	Bundesverfassung (SR 101)
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
EEX	European Energy Exchange
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz (nicht in Kraft getreten)
EnG	Energiengesetz des Bundes (SR 730.0)
EPU	Kommission Energiepolitik Uri
EVS	Einspeisevergütungssystem
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWG	Elektrizitätswerk Göschenen
EWU	Elektrizitätswerk Ursern
GNG	Gewässernutzungsgesetz des Kantons Uri (RB 40.4101)
GWE	Gemeindewerke Erstfeld
GWh	Gigawattstunden (1 GWh = 1000 MWh = 1'000'000 kWh)
Hz	Hertz
KLL	Kraftwerke Linth-Limmern
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
KWG	Kraftwerk Göschenen
kWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt (1 MW = 1000 kW)
MWh	Megawattstunden (1 MWh = 1000 kWh)
OTC	Over the Counter (ausserbörsliches, bilaterales Handelsgeschäft)
Rp.	Rappen
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SNEE	Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung (SR 734.7)
TWKW	Trinkwasserkraftwerk
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber
WASTA	Wasserkraftstatistik
WRG	Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (SR 721.80)

Kurzfassung

Die Wasserkraft wird im Kanton Uri bereits seit langer Zeit genutzt. Die ersten Kraftwerke, die aus der mechanischen Energie des Wassers Elektrizität erzeugen, entstanden im späten 19. Jahrhundert. Zudem wird Wasser aus dem Kanton Uri auch in ausserkantonalen Kraftwerken genutzt.

Wasserrechtskonzessionen enden in der Schweiz nach spätestens 80 Jahren. Bei zahlreichen Konzessionen in der ganzen Schweiz ist diese Frist in den nächsten 10 bis 20 Jahren erreicht, so auch im Kanton Uri. Aktuell verfügt der Kanton Uri direkt und indirekt lediglich über einen Anteil von 14% am Aktienkapital der Kraftwerke. Hinzu kommen Anteile der Korporationen und einzelner Gemeinden. Der grösste Teil der Wasserkraftnutzung liegt aber in der Hand der SBB und anderer ausserkantonomer Akteure. Bereits 2008 hat der Kanton Uri in der Gesamtenergiestrategie Überlegungen angestellt, wie er seinen Anteil an der Wertschöpfung erhöhen kann. Im Fall des Kraftwerks Lucendro hat der zuständige Landrat 2013 den Heimfall der Anlagen nach Ablauf der Konzession beschlossen. Verbunden damit ist auch die Eignerstrategie Wasserkraft aktualisiert worden. Das vorliegende Dokument bildet die Weiterführung der geltenden Eignerstrategie, indem es diese punktuell ergänzt und schärft.

Per Ende 2024 endete die Konzession Lucendro. Die Kantone Uri und Tessin konnten sich im letzten Moment unter Einbezug des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) einigen. Diese Einigung vom 1. November 2024 sieht vor, dass die beiden Kantone die Nutzung der Gewässer in der Gotthardregion zu gleichen Teilen (50% - 50%) einer Gesellschaft mit Sitz in Airolo gewähren, wobei Uri 57 Prozent der produzierten Energie zusteht. Bis zur definitiven Konzessionsvergabe wird das Kraftwerk durch die heutige Lucendro SA weitergeführt. Diese Übergangsphase von gut drei Jahren gilt es zu nutzen, um all die offenen Fragen und Angelegenheiten rund um die Konzessionierung sowie den Betrieb des Kraftwerks und die Verwertung der Energie in tatsächlicher, rechtlicher und energiepolitischer Hinsicht zu klären.

Darüber hinaus gilt es nun, das Konzessionsende der weiteren Anlagen vorzubereiten. Die EPU schlägt vor, dabei eine Unterscheidung der Wasserkraftwerke in drei Kategorien vorzunehmen. Die Kategorie 1 umfasst die grössten Anlagen, namentlich jene der SBB und CKW sowie das Kraftwerk Lucendro. Für sie ist eine explizite Strategie vorzusehen, da bei ihnen der Anteil des Kantons heute sehr tief, die Energieproduktion gleichzeitig sehr hoch ist. Für die Anlagen der mittleren Kategorie 2 sowie der kleinen Kategorie 3 wird eine Konzessionserneuerung mit den bestehenden Konzessionären vorgeschlagen. Es handelt sich dabei um Urner Akteure, welche diese Werke in der Vergangenheit erstellt und seither betrieben haben. Allerdings ist der Verzicht auf den Heimfall einheitlich zu entschädigen.

Die Bedeutung einer sicheren und preiswerten Energieversorgung hat in letzter Zeit weiter zugenommen. Der Ausbau der Winterproduktion wird politisch unterstützt. Andererseits sind in den letzten 15 Jahren auch in der Schweiz Grosshandelsmärkte für elektrische Energie entstanden. Die Preisentwicklung an diesen Börsen widerspiegelt den Wert der Energieproduktion, der im Laufe der Zeit sehr unterschiedlich ausfällt. Damit verbunden ist mehr Transparenz sowie Möglichkeiten der Stromvermarktung, die beim Bau der grossen Anlagen vor 60 bis 100 Jahren nicht zur Verfügung standen.

Die Ausübung des Heimfallrechts und die stärkere Beteiligung an den Urner Wasserkraftwerken erlaubt es dem Kanton Uri in den nächsten 15 bis 20 Jahren, sich stärker an der Wertschöpfung zu beteiligen. Dabei geht es nicht darum, die Anlagen durch kantonale Angestellte selbst operativ zu betreiben. Der technische Betrieb kann dabei ebenso an einen Dienstleister ausgelagert werden wie die Energieverwertung. Es besteht aber die Möglichkeit, Synergien zwischen den einzelnen Anlagen zu nutzen sowie attraktive Arbeitsplätze innerhalb des Kantons zu schaffen bzw. zu erhalten. Der Einsatz geeigneter Instrumente wird es erlauben, die wirtschaftlichen Risiken im Griff zu halten. Der Kanton strebt dabei eine enge Zusammenarbeit mit beiden Korporationen an. Es ist dabei wichtig, dass die Urner Wasserrechtsgeber ihre Strategien abstimmen und damit eine gute Verhandlungsposition aufbauen. Ein grosser Vorteil des Kantons als Aktionär ist seine langfristige Orientierung. Mit dem Konstrukt der Partnerwerke steht dafür eine bewährte Struktur zur Verfügung, welche eine Einbindung weiterer staatlicher oder privater Aktionäre erlaubt.

1 Einleitung

Gemäss Bundesverfassung liegt die Gewässerhoheit in der Schweiz bei den Kantonen. In Uri gibt es nebst den öffentlichen Kantonsgewässern auch öffentliche Korporationsgewässer, über deren Nutzung die entsprechende Korporation Uri bzw. Ursern entscheidet¹. Der Betrieb eines Wasserkraftwerks erfordert in der Regel eine gemäss Bundesrecht maximal 80 Jahre dauernde Wassernutzungskonzession. Beim Konzessionsende besteht für den Konzessionsgeber die Möglichkeit, das Heimfallrecht auszuüben, sofern ein solches Recht in der Konzession bzw. im kantonalen Gesetz vorgesehen ist.

Dies erlaubt es der öffentlichen Hand, beim Auslaufen von Konzessionen eine Neubeurteilung der Lage vorzunehmen und die Nutzungsrechte allenfalls neu zu regeln. Mehrere Schweizer Kantone haben vor diesem Hintergrund eine Wasserkraftstrategie formuliert mit dem Ziel, die Nutzung der Wasserkraft zu sichern und den innerkantonalen Anteil an der Wertschöpfung zu steigern. Auch der Kanton Uri befasst sich seit 2008 konkret mit der strategischen Positionierung hinsichtlich der Wasserkraft.

Bereits in den 1980er Jahren ist anlässlich der Totalrevision der Kantonsverfassung von 1888 im 5. Abschnitt unter dem Überbegriff Lebensraum im Art. 50 zu den öffentlichen Sachen im Abs. 4 festgehalten worden, dass Wasserkräfte, die dem Kanton gehören, nur zur Nutzung verliehen werden dürfen, wenn sich der Kanton am Unternehmen des Beliehenen erheblich beteiligen kann². Die Kantonsverfassung ist in der Volksabstimmung vom 28. Oktober 1984 angenommen und in der Herbstsession 1985 von den eidgenössischen Räten gewährleistet worden.

Der vorliegende Bericht, der durch die Kommission Energiepolitik Uri (EPU) erarbeitet wurde, stellt eine Aktualisierung der bereits erarbeiteten Grundlagen dar. Er basiert auf der Eignerstrategie aus dem Jahr 2008, die im Jahr 2015 überprüft und den damaligen Gegebenheiten angepasst wurde. Als Ziele wurden die Mehrheitsbeteiligung des Kantons Uri an bestehenden und neuen Kraftwerksanlagen sowie beim Kraftwerk Lucendro die Gründung eines Partnerwerks mit dem Kanton Tessin favorisiert.

Die zwischenzeitlich veränderten Rahmenbedingungen und Erfolge wurden im aktuellen Prozess einbezogen. Als wesentliche Bestandteile fallen darunter die im Juni 2022 erlangte Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Urner Hand bei energieUri sowie die Ende 2024 erzielte Einigung zum Heimfall und zum künftigen Betrieb des Lucendro-Kraftwerks. Damit wurde die bestehende Strategie ergänzt und geschärft, damit dem Regierungsrat eine solide Grundlage für künftige Entscheidungsfindungen und Verhandlungen zur Verfügung steht. Dies einerseits als Basis für die Vorbereitung der anstehenden Heimfälle beim Auslaufen bestehender Konzessionen, andererseits auch als Handlungsanleitung für künftige Konzessionsvergaben. Der Kanton Uri tritt bei Kraftwerken mit mehreren Konzessionsgebern in enger Zusammenarbeit mit den Korporationen auf. Der Regierungsrat will im Rahmen der verfassungsmässigen Zuständigkeitsordnung grundsätzlich geeint mit den Korporationen auftreten. Selbstredend haben die Kantonsinteressen bei der Einräumung von kantonalen Nutzungsrechten gegenüber allfällig divergierenden Interessen dieser Dritten Vorrang. Die Abwägung erfolgt daher in jedem Einzelfall. Dabei findet die Strategie unmittelbar Anwendung bei der Klärung der noch offenen Fragen rund um die Übergangsphase und die Konzessionserneuerung beim Kraftwerk Lucendro.

¹ Gemäss Art. 15 Gewässernutzungsgesetz (GNG) bedürfen eigene oder verliehene Wasserkraftnutzungen der Korporationen zur Energieerzeugung oder zur Pumpspeicherung der Genehmigung durch den Regierungsrat.

² vgl. BBl 1985 II 621

2 Ausgangslage

2.1 Gesamtenergiestrategie Uri 2008

Die Gesamtenergiestrategie Uri aus dem Jahr 2008 enthält eine umfassende Darstellung der energiepolitischen Ausgangslage. Eine wesentliche Komponente bildet dabei auch die Nutzung der Wasserkraft. Bereits damals wurde festgestellt, dass der Kanton nur in geringem Umfang an der Wertschöpfung partizipiert.

2.2 Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien (SNEE)

Im Rahmen einer Überarbeitung der Gesamtenergiestrategie ist ab 2012 das Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien (SNEE) entwickelt worden. Es legt fest, welche Gebiete für die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik infrage kommen. Im Bereich Wasserkraft wird der Kanton in drei Teilbereiche unterteilt. In jedem von ihnen sind Gewässerstrecken definiert worden, an denen eine Nutzung möglich ist, ggf. mit erhöhten Anforderungen sowie solche, an denen eine Nutzung ausgeschlossen ist bzw. darauf verzichtet wird. Im Jahr 2013 ist das SNEE angepasst worden.

Das Ziel der Gesamtenergiestrategie 2008 lag bei einer Steigerung der Produktion aus Wasserkraft um 10% resp. jährlich 155 GWh. Davon sollen 100 GWh aus neuen Kraftwerken an bisher ungenutzten Gewässern stammen, die im Rahmen des SNEE realisiert werden. Das restliche Potenzial stammt aus der Optimierung der Reusskaskade (50 GWh) und Kraftwerke ohne ökologische Beeinträchtigungen (Dotier-, Trink- und Abwassernutzung, 5 GWh). Seit der Einführung des SNEE 2012 sind insgesamt 14 Wasserkraftwerke neu gebaut oder erweitert worden. Die Gesamtproduktion dieser Anlagen beträgt jährlich über 100 GWh, wobei der grösste Teil der Erzeugung in den Sommermonaten anfällt. Das Ziel von 2008 ist damit noch nicht vollständig erfüllt. Als nächstes Werk wird das KW Meiental voraussichtlich 2028 in Betrieb gehen, wobei mit einer Jahresproduktion von ca. 32 GWh gerechnet wird.

Die Anlagen sind allesamt als Partnerwerk mit mehreren Aktionären organisiert und profitieren von der nationalen Förderung über das Einspeisevergütungssystem (EVS)³. Da die Korporation Uri durch das SNEE teilweise auf die Nutzung eigener Gewässer sowie auf den Bau von Wind- und freistehenden Solaranlagen verzichtet hat, konnte sie sich an drei Partnerwerken beteiligen, die Gewässer des Kantons nutzen. Zudem profitiert sie von den Wasserzinszahlungen jener Anlagen, die an Korporationsgewässern realisiert worden sind.

2.3 Konzessionsende Kraftwerk Lucendro

In den Zentralen Airolo und Sella wird Wasser aus den Kantonen Uri und Tessin zur Stromproduktion genutzt. Die Atel (heute Alpiq) erstellte und betrieb die Kraftwerkanlagen. Die durch die Kantone Uri und Tessin erteilten Konzessionen endeten am 31. Dezember 2024. Beide Kantonsparlamente haben sich mit dieser Frage auseinandergesetzt und 2013 entschieden, die Konzessionen nicht zu verlängern sowie den Heimfall auszuüben.

³ vgl. Art. 19ff Energiegesetz des Bundes (EnG, SR 730.0)

2015 verkaufte die Alpiq die Anlage an die Azienda Elettrica Ticinese (AET). Die AET ist eine selbstständige öffentlich-rechtliche Anstalt des Kantons Tessin, die im Bereich der Erzeugung, der Verteilung und dem Verkauf von elektrischer Energie tätig ist⁴.

Nachdem Differenzen zwischen den beiden Kantonen über die Höhe der jeweiligen Anteilsrechte aufgetreten sind, ist das für solche Fälle zuständige Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beigezogen worden⁵. Am 1. November 2024 ist durch die Vermittlung von Bundesrat Albert Rösti, Vorstehers des UVEK, eine Einigung erzielt worden. Die Vereinbarung zwischen den beiden Kantonsregierungen hält im Grundsatz fest, dass sich Aktienanteile an der künftigen Betreiber-gesellschaft je hälftig auf beide Kantone verteilen. Von der produzierten Energie hat der Kanton Uri Anspruch auf 57%. Er übernimmt ausserdem die kaufmännische Geschäftsführung, während der Kanton Tessin für die Sicherstellung des technischen Betriebs verantwortlich ist. Mit der Kompromisslösung konnte ein Rechtsstreit über das Konzessionsende hinaus verhindert werden.

Ab dem 1. Januar 2025 wird die Anlage, gestützt auf einen Entscheid des UVEK, von der bisherigen Lucendro SA provisorisch weiterbetrieben. Diese Regelung gilt bis zur Erteilung der neuen Konzession, maximal drei Jahre.

2.4 Eignerstrategie für Wasserkraftkonzessionen 2015

Gleichzeitig mit dem im Jahr 2013 gefällten Vorentscheid des Urner Landrats zum Heimfall Lucendro ist auch die Eignerstrategie Wasserkraft aktualisiert worden. Darin sind neun Handlungsoptionen skizziert worden, die aus Sicht der damaligen Beteiligungs- und Bezugsverhältnisse zu betrachten sind. Sie lassen sich verkürzt mit folgenden Schlagworten zusammenfassen:

A	B	C	D	E	F	G	H1/H2	I1/I2
Rückzug	Rückzug mit Fokus auf Abgaben	Status Quo Fokus auf Abgaben	Energie bezug 20%	Minderheitsbeteiligung	Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Beteiligung energieUri	kantonale Gesellschaft

Tabelle 1: Strategien 2015

Alle Strategien wurden damals einer umfassenden Evaluation unterzogen. Schliesslich entschied sich der Regierungsrat bei bestehenden Anlagen für folgende Ziele:

- Beim Konzessionsende bestehender Kraftwerkenanlagen strebt der Kanton Uri mindestens eine Mehrheitsbeteiligung an der zukünftigen Nutzung der Wasserkraft an, sofern die Umsetzung des Projekts aus Sicht des Kantons Uri wirtschaftlich ist. Ob eine Mehrheitsbeteiligung oder die Eigennutzung des Wassers im Hoheitsgebiet des Kantons Uri angestrebt wird, hängt von der Beurteilung der Chancen und Risiken im Einzelfall ab (Strategie F).
- Beim Kraftwerk Lucendro ist die Gründung eines Partnerwerks mit dem Kanton Tessin zu favorisieren (Strategie G).

⁴ Gemäss dem Tessiner Wasserrechtsgesetz (Legge sull'utilizzazione delle acque, RL 721.100) übt der Kanton Tessin beim Konzessionsende den Heimfall aus (Art. 17) und vergibt die Konzession bei Anlagen über 1.5 MW Bruttoleistung ausschliesslich an einen Konzessionär, der sich vollständig oder mehrheitlich im Eigentum des Kantons befindet (Art. 18).

⁵ vgl. Art. 6 WRG

Die Ziele spiegeln sind auch im erwähnten Art. 50 der Kantonsverfassung, wonach der Kanton nur dann Wasserrechte verleiht, wenn er sich an der Gesellschaft erheblich beteiligen kann. Es handelt sich dabei allerdings um ein explizites Recht des Kantons, keine unbedingte Pflicht. Einen Spezialfall stellen in dieser Hinsicht die Kraftwerke der SBB dar. Der Kanton Uri war früher bereits an der Kraftwerk Amsteg AG sowie der Kraftwerk Wassen AG beteiligt. Im Jahr 2021 sind die Kraftwerkanlagen dieser beiden Gesellschaften in die SBB integriert und die AGs liquidiert worden. Damit die Verfolgung der in Art. 50 der Kantonsverfassung formulierten Ziele weiterhin sichergestellt werden kann, ist ein Bezugsrecht beibehalten worden.

2.5 Erfolgskontrolle der Gesamtenergiestrategie

Die im Jahr 2022 durchgeführte Erfolgskontrolle der Urner Gesamtenergiestrategie 2008 hat ergeben, dass im Bereich Wasserkraft das vorhandene Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist⁶. Im Zentrum steht deshalb die optimierte Nutzung der Reusskaskade.

Die daraus resultierende Gesamtenergiestrategie 2030 ist abgestimmt mit dem Klimaschutz-Konzept sowie den Vorgaben des Bundes (Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis 2050). In der Strategie werden für sieben Teilbereiche qualitative Ziele formuliert, die bis 2050 zu erreichen sind. Das zweite Ziel unter dem Titel Ausnützung des Wasserkraftpotenzials beinhaltet zwei Aspekte:

- Das Wasserkraftpotenzial wird in Einklang mit den schutzwürdigen Interessen von Natur und Umwelt vollständig ausgeschöpft (WK-1).
- Die Stellung der öffentlichen Hand bei der Wasserkraftnutzung wird erhöht und eine marktgerechte Entschädigung erzielt (WK-2).

Die Gesamtenergiestrategie enthält bezüglich der Wasserkraftnutzung Aussagen zu den Produktionsmöglichkeiten, zur Strompreisentwicklung sowie zum Wasserzins. Ausserdem sind den beiden Zielen je zwei Massnahmen zugeordnet.

Die optimierte Nutzung der Reusskaskade beinhaltet die Erhöhung des Staudamms in der Göscheneralp um 15 Meter sowie die Erhöhung der Ausbauwassermenge auf der Kraftwerkstufe Göschenen-Wassen (Massnahme WK-1a). Bei der Ermittlung der Potenziale für Kleinstkraftwerke in Gewässern ohne ökologisches Potenzial sowie aus Nebennutzungsanlagen (Trink- und Abwasserturbinierung sowie Dotierkraftwerke) unterstützt der Kanton die Gemeinden und Korporationen (Massnahme WK-1b).

Zur Umsetzung der Eignerstrategie Wasserkraft 2015 wird die Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand am energieUri (Massnahme WK-2a) sowie die bestmögliche Vermarktung von Beteiligungsenergie und Energiebezugsrechten angestrebt (Massnahme WK-2b).

⁶ Identifiziert wurde einzig noch ein Potenzial im Meiental. Das entsprechende Kraftwerk mit einer Jahresproduktion von ca. 30 GWh befindet sich in der Realisierung.

2.6 Beteiligungserhöhung bei energieUri

Zur Erreichung des langfristigen Ziels einer stärkeren Beteiligung des Kantons an energieUri haben der Kanton Uri, energieUri und CKW im Dezember 2020 eine Vereinbarung unterzeichnet, die zu einer schrittweisen Erhöhung auf 40% (Zielwert) führen soll⁷.

Im Januar 2021 hat der Regierungsrat Bericht und Antrag vorgelegt für einen Vorentscheid zur Konzessionsvergabe Kraftwerk Lucendro. Darin sah er vor, den Anteil des Kantons Uri an energieUri zu vergeben. Im Gegenzug würde der Kanton seinen Anteil an energieUri von 29% auf 34% erhöhen. Im Bericht wurden 48% als mittelfristiges und eine Mehrheitsbeteiligung als langfristiges Ziel genannt. Der Landrat hat am 26. Mai 2021 auf Antrag der Baukommission das Geschäft mit drei Direktiven an den Regierungsrat zurückgewiesen. Verlangt wurden erneute Verhandlungen mit CKW bzw. ihrer Muttergesellschaft Axpo, um eine verbindliche Zusage mit Zeitplan für eine Mehrheit der öffentlichen Hand an energieUri zu erhalten.

Im Frühjahr 2023 haben der Kanton und die Korporation Uri nach langwierigen Verhandlungen zusätzliche Anteile an der energieUri AG erwerben können. Die bisherige Mehrheitsaktionärin CKW reduzierte ihren Anteil von 62% auf 10%. Als neuer strategischer Partner ist Swiss Life mit einem Drittel der Aktien hinzugekommen. Den Gemeinden wurden Aktienanteile zum Kauf angeboten, einzelne haben davon Gebrauch gemacht. Allerdings sind nicht alle dafür vorgesehenen Anteile abgerufen worden, weshalb der Kanton auf einen Anteil von 37% anstelle der ursprünglichen 34% kommt.

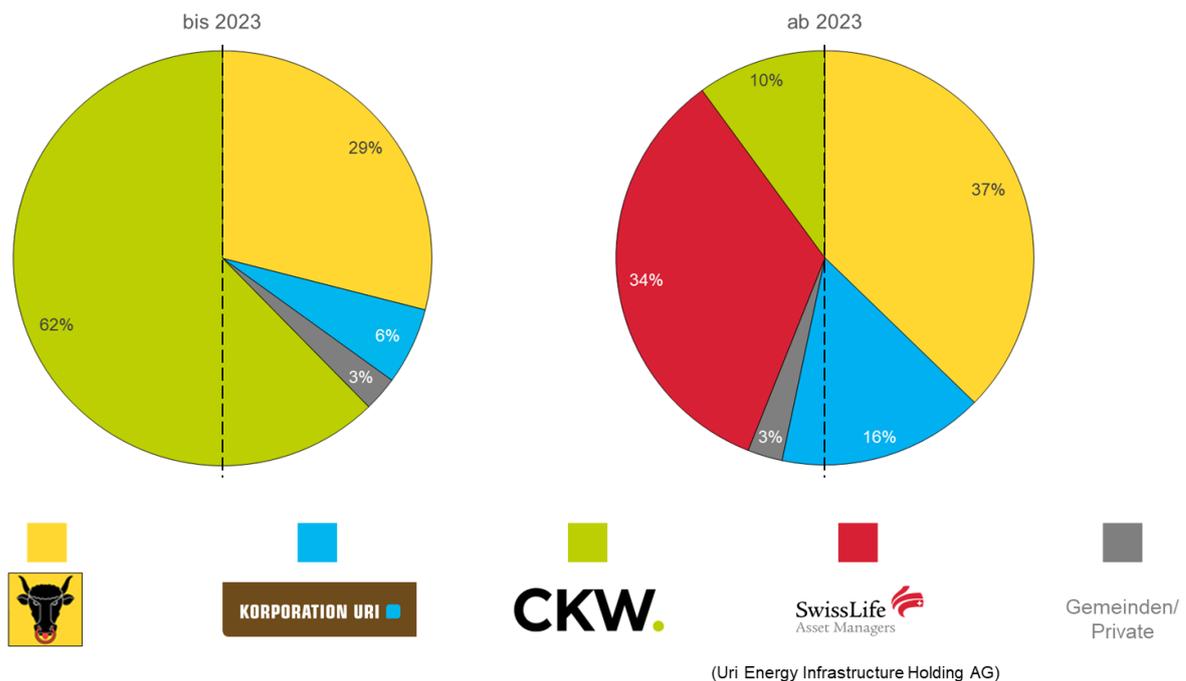


Abbildung 1: Aktionäre von energieUri bis 2023 und seit 2023

⁷ vgl. Amtsblatt Nr. 1 vom 8. Januar 2021, S. 13

Gemeinsam haben heute der Kanton und die Korporation Uri die angestrebte Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand damit erreicht. Dies bedeutet jedoch nicht, dass sämtliche Aktionäre jederzeit die gleichen Interessen verfolgen. Beim Kanton spielen bspw. neben den energie- und finanzpolitischen Interessen auch regionalpolitische Faktoren eine Rolle.

Das Ziel für eine Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand an der energieUri AG war die Sicherstellung der Stromversorgung im Kanton Uri, der Erhalt von Arbeitsplätzen, die Stärkung des Wirtschaftsstandorts Uri sowie eine höhere Partizipation an den Einnahmen der Energieproduktion. Mit der Mehrheitsbeteiligung an der energieUri AG erhielt die öffentliche Hand somit ein Gefäss für die zukünftige Nutzung der Urner Wasserkraft, welches eine optimale Wertschöpfung für den Kanton Uri sicherstellt.

2.7 Vorstösse im Landrat

Auch das Kantonsparlament hat sich immer wieder mit energiepolitischen Fragestellungen zu befassen, unter anderem aufgrund von eingereichten Vorstössen.

Ein Postulat vom 9. Dezember 2022 unter dem Titel «Bessere Grundversorgung mit Strom im Winter für alle Urnerinnen und Urner» fordert im Hinblick auf das Konzessionsende Lucendo, dass die künftigen Energiebezugsrechte aus dieser Anlage primär zur Sicherung und Verbesserung der Grundversorgung im Einzugsgebiet der drei Urner Stromversorgungsunternehmen eingesetzt werden. Der Kanton soll lediglich die verbleibenden Beteiligungs- und Energiebezugsrechte bestmöglich verwerten. Der Regierungsrat hat die Überweisung des Postulats empfohlen, damit der Gegenstand geprüft und darüber im Rahmen der Eigenerstrategie Wasserkraft Bericht erstattet werden kann.

Eine Interpellation mit dem Titel «Zur Public Corporate Governance im Verhältnis zur EWA-energieUri AG» vom 6. September 2023 hat Fragen gestellt zur Einsitznahme des Kantons im Verwaltungsrat (VR) des erwähnten EVU. Der Regierungsrat hat die Fragen am 19. Dezember 2023 mit Verweis auf die Public Corporate Governance Richtlinien (PCG-Richtlinien) beantwortet. So ist der Kanton zwar mit zwei Regierungsräten im VR vertreten, der Baudirektor ist für ein solches Mandat jedoch ausdrücklich nicht vorgesehen. Als für die Energiepolitik und damit auch die Verleihung von Wasserrechtskonzessionen zuständiges Mitglied des Regierungsrats würden sich unweigerlich Interessenkonflikte ergeben.

Ebenfalls anlässlich der Landratssitzung vom 6. September 2023 eingereicht worden ist eine weitere Interpellation «über die Strategie der Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand an EWA-energieUri». Darin werden konkrete Fragen zur Wahrung der öffentlichen Interessen im Zusammenhang mit künftigen Konzessionsvergaben sowie der Vertretung im Verwaltungsrat von energieUri gestellt. Es wird explizit auf mögliche Spannungsfelder zwischen den wirtschaftlichen Interessen der Unternehmung und den Interessen der Öffentlichkeit hingewiesen. Die Beantwortung dieses Vorstosses wird im Nachgang zur Überarbeitung der Eigenerstrategie des Kantons für energieUri erfolgen.

3 Wertschöpfungskette Wasserkraft

3.1 Übersicht aus Sicht des Staates

Die Wasserkraftnutzung erfordert gemäss dem Recht des Bundes sowie des Kantons Uri eine Konzession⁸. Die Konzession wird dem Kraftwerkeigentümer erteilt (Konzessionär), welcher in der Regel eine juristische Person ist. Die Erteilung einer Wasserrechtskonzession ist Teil des hoheitlichen staatlichen Handelns. Dieses kann nicht an Private delegiert werden. Eigentum und Betrieb einer Kraftwerkanlage sowie Verwertung der produzierten Energie gehören hingegen in die Sphäre der wettbewerblich organisierten Wirtschaft (Abbildung 2).

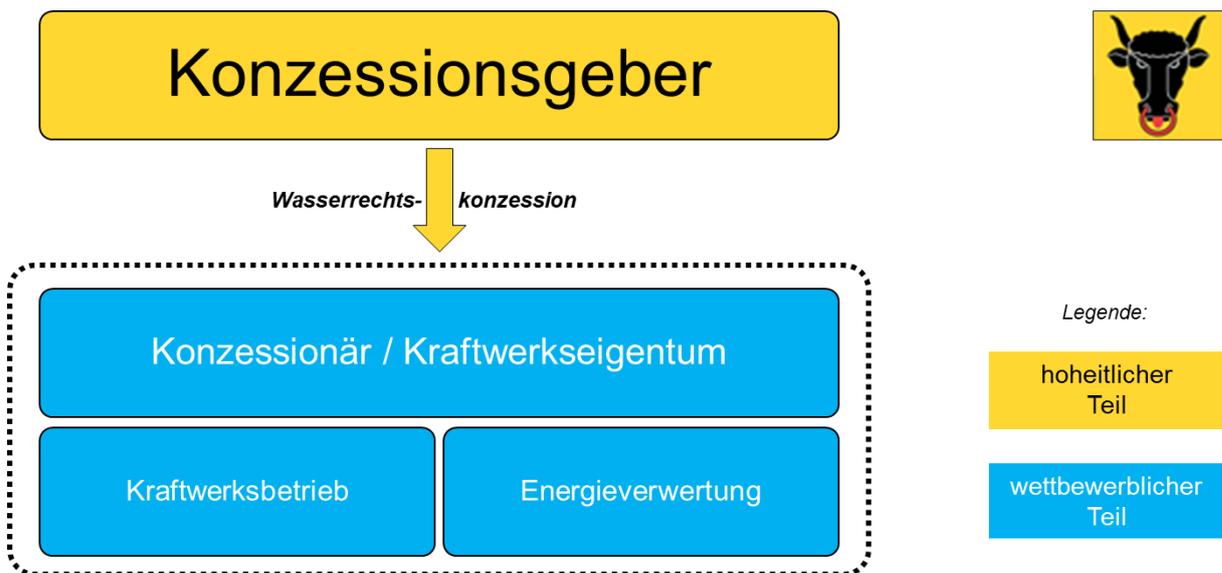


Abbildung 2: Rollen im Kontext einer Wasserrechtskonzession

Der Staat kann auch im wettbewerblichen Bereich aktiv werden. Dabei gelten für ihn jedoch die gleichen Regeln wie für private Akteure. Umso wichtiger ist es, die Rollen des Staates sowie der Ziele, die er mit einer Beteiligung verfolgt, klar zu definieren. Dies ist Teil einer modernen Public Corporate Governance.

3.2 Konzessionsgeber

Für die Erteilung einer Konzession sind die Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes des Bundes (WRG) sowie das kantonale Gewässernutzungsgesetz (GNG) massgebend. Die Konzession enthält zahlreiche Vorgaben und Festlegungen. Im vorliegenden Kontext von Interesse sind Regelungen betreffend den Wasserzins, die Beteiligung des Kantons am Kraftwerkunternehmen, die Vorzugs- bzw. Gratisenergielieferungen und der Heimfall. An der Kompetenzverteilung bei der Erteilung von Wasserrechtskonzessionen (hoheitlicher Teil gemäss Abbildung 2) soll nichts geändert werden. Der vorliegende Bericht befasst sich deshalb schwergewichtig mit dem wettbewerblichen Teil der Wasserkraftnutzung. Damit diese Optionen dem Kanton überhaupt offenstehen, ist das Bestehen eines Heimfallrechts die Voraussetzung. Dies ist in sämtlichen relevanten Konzessionen enthalten.

⁸ Art. 50 der Kantonsverfassung

3.3 Konzessionär

Eine Konzession kann erteilt werden an eine natürliche oder juristische Person, eine Personengemeinschaft oder eine Körperschaft des öffentlichen Rechts. Konzessionen an natürliche Personen oder an Personengemeinschaften kommen praktisch nicht (mehr) vor. Wasserkraftwerke sind kapitalintensive Anlagen, verbunden mit hohen Investitionen und langen Abschreibungsdauern. In der Vergangenheit haben sich für die Realisierung von grösseren Kraftwerkprojekten meist mehrere Elektrizitätsunternehmen zu einem Partnerwerk zusammengeschlossen. In diesen Fällen ist die entsprechende Aktiengesellschaft Konzessionärin.

In jüngerer Zeit sind im Kanton Uri auch die kleineren Anlagen, die auf Basis des SNEE realisiert worden sind, als Partnerwerke ausgestaltet worden. Nebst dem Projektanten sind daran wahlweise auch der Kanton Uri, die Korporation Uri, einzelne Gemeinden und ggf. Dritte beteiligt. Diese Anlagen setzen ihre Energieproduktion über das Einspeisevergütungssystem ab (vgl. Tabelle 2).

Teilweise befinden sich Wasserkraftwerke im alleinigen Eigentum der lokalen Energieversorger. Sowohl das Elektrizitätswerk Ursern (EWU) der Korporation Ursern als auch die Gemeindewerke Erstfeld (GWE) und das Elektrizitätswerk Göschenen (EWG) sind als öffentlich-rechtliche Anstalten ausgestaltet und die entsprechenden Wasserkraftwerke in die Unternehmung integriert⁹. In Einzelfällen sind Wasserkraftwerke von Privaten erstellt worden. All diese Werke benötigen ebenfalls eine Wasserrechtskonzession.

3.4 Kraftwerkbetrieb

Der Kraftwerksbetrieb umfasst eine technische und eine administrative Seite, die unter Umständen getrennt voneinander wahrgenommen werden können.

Der technische Betrieb eines Kraftwerks umfasst laufende Wartungsarbeiten (Inspektion, Instandhaltung, Instandsetzung etc.) sowie periodische Revisionen. Diese Arbeiten werden durch technisches Personal durchgeführt, welches je nachdem für eine oder mehrere Anlagen zuständig ist. Bei Störungen ist eine rasche Intervention vor Ort wichtig. Jede Wasserkraftanlage ist einzigartig in ihrer Anlagenkonfiguration. Kenntnisse der Besonderheiten sind deshalb für diese Tätigkeiten ebenfalls unabdingbar. Durch die zunehmende Automatisierung und Fernsteuerung der Anlagen hat die physische Präsenz vor Ort zwar abgenommen, auf sie kann aber nicht vollständig verzichtet werden. Es ist aber möglich, dass Betriebsmannschaften für den Unterhalt mehrerer Anlagen in einer Region zuständig sind und dadurch Synergien nutzen. Für periodische Revisionen, welche alle paar Jahre stattfinden, werden schliesslich externe Spezialisten beigezogen.

Zum administrativen Teil zählt die Geschäftsführung, welche nebst der eigentlichen Führung auch Personal, Rechnungswesen, Berichterstattung und allgemeine Administration umfasst. Hinzu kommt die Planung von Revisionen, Ersatzinvestitionen oder allfälligen Erweiterungen. Gewisse Stabsfunktionen

⁹ Das EWG-eigene Wasserkraftwerk wurde 1959 an die neu gegründete Kraftwerk Göschenen AG (KWG) verpachtet. 2016 nahm das Kleinwasserkraftwerk Sagenbach Abfrutt seinen Betrieb auf. Es befindet sich bis 2041 im System der Einspeisevergütung.

wie Interessenvertretung, Rechtswesen, Unternehmensentwicklung und -kommunikation werden selten von einer Kraftwerkgesellschaft selbst wahrgenommen. Dafür zuständig ist allenfalls die Muttergesellschaft.

3.5 Kraftwerkseinsatz und Energieverwertung

Der technische Kraftwerkeinsatz umfasst den Einsatz der einzelnen Maschinengruppen aufgrund von vorgängig erstellten Programmen (Fahrplan). Jeder bezugsberechtigte Partner meldet dafür seinen Energiebedarf in ¼-stündlicher Auflösung an. Dabei sind bestehende Restriktionen wie Seestände, die Verfügbarkeit der Anlagen oder die Vorhaltung von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen. Bei Partnerwerken ist jeweils einer der Aktionäre für den Kraftwerkeinsatz zuständig. Die Kraftwerke sind heutzutage aus der Ferne steuerbar. In der Regel koordinieren die grossen Wasserkraftbetreiber den Einsatz ihres gesamten Portfolios von einer zentralen Leitstelle aus. Dies bedeutet auch, dass eine Gesamtbetrachtung stattfindet und die anteilige Produktion für die einzelnen Partner nicht zwingend zu jeder Zeit mit dem eingereichten Fahrplan übereinstimmt. Die Übereinstimmung von Bestellung und Lieferung wird über das Bilanzgruppenmanagement sichergestellt.

Die produzierte und mittels Fahrplänen an die einzelnen Partner gelieferte Energie kann von diesen eigenständig verwertet werden. Dabei stehen ihnen mehrere Optionen offen. Nebst dem Absatz in einem Fördersystem oder der direkten Belieferung von eigenen Endkunden steht zunehmend der Absatz am Grosshandelsmarkt im Zentrum. Dabei gilt es, die hydrologischen Verhältnisse einerseits und die Marktpreise andererseits zu berücksichtigen. Zur Optimierung der Produktion aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind deshalb profunde Marktkennntnisse und der Zugang zu aktuellen Markt- und meteorologischen Prognosedaten notwendig. Grosse EVU nehmen diese Aufgabe mit eigenen Handelsabteilungen wahr. Die öffentliche Hand als Aktionär kann hingegen einen Dienstleister damit beauftragen.

In der Folge werden drei unterschiedliche Modelle der Energieverwertung kurz skizziert, die alle in der Schweiz bei der Vermarktung von Wasserkraftwerken zum Einsatz kommen. Die Gestehungskosten werden einheitlich durch die graue Linie symbolisiert, die Nettoeinnahmen durch die grüne Fläche.

Beim Absatz zu Marktpreisen schwanken die Einnahmen im zeitlichen Verlauf (Abbildung 3). Damit kann direkt von einer positiven Marktentwicklung profitiert werden. Umgekehrt bieten fallende Preise immer auch Risiken.

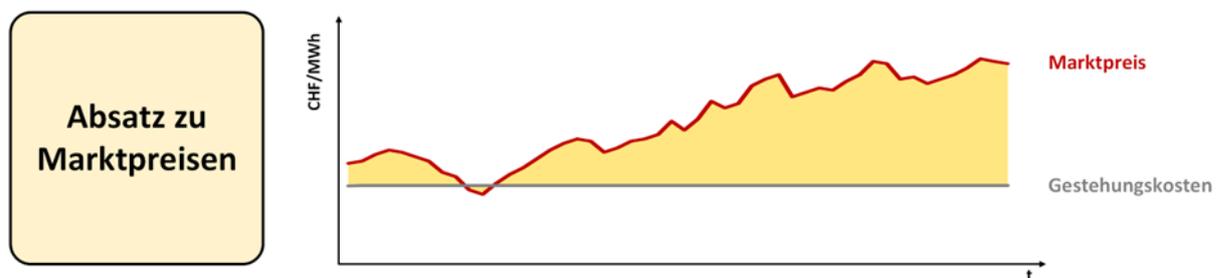


Abbildung 3: Schematische Darstellung Absatz zu Marktpreisen

Beim Abschluss eines langfristigen Abnahmevertrags spielt das Niveau der Marktpreise im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses eine Rolle, anschliessend gilt jedoch der vereinbarte Vertragspreis (blaue Linie

in Abbildung 4), unabhängig von der weiteren Preisentwicklung auf dem Grosshandelsmarkt. Solche Verträge können über einen längeren Zeitraum abgeschlossen werden, bspw. über 10 Jahre. Während dieser Zeit herrscht Planungssicherheit bezüglich der Einnahmen.

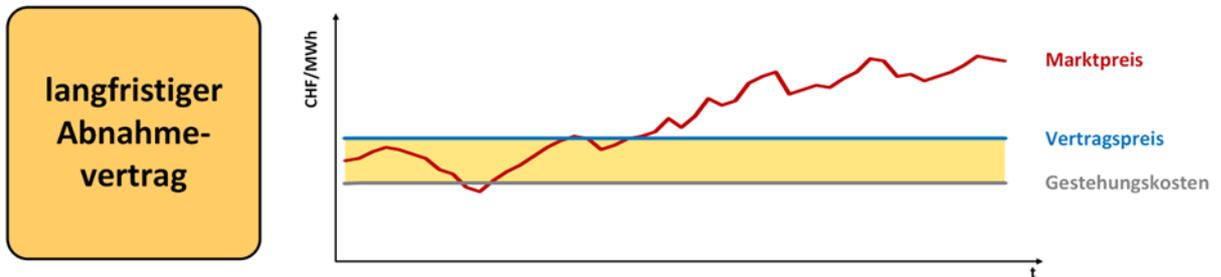


Abbildung 4: Schematische Darstellung langfristiger Abnahmevertrag

Ebenfalls eine gute Planbarkeit besteht beim fixen Aufgeld (Abbildung 5). Dieses ist komplett unabhängig sowohl von der Höhe der Gestehungskosten als auch vom Marktpreis. Gleichzeitig kann in Phasen hoher Marktpreise nicht von diesen profitiert werden.

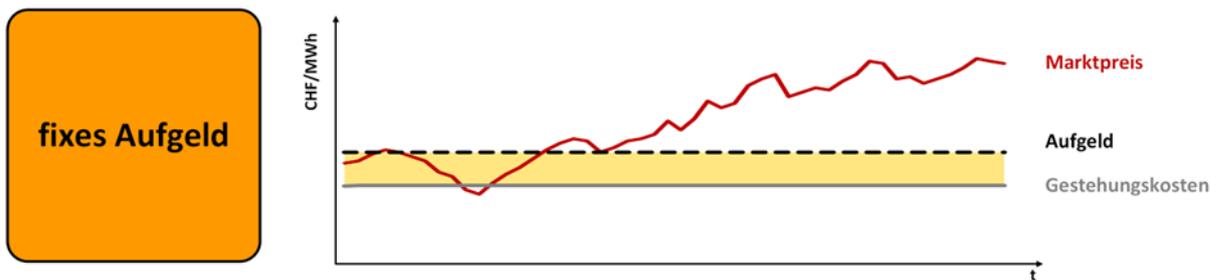


Abbildung 5: Schematische Darstellung fixes Aufgeld

Die oben beschriebenen Modelle können auch als Mischformen zur Anwendung gelangen. Von hohem Interesse für den Konzessionsgeber sind insbesondere auch Energiebezugsrechte (als Optionen auch ohne Beteiligung) oder die Lieferung von Vorzugs- oder Gratisenergie. Einige bestehende Urner Konzessionen sehen derartige Verpflichtungen zulasten der Konzessionäre vor (Göscheneralp-Konzession, Isenthaler-Konzession). Derartige Modelle finden bis heute selbst in jüngeren Konzessionen in der Schweiz Eingang (Sihlseekonzession). Diese Abgeltungsformen sollen daher auch künftig in Uri bestehen bleiben bzw. abhängig vom wirtschaftlichen Nutzen der Konzession im Einzelfall ausgehandelt werden.

4 Wasserkraftnutzung im Kanton Uri

4.1 Übersicht

In Abbildung 6 sind sämtliche Wasserkraftwerke gemäss Wasserkraftstatistik (WASTA) des Bundesamts für Energie (BFE) enthalten, welche über eine Konzession des Kantons oder der Korporationen verfügen und einen Urner Hoheitsanteil aufweisen¹⁰.

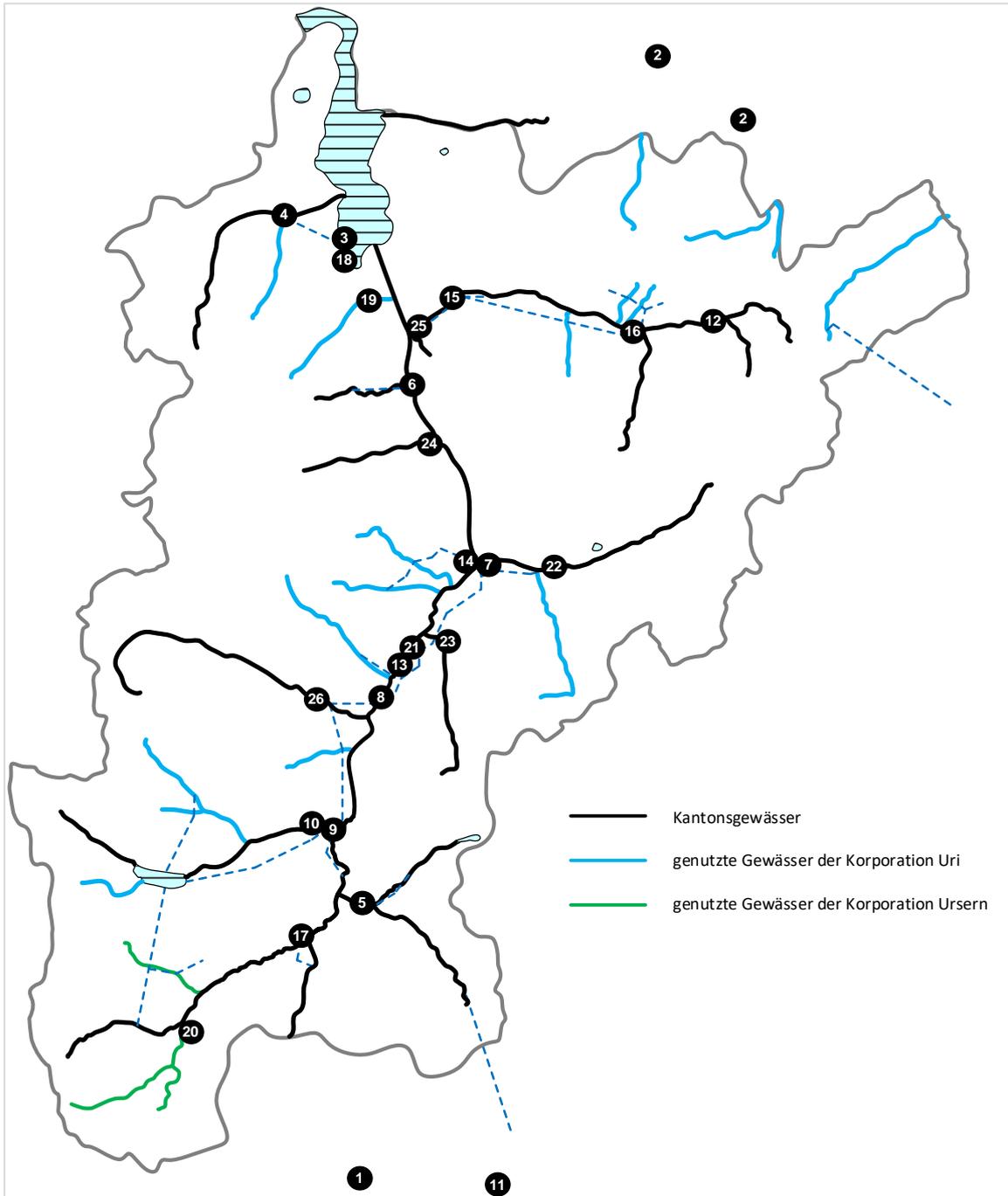


Abbildung 6: Karte der Wasserkraftnutzung in Uri

¹⁰ Nicht in der Abbildung enthalten sind die Kraftwerke Realp und Bannwald, da sie gemäss WASTA über ein unbefristetes Recht verfügen sowie die Anlagen Fätschbach und KLL, die teilweise Wasser aus Uri nutzen, deren Hoheitsanteil in der WASTA aber mit 100% Glarus ausgewiesen ist.

Die Legende der einzelnen Nummern findet sich in Tabelle 2. Dort ist nebst der Konzessionärin auch der Hoheitsanteil der Urner Gewässereigentümer (Kanton, Korporation Uri und Korporation Ursern) aufgeführt. Aus der letzten Spalte ist ersichtlich, welche Anlagen derzeit von der Förderung des Bundes profitieren (Einspeisevergütungssystem, EVS).

	Konzessionärin	Anlage	Anteil UR	EVS
1	Lucendro SA	Zentrale Airolo	55%	
2	ebs Energie AG	Zentralen Hüribach & Sahli	6%	
3	energieUri AG	Zentrale Isenthal (Bolzbach)	100%	
4	energieUri AG	Zentrale Kleintal (Isenthal)	100%	
5	Elektrizitätswerk Ursern	Zentrale Oberalp	100%	
6	Gemeindewerke Erstfeld	Zentralen Bocki 1 & 2	100%	
7	Schweizerische Bundesbahnen SBB	Zentrale Amsteg (inkl. Regulierzentrale)	100%	
8	Schweizerische Bundesbahnen SBB	Zentrale Wassen (inkl. Dotierzentrale)	100%	
9	Kraftwerk Göschenen AG	Zentrale Göschenen (zwei Anlagen)	100%	
10	Elektrizitätswerk Göschenen	Zentrale Göschenen (Unterdorf)	100%	
11	Ritom SA	Zentrale Ritom	29%	
12	Kleinwasser-Kraftwerk Aesch GmbH	Zentrale Äsch	100%	
13	energieUri AG	Zentrale Stäubenwald	100%	EVS
14	energieUri AG	Zentrale Arniberg	100%	
15	energieUri AG	Zentrale Bürglen (2 Anlagen)	100%	
16	Kraftwerk Schächental AG	Zentrale Unterschächen	100%	
17	Elektrizitätswerk Ursern	Zentrale Hospental	100%	
18	KW Seedorf AG	Zentrale Bolzbach (Chuchibach)	100%	EVS
19	Kraftwerk Palanggenbach AG	Zentrale Bodenwald	100%	EVS
20	Elektrizitätswerk Ursern	Zentrale Realp II	100%	EVS
21	Kraftwerk Gurtellen AG	Zentrale Gurtellen	100%	EVS
22	Kraftwerk Bristen AG	Zentrale Schattigmatt, Bristen	100%	EVS
23	KW Fellitobel AG	Zentrale Fellitobel	100%	EVS
24	Kraftwerk Erstfeldertal AG	Zentrale Erstfeldertal	100%	EVS
25	Kraftwerk Schächen AG	Zentrale Schächen, Schattdorf	100%	EVS
26	Kraftwerk Meiental AG	<i>Inbetriebnahme 2028 geplant</i>	100%	EVS

Tabelle 2: Liste der Wasserkraftwerke (Legende zur Karte in Abbildung 6)

Die Anlagen sind gemäss ihrem Konzessionsende sortiert. Beim Kraftwerk Lucendro ist dies wie bereits erwähnt schon Ende 2024 der Fall. Die Konzessionen der Reusskaskade enden 2043. Die neuesten Kraftwerke laufen hingegen noch bis zum Ende dieses Jahrhunderts

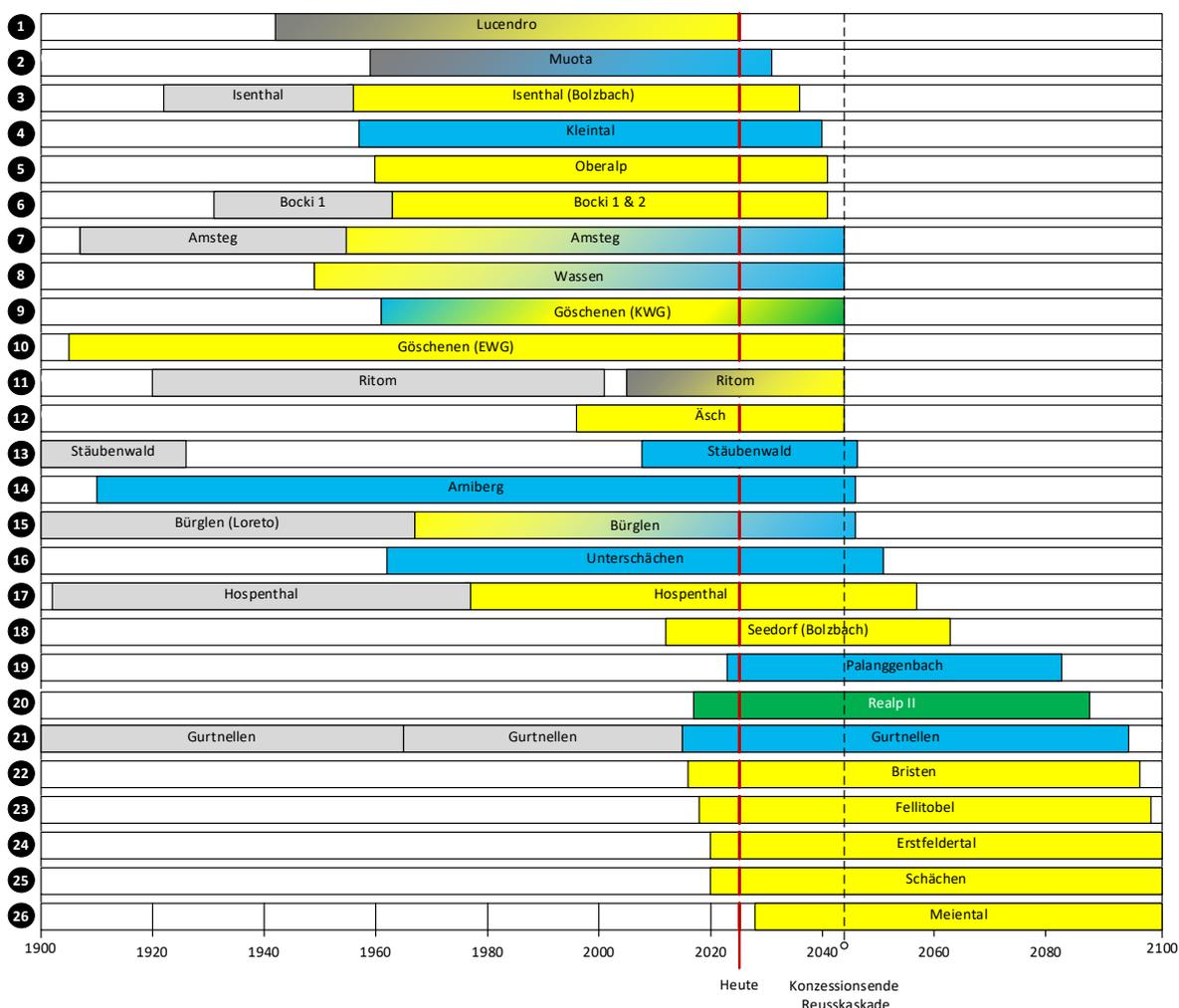


Abbildung 7: Laufzeiten Konzessionen der Kraftwerke in Uri

In Abbildung 7 haben die Farben folgende Bedeutung:

- Hellgrau sind Konzessionen¹¹, die bereits abgelaufen sind.
- Die Gewässer des Kantons Uri sind gelb markiert, jene der Korporation Uri blau und der Korporation Ursern grün.
- Bei Konzessionen mit einem dunkelgrauen Anteil handelt es sich um Gewässer, die mehrere Kantone betreffen. Die entsprechenden Zentralen liegen dabei nicht im Kanton Uri.

Nebst den 26 aufgeführten Anlagen existieren weitere Wasserkraftnutzungen. Diese erscheinen allerdings nicht in der Wasserkraftstatistik des BFE, da ihre installierte Leistung weniger als 300 kW beträgt.

In den nächsten Abschnitten wird eine Kategorisierung der Anlagen vorgenommen.

¹¹ Die Anlage ¹⁰ Seedorf (Bolzbach) verfügt gemäss Wasserkraftstatistik nicht über eine Konzession, sondern eine «andere Rechtsgrundlage». Diese ist im Gegensatz zur Anlage Bannwald (Altdorf, WVA) jedoch befristet, analog zu einer Konzession.

4.2 Kategorie 1

Mehr als drei Viertel der gesamten Wasserkraftproduktion aus Urner Wasser entfällt auf die fünf grössten Anlagen. Diese werden aufgrund ihrer energetischen Bedeutung der Kategorie 1 zugeteilt. Es handelt sich um zwei Anlagen im Kanton Tessin sowie die drei Stufen der Reusskaskade. Die Anlagen Lucendro und Ritom nutzen Wasser, das normalerweise nach Norden durch den Kanton Uri abfliessen würde. In Abbildung 8 ist bei den Werken jeweils das Jahr des Konzessionsendes aufgeführt.

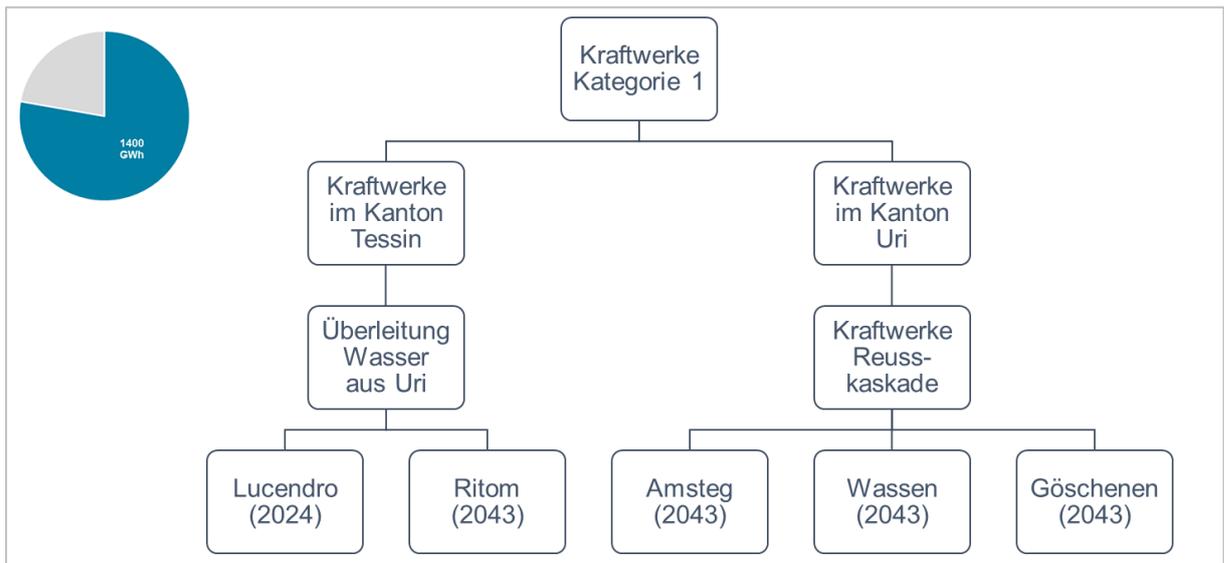


Abbildung 8: Kraftwerke der Kategorie 1

Sowohl am Kraftwerk Ritom als auch an der Reusskaskade ist die SBB beteiligt. Es wird nebst Drehstrom (Frequenz von 50 Hz) auch Bahnstrom (Frequenz von 16.7 Hz) produziert.

Reusskaskade

Die Reusskaskade als wichtigster Bestandteil der Urner Wasserkraftnutzung besteht von Süden nach Norden aus der Stufe Göschenen, Wassen und Amsteg. Der Göschenalpsee bildet den Kopfspeicher der gesamten Kaskade. In ihm wird Wasser des Kantons sowie der beiden Korporationen Uri und Ursern gespeichert (vgl. Abbildung 6). Die aktuelle Aufteilung von Aktionariat und Energieanteilen beim Kraftwerk Göschenen zeigt Abbildung 9.

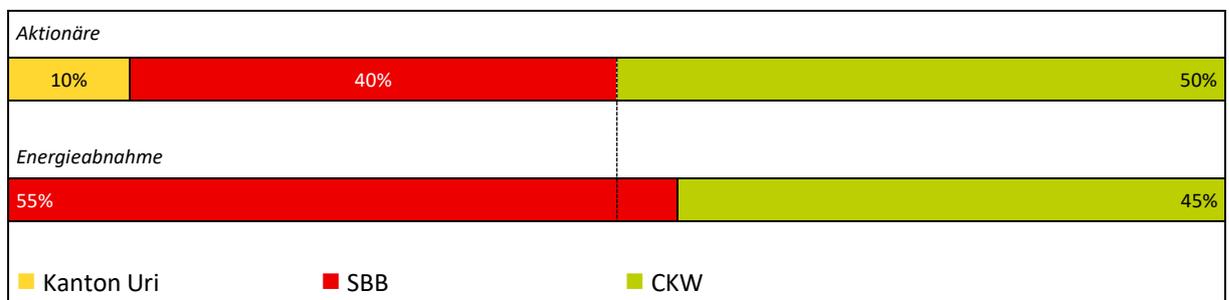


Abbildung 9: Aktionariat und Energieanteile beim Kraftwerk Göschenen

Nebst der Stufe Göschenalp-Göschenen betreibt die Kraftwerk Göschenen AG auch die Stufe Andermatt-Göschenen.

Der Kanton ist zwar Aktionär mit einem 10%-Anteil, hat aber keinen Anspruch auf Energielieferung. Die SBB, welche mit 40% den Minderheitsaktionär bilden, verfügen über 55% der Produktion. Auf die CKW entfallen die Hälfte der Aktien sowie 45% der Produktion.

Die beiden unteren Kraftwerke Wassen und Amsteg wurden bis 2021 als eigenständige Aktiengesellschaften betrieben, an denen nebst dem Hauptaktionär SBB der Kanton Uri jeweils mit 10% beteiligt war. Aus steuerlichen Gründen sind die beiden Kraftwerke in die SBB integriert worden. Dem Kanton steht weiterhin ein Energiebezugsrecht im Umfang von 10% zu.

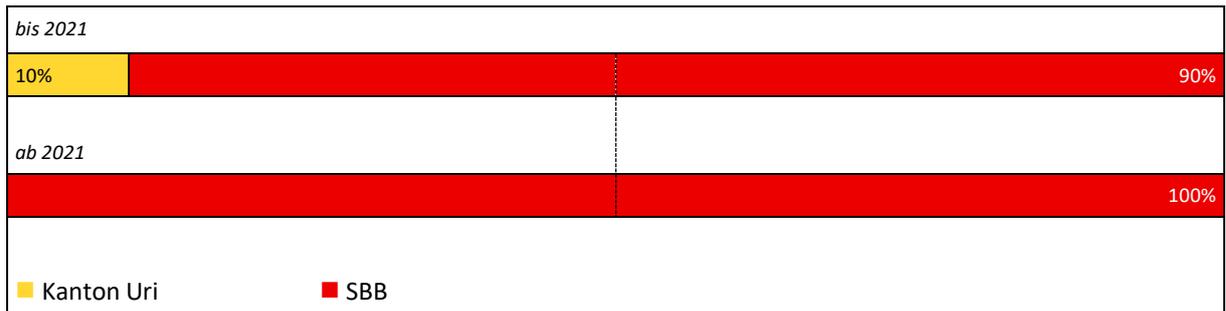


Abbildung 10: Beteiligungsverhältnisse bei den KW Wassen und Amsteg (vor und nach 2021)

Bei den Kraftwerken der Kategorie 1 ergeben sich insgesamt im Jahr 2024 folgende Energieanteile:

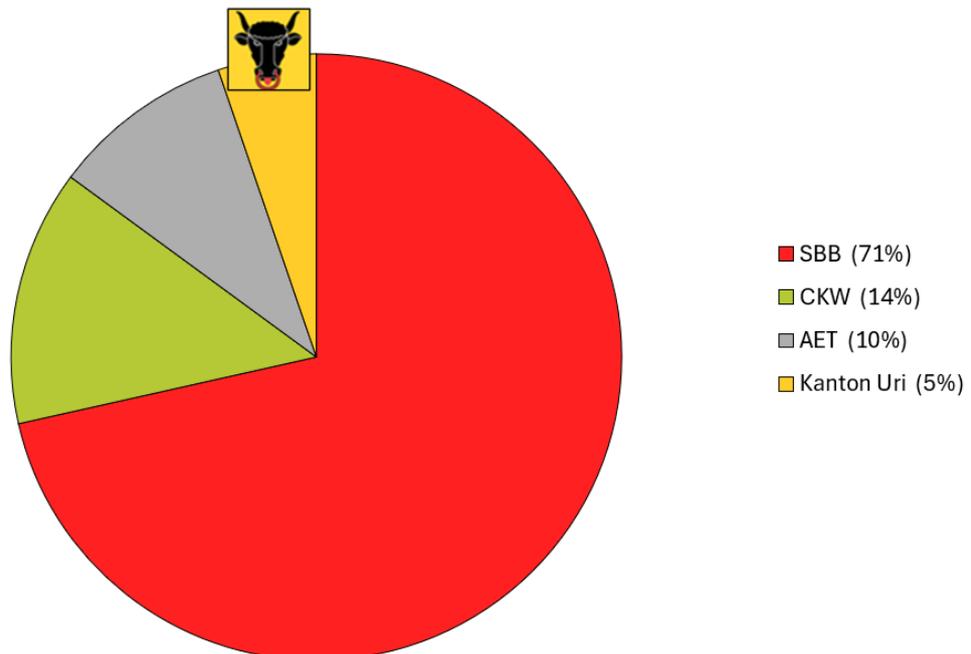


Abbildung 11: Energieanteile Kraftwerke Kategorie 1

Auf die SBB entfallen etwas mehr als zwei Drittel der Energieproduktion der Kategorie 1. Die Kraftwerke der SBB stützen sich auf das Recht des Bundes, die Benutzung eines Gewässers für seine Verkehrsbetriebe in Anspruch zu nehmen. Dabei muss sie aber die Bedürfnisse und Entwicklungsmöglichkeiten der Wasserherkunftsgebiete und die Interessen der betroffenen Kantone berücksichtigen, insbesondere deren Interessen an der eigenen Nutzung der Wasserkraft (Art. 76 BV sowie Art. 12 WRG). Der Kanton verfügt bei den Kraftwerken Amsteg und Wassen über ein Energiebezugsrecht von je 10%.

Fazit

Die Kraftwerke der Kategorie 1 produzieren deutlich mehr elektrische Energie, als im Kanton Uri verbraucht wird. Historisch spielt die Produktion von Bahnstrom für die SBB auf der Gotthardachse eine wichtige Rolle. Es liegt im Interesse des Kantons Uri, an der Wertschöpfung aus dieser wichtigen Wasserkraftnutzung zu partizipieren.

4.3 Kategorien 2 und 3

Unter den kleineren Wasserkraftwerken im Kanton Uri besteht eine gewisse Vielfalt. Zur Kategorie 2 werden in diesem Bericht die eigenen Kraftwerke der vier Verteilnetzbetreiber (VNB)¹² gezählt sowie jene Anlagen, die aufgrund des SNEE realisiert worden sind und vom Einspeisevergütungssystem profitieren. Diese Anlagen kommen zusammen auf eine Energieproduktion von rund 400 GWh. Der grösste Teil der Energieproduktion entfällt jedoch auf das Sommerhalbjahr. Die Werke der VNB werden teilweise für die Grundversorgung im jeweiligen Versorgungsgebiet eingesetzt, sofern die Produktion zeitlich mit dem Verbrauch zusammenfällt. Der Stromverbrauch im Kanton Uri beträgt als Vergleich dazu knapp 300 GWh.

In die Kategorie 3 fallen die kleinen Kraftwerke, die bspw. von Gemeinden als Trinkwasserkraftwerke oder von Privatpersonen betrieben werden. Trinkwasserkraftwerke benötigen keine Konzession.

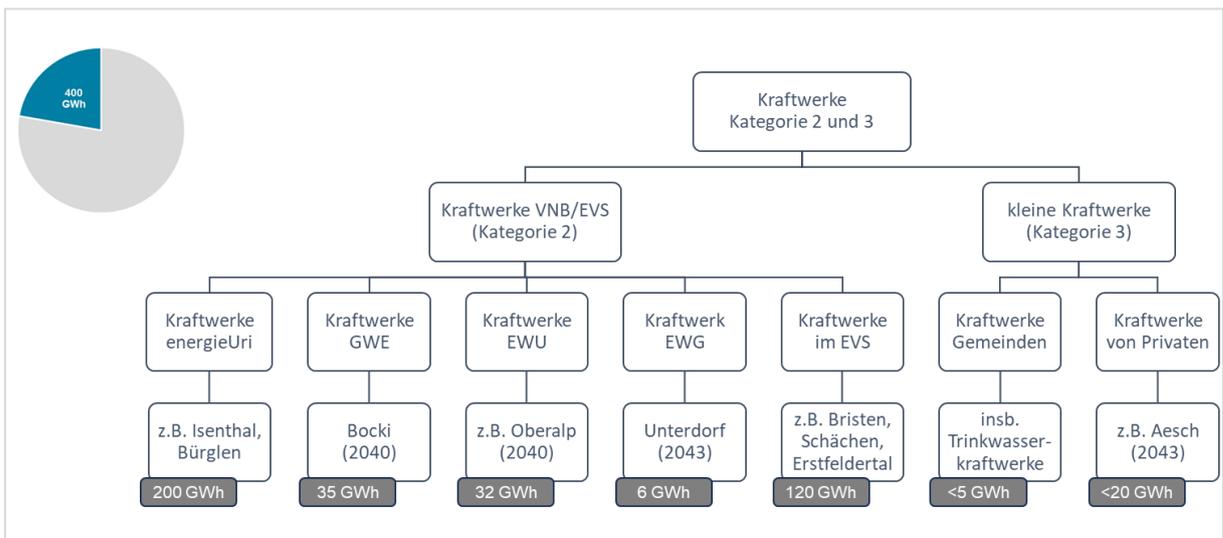


Abbildung 12: Kraftwerke der Kategorien 2 und 3

¹² energieUri, EWG, EWU und GWE

5 Umfeldanalyse

5.1 Energiepolitisches Umfeld

Die Strommarktöffnung ist in der Schweiz etwas später als in den umliegenden Ländern eingeführt worden. Rechtliche Grundlage ist das Stromversorgungsgesetz (StromVG, SR 734.7) von 2007. Mit dem StromVG erhielten Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh das Recht auf freien Netzzugang. Die zweite Stufe der Marktöffnung ist bislang noch nicht realisiert worden. Somit befindet sich der Grossteil der Endverbraucher, die rund die Hälfte des Stromverbrauchs ausmachen, in der regulierten Grundversorgung. Die vollständige Marktöffnung wird im Zusammenhang mit dem Abschluss eines Stromabkommens mit der Europäischen Union aktuell diskutiert.

Nebst der Marktöffnung hat insbesondere die langfristige Sicherstellung der Stromversorgung die energiepolitischen Entwicklungen der letzten 15 Jahre geprägt. Nach dem Reaktorunfall im japanischen Fukushima vom 11. März 2011 erarbeitete der Bund die sogenannte Energiestrategie 2050. Die Totalrevision des Energiegesetzes des Bundes ist Anfang 2018 in Kraft getreten. Darin enthalten sind unter anderem Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Bei der Produktion aus Wasserkraft ist eine inländische Produktion im Jahr 2035 von mindestens 37'400 GWh angestrebt worden, was gegenüber 2011 einer Steigerung von 2000 GWh oder rund 5% entspricht. Nebst den Richtwerten enthält das neue Energiegesetz weiterhin Förderinstrumente zur Steigerung der erneuerbaren Energieproduktion. Im Bereich der Wasserkraft handelt es sich um das Einspeisevergütungssystem (für Anlagen mit einer Leistung von 1 bis 10 MW), Investitionsbeiträge (für Neuanlagen ab 10 MW bzw. Erweiterungen/Erneuerungen von bestehenden Anlagen ab 300 kW) sowie die befristete Marktprämie (für bestehende Grosswasserkraftanlagen ab 10 MW).

Mit der jüngsten Gesetzesrevision, welche das Schweizer Stimmvolk am 9. Juni 2024 angenommen hat, sind aus den Richtwerten in Art. 2 EnG verbindliche Zubauziele geworden. Dabei wurde das Produktionsziel der Wasserkraft um 500 GWh auf 37'900 GWh erhöht. Ausserdem enthält das Stromversorgungsgesetz gestützt auf Art. 9a neu im Anhang 2 eine Liste mit 15 Wasserkraftprojekten, deren Realisierung anderen nationalen Interessen grundsätzlich vorgeht. Im vorliegenden Kontext ist folgendes Vorhaben relevant:

(...)

14. Vorhaben Reusskaskade

Kanton Uri Gemeinden Göschenen und Wassen

Erhöhung des bestehenden Staudamms Göschenalp, Option Ausbau des KW Wassen mit einer parallelen Stufe.

(...)

Die ganze Liste stammt aus der gemeinsamen Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft vom 13. Dezember 2021. Darin sind der Zubau und die Verlagerung in das Winterhalbjahr der Jahresproduktion der Reusskaskade mit 96 GWh beziffert.

Die drohende Strommangellage in den Wintermonaten hat im Januar 2023 zur Einführung der Wasserkraftreserve geführt, die 2024 um ergänzte Reserven erweitert worden ist. Mittels Auktionen beschafft die nationale Netzgesellschaft Swissgrid pro Winterperiode eine vordefinierte Energiemenge, welche die Speicherbetreiber gegen Entschädigung vorzuhalten haben. Gemäss Weisung 5/2024 der ElCom zu den Eckwerten für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2024/2025 bildet der Göscheneralpsee zusammen mit den Kraftwerkzentralen Göschenen und Wasen einen zusammenhängenden Wasserkraftkomplex, der zur Teilnahme an den wettbewerblichen Ausschreibungen berechtigt ist.

Die aufgeführten Förderinstrumente reihen sich ein in das politische Bekenntnis, die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraftnutzung auch in einem liberalisierten Strommarkt sicherzustellen. Bereits im Hinblick auf das vom Volk 2002 abgelehnte Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) waren Unterstützungsmassnahmen in Form von zinsgünstigen Bundesdarlehen vorgesehen. Bei Wasserkraftanlagen handelt es sich um äusserst langfristige Investitionen und die Marktpreise unterliegen Zyklen mit Phasen höherer und tieferer Preisniveaus. Somit taucht die Frage der finanziellen Unterstützung in regelmässigen Abständen auf.

5.2 Energiewirtschaftliches Umfeld

Die Strommarktöffnung basiert auf der getrennten Betrachtung von Stromnetz einerseits sowie Stromproduktion und -handel andererseits. Auf den Grosshandelsmärkten kann elektrische Energie auch von Marktteilnehmern gehandelt werden, ohne dass diese über physikalische Stromleitungen verfügen. Die Abwicklung der Handelsgeschäfte geschieht über so genannte Bilanzgruppen und wird von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid in ihrer Rolle als Betreiberin der Regelzone Schweiz koordiniert. Die länderspezifischen Strombörsen haben zu Preistransparenz im Grosshandel geführt. Mit einer leichten Verzögerung sind die entsprechenden Handelsplätze auch für das Marktgebiet Schweiz entstanden.

Während das Stromnetz weiterhin ein Monopol bildet und staatlich reguliert wird, herrscht auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Stromhandel Wettbewerb. Marktpreise definieren das realisierbare Erlösniveau. Eine Ausnahme bilden Verteilnetzbetreiber mit eigenen Produktionsanlagen. Die Gesteungskosten solcher Kraftwerke sind unter gewissen Bedingungen in den Energietarifen der Grundversorgung anrechenbar.

Grundsätzlich befinden sich die Kraftwerke im Wettbewerb zueinander. Deshalb wird versucht, die Gesteungskosten zu senken und die Wertigkeit der produzierten Energie zu steigern. Die Wertschöpfung der Kraftwerke setzt sich aus mehreren Elementen zusammen. Zunächst resultieren Erlöse aus dem Verkauf der Energie. Die Erbringung von Systemdienstleistungen (bspw. Regelleistung) für den Netzbetrieb sowie der Verkauf von Herkunftsnachweisen stellen weitere Einnahmen dar.

Der schweizerische Spotmarkt ist seit Ende 2006 aktiv (Abbildung 13). Er wird von der Strombörse EPEX SPOT mit Sitz in Paris betrieben. Für jede Stunde eines Tages wird ein Preis für kurzfristig lieferbaren Strom ermittelt. Dabei wird zwischen dem Day-Ahead-Handel (Handel einen Tag vor der physischen Lieferung) und dem Intraday-Handel (Handel am Tag der physischen Lieferung) unterschieden.

Durch die hohe Kapazität der Transitleitungen findet der Stromhandel auch grenzüberschreitend statt. Die Spotpreise der einzelnen Länder weisen deshalb eine hohe Korrelation auf.

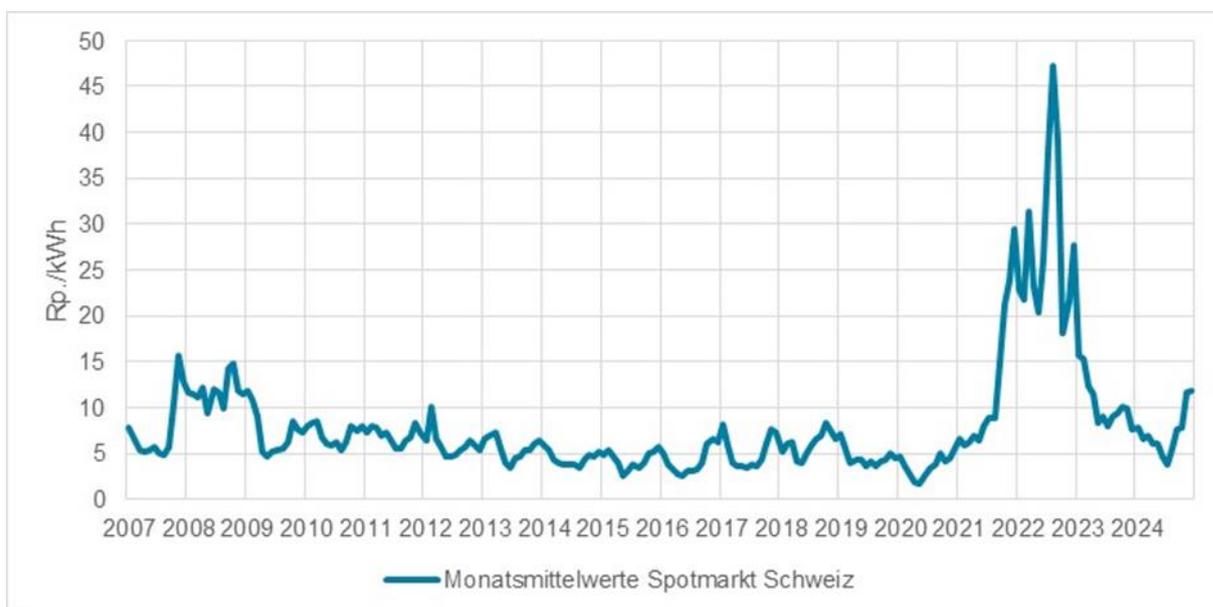


Abbildung 13: Spotmarktpreise Schweiz seit 2007

Einen Terminmarkt, auf dem Absicherungsprodukte gehandelt werden für Energielieferungen, die zu einem späteren Zeitpunkt stattfinden, gibt es für die Schweiz (Swiss Futures) seit Anfang 2015. Auch dieser Markt wird von einer europäischen Strombörse betrieben, der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. Vorher haben Schweizer Energieversorger bilateral oder über Handelsplattformen, das heisst ausserbörslich entsprechende Terminhandelsgeschäfte abgeschlossen («Over the Counter»- resp. OTC-Markt). Es werden Monats-, Quartals- und Jahreskontrakte gehandelt.

Für den Kanton Uri stellt das Entstehen und die Weiterentwicklung des Strommarktes einen Vorteil gegenüber früher dar. Zur Zeit des grossen Ausbaus der Wasserkraftnutzung ab Mitte des 20. Jahrhunderts war der Stromabsatz aus einem Kraftwerk an ein Absatzgebiet und das Vorhandensein der entsprechenden Stromleitungen geknüpft. Demgegenüber kann der Aktionär eines Wasserkraftwerks im 21. Jahrhundert seine anteilige Jahresenergie unabhängig davon zu Marktkonditionen absetzen.

5.3 Herausforderungen und Chancen

Der Klimawandel stellt für die Wasserkraftnutzung Risiko und Chance dar. Das Abschmelzen der Gletscher und veränderte Niederschlagsregimes führen zu einer Veränderung des Wasserdargebots im zeitlichen Verlauf. Grosse Speicherbecken gewinnen weiter an Bedeutung, nebst der Stromproduktion auch aus Sicht des Hochwasserschutzes. Bei der Koordination der unterschiedlichen Ansprüche kommt der öffentlichen Hand und insbesondere den Kantonen eine zentrale Rolle zu.

Der Betrieb von Wasserkraftanlagen wird dadurch anspruchsvoller, die Anforderungen aus dem Umweltrecht nehmen zu. Für Sanierungsmassnahmen in den Bereichen Schwall-Sunk, Geschiebe und Fischgängigkeit stehen auf eidgenössischer Ebene finanzielle Mittel zur Verfügung. Es zeigt sich aber, dass diese Mittel nicht ausreichen, um schweizweit alle notwendigen Massnahmen zu unterstützen.

Die Gefahr ist real, dass bei Neukonzessionierungen hohe Kosten auf die Kraftwerksbetreiber zukommen könnten. Im Kanton Uri gibt es wenige Gewässerstrecken mit Schwall/Sunk-Problemen. Die Problematik in der Reusskaskade kann mit dem Ausbau des Kraftwerks Wassen behoben werden.

Auch das energiewirtschaftliche Umfeld unterliegt einem dynamischen Wandel. Der forcierte Zubau der erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Solarenergie ist verbunden mit fluktuierender Einspeisung. Zum Ausgleich der Produktionsschwankungen sind flexible Kapazitäten notwendig, zu denen insbesondere Speicherwasserkraftwerke zählen. Die schwankende Einspeisung widerspiegelt sich in der Volatilität der Strommarktpreise.

6 Strategie Kategorie 1

6.1 Strategieoptionen

Im wettbewerblichen Teil der Wasserkraftnutzung stellen sich dem Kanton Uri Fragen aus Sicht eines Investors. Wer Geld investiert, kann in Abhängigkeit seiner Präferenzen und Fähigkeiten unterschiedliche Anlagestrategien verfolgen. In Analogie dazu zeigt Abbildung 14 drei mögliche Strategien aus Sicht des Kantons Uri für die Kraftwerke der Kategorie 1.

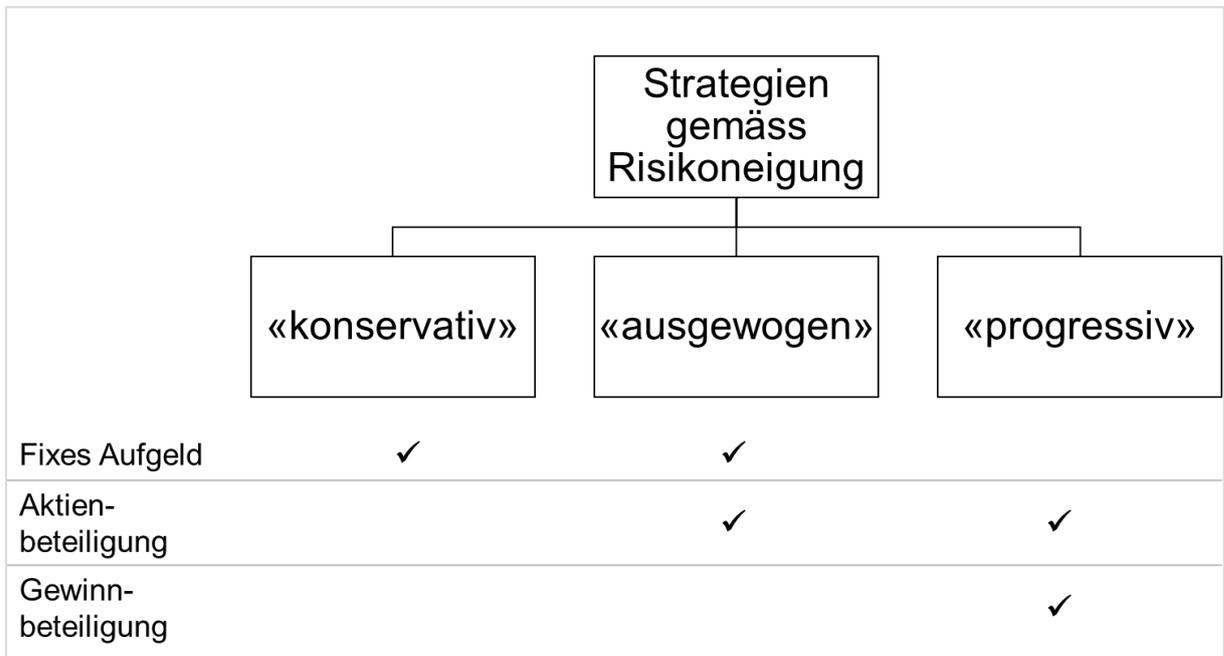


Abbildung 14: Strategieoptionen Kategorie 1

In der Strategie «konservativ» verzichtet der Kanton auf eine direkte Beteiligung am Partnerwerk und fordert stattdessen ein fixes Aufgeld (Rp./kWh) ein. Das Aufgeld weist eine grosse Ähnlichkeit zum Wasserzins auf. Im Gegensatz zum hoheitlich festgelegten Wasserzins, der zudem durch die Bundesgesetzgebung nach oben limitiert ist, wird das Aufgeld ausgehandelt.

Die Strategie «ausgewogen» kombiniert das Aufgeld mit einer Beteiligung an der Kraftwerkgesellschaft. Dadurch hat der Kanton ein Mitspracherecht, bspw. verfügt über Mandate im Verwaltungsrat. Damit verbunden sind bspw. auch Informationsrechte.

Auch in der Strategie «progressiv» ist der Kanton direkt an der Kraftwerkgesellschaft beteiligt. Zusätzlich verwertet er in diesem Modell seinen Energieanteil am Markt und erhält so einen Anteil am Gewinn.

Falls der Kanton an einer Aktiengesellschaft direkt beteiligt ist, wird die Vertretung im Verwaltungsrat zum Thema. Aktuell hat der Kanton Einsitz bei sieben Aktiengesellschaften aus der Energieversorgung (Tabelle 3). Je nach Bedeutung der Gesellschaft werden diese Mandate von Regierungsmitgliedern oder Vertretern aus der Finanzdirektion wahrgenommen. Die Entscheidung stützt sich im Rahmen der kantonalen Beteiligungspolitik auf die Public Corporate Governance Richtlinien des Kantons vom 15. November 2011.

AG	Anzahl VR	davon Kanton	Vertreter Kanton
CKW AG	7	1	Regierungsrat
energieUri AG	7	2	Regierungsrat Regierungsrat Unabhängiges Verwaltungsratsmitglied (nominiert vom Kanton und Korporation Uri).
Kraftwerk Göschenen AG	6	1	Delegiert vom Regierungsrat
Kraftwerk Bristen AG	6	1	Delegiert vom Regierungsrat
Kraftwerk Erstfeldertal AG	5	1	Delegiert vom Regierungsrat
Kraftwerk Schächen AG	4	1	Delegiert vom Regierungsrat
Kraftwerk Meiental AG	4	1	Delegiert vom Regierungsrat

Tabelle 3: Liste der Verwaltungsratssitze (Legende zur Karte in Abbildung 6)

Der Regierungsrat ist bestrebt, vorausschauend auf die Bestellung der Verwaltungsräte von Energieunternehmen Einfluss zu nehmen, diese aus einer längerfristigen Perspektive zu planen und dabei einer ausgewogenen Vertretung unterschiedlicher Kompetenzen Rechnung zu tragen. Es empfiehlt sich, entsprechende Anforderungsprofile sowie Pflichtenheft zu erstellen.

6.2 Kraftwerk Lucendro

Beim Kraftwerk Lucendro, dessen Konzession 2024 endete, sind wesentliche Entscheide bereits gefällt worden. Wie schon erwähnt, hat der Landrat 2013 entschieden, die Konzession nicht zu verlängern und den Heimfall auszuüben.

Dank dem Speichervolumen des Lucendrosees ist es möglich, den grössten Teil der Energieproduktion ins Winterhalbjahr zu legen, was zu vorteilhafteren Preisen am Markt führt. Zudem kann das Kraftwerk sehr flexibel eingesetzt werden, da es über ein ausserordentlich gutes Verhältnis zwischen Speicherkapazität, Wasserdargebot und installierter Leistung verfügt (ca. 1800 Volllaststunden im Jahr). Dies bietet z.B. die Möglichkeit für die Erbringung von Systemdienstleistungen, was zusätzliche Erträge einbringt. Die Anlage ist gut unterhalten und die grundlegende Konzeption hat sich bewährt. Auch wenn die Maschinen seit Beginn noch nicht ersetzt worden sind, dürften sich die Ersatzinvestitionen in einem überschaubaren Rahmen halten. Die Thematik wird in einem separaten Bericht behandelt.

Aufgrund dieser Ausgangslage wird für das Kraftwerk Lucendro die Strategie «progressiv» verfolgt. Die Zentrale befindet sich südlich des Gotthardpasses in Airolo und auch das Einzugsgebiet liegt zu einem wesentlichen Teil im Kanton Tessin. Da auch der Kanton Tessin eine klare Strategie der Heimfallausübung im kantonalen Gesetz definiert hat, war eine gemeinsame Nutzung von jeher naheliegend. Gemäss Einigung vom 1. November 2024 wird die Anlage künftig von einem gemeinsamen Partnerwerk betrieben, an dem die beiden Kantone mit je 50% direkt beteiligt sind (Abbildung 15).

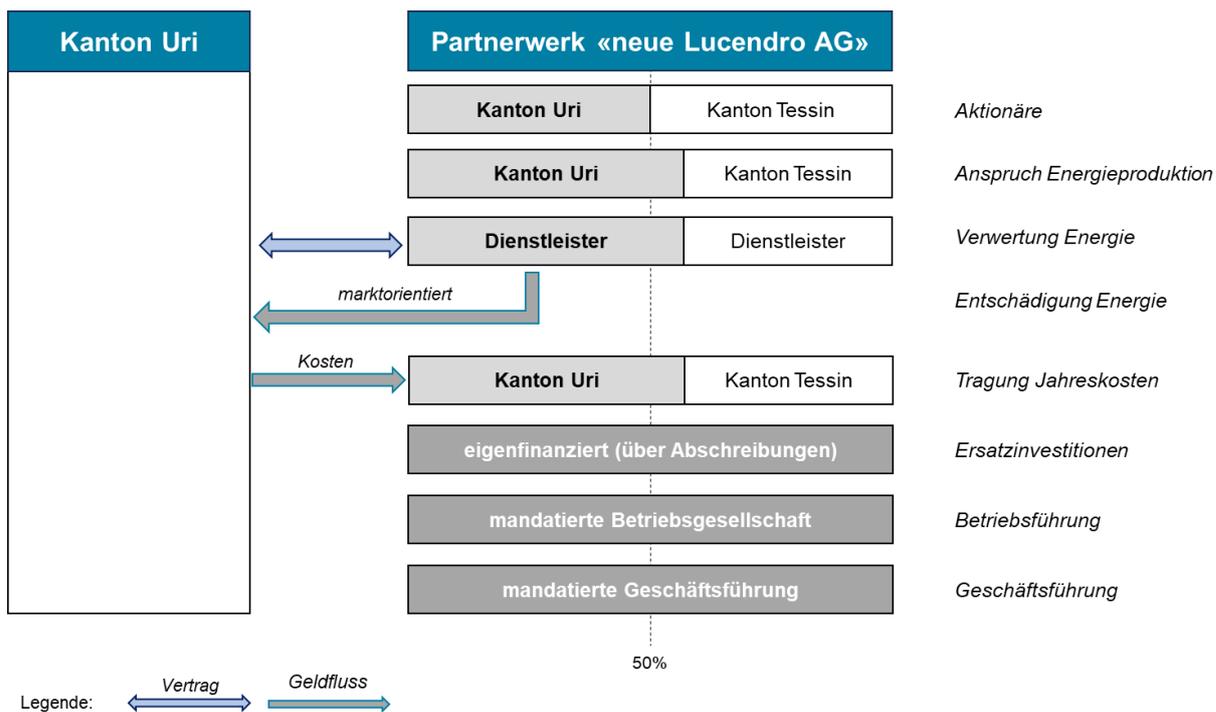


Abbildung 15: Kraftwerk Lucendo: Rollenteilung zwischen Kanton und Partnerwerk

Die Aufteilung der Energieproduktion entspricht gemäss Einigung nicht den Aktienanteilen, wie dies üblicherweise der Fall ist. Da das Einzugsgebiet nördlich der Wasserscheide grösser ist als jenes südlich, hat der Kanton Uri einen Anteil von 57% an der Energieproduktion ausgehandelt. Entsprechend werden beide Kantone ihren Anteil an der Energieproduktion je eigenständig verwerten und die anteiligen Jahreskosten tragen. Das Partnerwerk Lucendo sollte seinerseits in der Lage sein, die notwendigen Ersatzinvestitionen eigenständig zu finanzieren.

Für den Kanton Uri bieten sich verschiedene Varianten. Klar scheint, dass die Energievermarktung auf den unterschiedlichen Märkten nicht zu den Aufgaben der kantonalen Verwaltung gehört.

Laut Verfügung des UVEK vom 17. Dezember 2024 betreffend Wasserkraftwerk Lucendo; Teilentscheid Heimfall sowie vorsorgliche Massnahmen zum Weiterbetrieb, wird das Kraftwerk Lucendo ab dem 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2027 durch die Lucendo SA weiterbetrieben. Dieses Regime kann laut WRG um weitere zwei Jahre verlängert werden und gilt bis zum Inkrafttreten der neuen Konzessionen. Der Kanton Uri hat bereits in dieser Übergangsphase das Recht, 57% der energetischen Gesamtproduktion des Wasserkraftwerks Lucendo zu Gesteungskosten pro Jahr zu beziehen. Zudem besteht laut Verfügung des UVEK das Recht, die Energiebezugsrechte an Dritte weiterzugeben. Als Dienstleister soll energieUri mit der Energievermarktung beauftragt werden¹³. Der entsprechende Vertrag kann über mehrere Jahre abgeschlossen werden, er wird aber sinnvollerweise in gewissen Abständen überprüft und allenfalls angepasst. Ziel des Mandatsvertrags in der Übergangsphase bis zu Konzessionsvergabe ist die marktorientierte Verwertung der anteiligen Energieproduktion. Der Erlös kommt damit direkt dem Kanton zu, der im Gegenzug die Jahreskosten begleicht. Wie der Nettoerlös aus dem Partnerwerk Lucendo innerhalb der Kantonsrechnung eingesetzt wird, ist nachgelagert durch die zuständigen Gremien zu entscheiden.

¹³ energieUri wurde bereits für die Energievermarktung in der Übergangszeit von 2025 bis 2027 mandatiert.

Die Übergangsphase dient einerseits dazu, die umwelt- und gewässerschutzrechtlichen Grundlagen für die Konzessionserteilung samt Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zu erarbeiten. Die Konzessionsvergaben mit UVP fallen in den Kantonen Uri und Tessin in die Zuständigkeit der Kantonsparlamente. Darüber hinaus soll die Übergangsphase auch dazu genutzt werden, sich eine Meinung zum weiteren Vorgehen zu bilden. Dabei geht es um die Frage, ob und inwieweit die Anlage Lucendro zur Deckung des regionalen Stromverbrauchs der Urner Endkundinnen und Endkunden genutzt werden soll, wie das im Postulat Läubli angedacht wurde, so dass diese von günstigeren Strompreisen in der Grundversorgung profitieren können. Soweit der Absatz der Energie aus dem Kraftwerk Lucendro nicht markt-basiert erfolgt, müsste vorerst eine ausreichende gesetzliche Grundlage geschaffen werden. Denn der Verzicht auf Einnahmen stellt finanzrechtliche eine Ausgabe dar. Zudem ist zu prüfen, ob mit einer Vergünstigung der Stromtarife seitens des Kantons nicht falsche Signale hinsichtlich des häuslichen und rationellen Umgangs mit Energie ausgesendet würden.

Weiter gilt es in der Übergangsphase auch noch die Organisation für die kaufmännische Geschäftsführung aufzubauen. Die kaufmännische Geschäftsführung steht gemäss Vereinbarung dem Kanton Uri zu, die Betriebsführung dem Kanton Tessin. Diese Leistungen können in einem Mandatsverhältnis geregelt werden, wobei empfohlen wird, auch diese Verträge von Zeit zu Zeit auf ihre Marktkonformität zu überprüfen und allenfalls auszuschreiben.

6.3 Reusskaskade und Ritom

6.3.1 Ausgangslage

Die Kraftwerke der Reusskaskade liegen im Gegensatz zum Kraftwerk Lucendro vollständig im Kanton Uri. Sie nutzen Gewässer des Kantons sowie beider Korporationen, gestützt auf insgesamt sechs Konzessionen (Abbildung 16). Die Göscheneralpkonzession ist der CKW erteilt worden, die Furkareuss-, die Reuss-, die Lochbach- und die Rohrbachkonzession der SBB. Die Nutzung des Etzlibachs basiert auf einer Vereinbarung zwischen dem Kanton Uri und der Korporation Uri vom 25. August 2011, die eine frühere Vereinbarung aus dem Jahre 1928 ablöste.

Ebenfalls an die SBB erteilt worden ist die Unteralpreusskonzession. Sie ermöglicht die Überleitung der Unteralpreuss aus dem Kanton Uri und die Nutzung dieses Wassers im Kraftwerk Ritom. Die ursprüngliche Konzession aus dem Jahre 1920 ist im Hinblick auf eine Modernisierung der gesamten Anlage durch die Kantone Tessin und Graubünden vorzeitig erneuert worden. Der Kanton Uri mit einem Anteil von 41% an den Bruttoleistungen hat sich an dieser vorgezogenen Konzessionserneuerung an die SBB nicht beteiligt. Die Unteralpreusskonzession endet deshalb regulär im Jahr 2043.

Die Modernisierung der Kraftwerkenanlagen in der Leventina, welche unter anderem eine vollständig neue unterirdische Druckleitung umfassen, sind weitgehend abgeschlossen. Die Leistung konnte von 44 MW auf 120 MW gesteigert werden. Der Kanton Tessin ist neu mit 25% an der Ritom SA beteiligt.

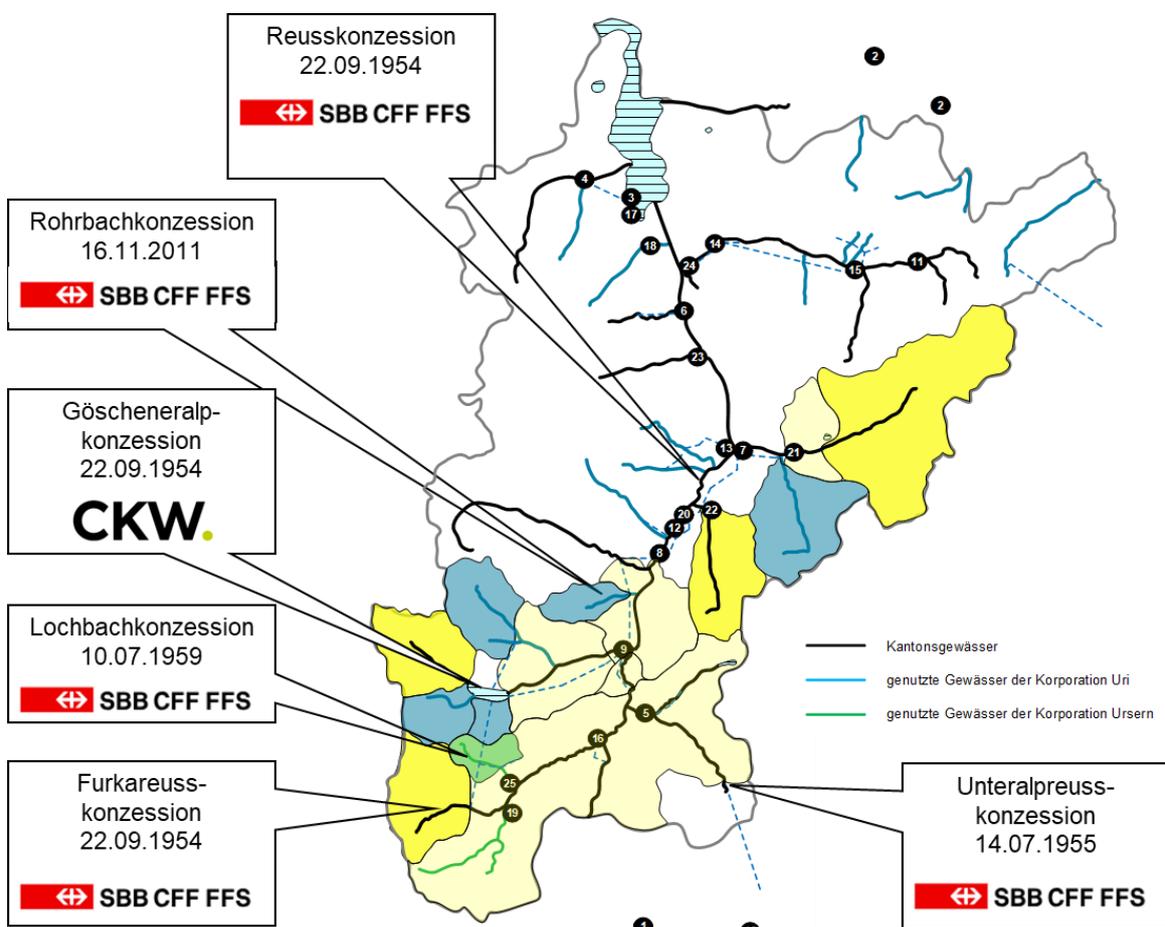


Abbildung 16: Übersicht Reusskaskade

Alle Konzessionen enden einheitlich im Jahr 2043. Daraus ergibt sich, dass der Kanton Uri und die beiden Korporationen spätestens 2033 entscheiden müssen, ob sie die Konzessionen erneuern, falls die bisherigen Konzessionäre spätestens fünfzehn Jahre vor Ablauf ein entsprechendes Gesuch nach Art. 58a WRG stellen. Somit verbleiben noch rund 8 Jahre Zeit, bis der definitive Entscheid gefällt werden muss. Diese Zeit sollte genutzt werden, alle drei Strategieoptionen gemäss Abschnitt 6.1 vertieft zu prüfen. Beim Heimfall ergeben sich auf Basis der heute konzidierten Bruttoleistungen folgende Anteile für die drei Gewässereigentümer:

Kraftwerk	Kanton	Korporation Uri	Korporation Ursern
KW Göschenen	85.04%	11.45%	3.51%
KW Wassen	99.26%	0.74%	0.00%
KW Amsteg	99.45%	0.55%	0.00%
Gesamte Reusskaskade	94.34%	4.42%	1.24%

Tabelle 4: Beteiligungsverhältnisse beim Heimfall

Die Kraftwerke Göschenen, Wassen und Amsteg erzeugen rund 40% des schweizweit benötigten Bahnstroms der SBB. Das Kraftwerk Amsteg ist Ende der 1990er-Jahre komplett erneuert worden. Entsprechend lagen seine Gestehungskosten in den ersten Jahren nach dem Ersatz deutlich über jenen der beiden anderen Kraftwerke (Abbildung 17). In der Zwischenzeit haben sie sich angeglichen. Die mittleren Gestehungskosten der gesamten Kaskade liegen zwischen 4 und 6 Rp./kWh.

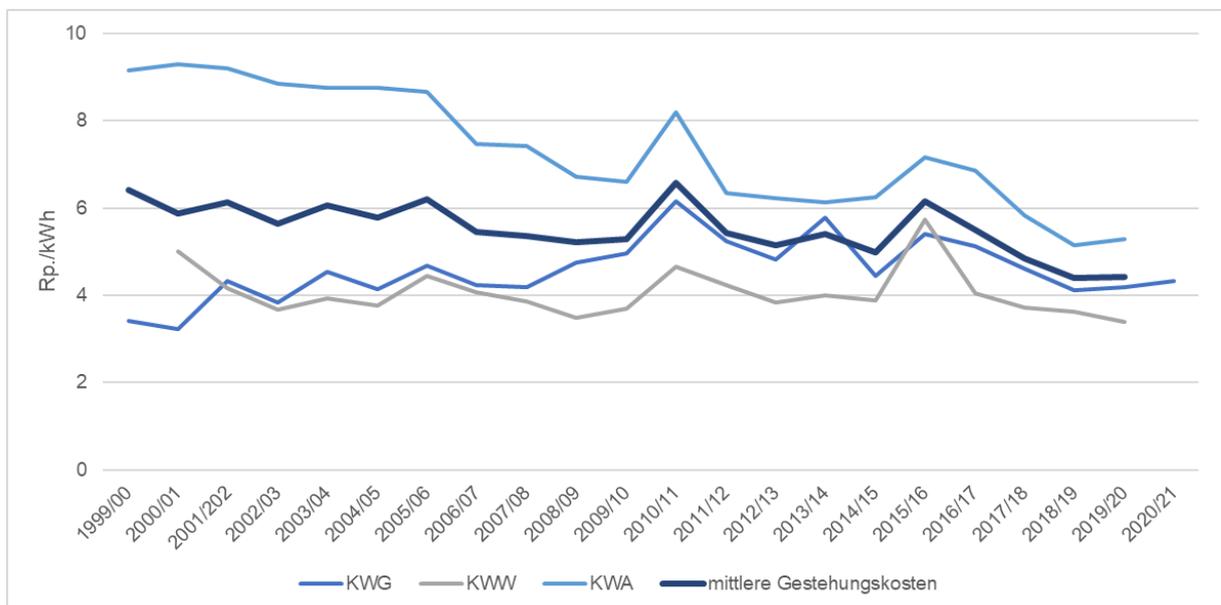


Abbildung 17: Gestehungskosten Reusskaskade seit 1999/2000

Wie in Abschnitt 5.1 aufgezeigt, ist die Erhöhung des Göscheneralp-Staudamms sowie die Optimierung der Reusskaskade ein Ausbauprojekt gemäss Anhang zum revidierten Energiegesetz, das im nationalen Interesse liegt. Damit für ein solches Projekt Investitionsbeiträge des Bundes in voller Höhe gesprochen werden, ist gemäss Art. 61 Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.03) der Abschluss einer Restwertvereinbarung notwendig. Die Dammerhöhung führt zu einer höheren Wertigkeit der Wasserkraftproduktion, die auch in Zukunft vorteilhaft ist. Durch die Dammerhöhung würden sich die Gesteungskosten der Reusskaskade nach Abzug des Investitionsbeitrags um ca. 0.1 Rp./kWh erhöhen. Bezogen auf die Kraftwerkstufe Göscheneralp-Göschenen beträgt die Erhöhung ca. 0.4 Rp./kWh.

6.3.2 Option: Ausübung Heimfall und direkte Beteiligung

Die Verfolgung der beiden Strategievarianten «ausgewogen» und «progressiv» geschieht sinnvollerweise über die Ausübung des Heimfallrechts. Ein solches ist in allen drei Konzessionen enthalten.

Beim Heimfall eines Wasserkraftwerks ist der bisherige Kraftwerkeigentümer für jene Anlagenteile zu entschädigen, die entweder unter die Kategorie von Art. 67 Abs. 1 lit. b WRG fallen oder für die eine Restwertvereinbarung nach Abs. 4 vorliegen. Die Anlagenteile nach Abs. 1 lit. a fallen hingegen unentgeltlich an die Konzedenten heim.

Sämtliche Anlagen werden anschliessend in eine neue Kraftwerkgesellschaft eingebracht. Das Aktienariat dieser Gesellschaft kann bei Bedarf für weitere Investoren geöffnet werden. Diese würden für die Aktien den Verkehrswert entschädigen. Analog zum Kraftwerk Lucendro soll auch diese Gesellschaft die erforderlichen Ersatz- und Neuinvestitionen eigenständig finanzieren. Im Falle des Kraftwerks Ritom war die SBB ebenfalls bereit, ein Partnerwerk zu gründen und den Konzessionsgeber an diesem zu beteiligen.

Es soll darauf hingearbeitet werden, die Betriebsführung der Reusskraftwerke baldmöglichst durch Personal von energieUri sicherzustellen.

6.3.3 Option: Aufgeld

Die Energieproduktion der Reusskaskade übersteigt den Strombedarf im Kanton Uri um ein Mehrfaches. Zudem sind in den Kraftwerken mehrheitlich Bahnstrommaschinen eingebaut. Es ist davon auszugehen, dass die SBB weiterhin ein grosses Interesse am Strombezug aus den drei Anlagen haben wird. Ein wesentliches Interesse des Kantons stellen nachhaltig stabile Erträge dar. Die Option eines fixen Aufgelds während einer nächsten Konzessionsperiode sollte deshalb ernsthaft geprüft werden. Dies würde eine Umsetzung der Strategien «ausgewogen» und «konservativ» erlauben.

Um eine Zustimmung zu dieser zusätzlichen Entschädigung zu erhalten, ist eine entsprechende Verhandlungsposition seitens des Kantons aufzubauen. Dabei kann die Ausübung des Heimfalls als Rückfallebene dienen, sollten die Verhandlungen nicht erfolgreich verlaufen.

7 Strategie Kategorien 2 und 3

7.1 Strategie Kategorien 2

Die Energieversorger im Kanton Uri haben ein hohes Interesse daran, ihre Wasserkraftwerke auch nach dem Konzessionsende weiter betreiben zu können. Ein ansehnlicher Teil dieser Produktion fliesst aktuell in die Versorgung der Urner Endkunden im eigenen Versorgungsgebiet. Die geförderten Anlagen liefern dem gegenüber jährlich ansprechende Dividenden zuhanden der Aktionäre. Die produzierte Energie dieser Anlagen gilt es zu Marktkonditionen zu verwerten, wobei die Differenz zu einem festgelegten Vergütungssatz jährlich als Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlag beglichen wird¹⁴.

Bei den Anlagen der Kategorie 2 spielen ausserkantonale Akteure eine untergeordnete Rolle. Die Strategie sieht deshalb vor, die Konzessionen zu erneuern. Dabei werden Verleihdauern zwischen 30 und 40 Jahren angestrebt, wobei grössere Erneuerungsinvestitionen im Einzelfall berücksichtigt werden können. Der Heimfallverzicht soll dem Kanton jedoch einheitlich abgegolten werden. Dabei ist der Verzicht des verfügungsberechtigten Gemeinwesens auf den unentgeltlichen Heimfall der nassen Anlage-teile und die möglichen Gewinne aus dem Betrieb des Wasserkraftwerks während der gesamten Dauer der Konzession einzubeziehen.

Zur Entrichtung einer einmaligen Zahlung bei der Konzessionsvergabe wird nur in Ausnahmefällen geraten. Die Schwierigkeit liegt insbesondere darin, dass dafür Prognosen und Annahmen über mehrere Jahrzehnte notwendig sind (Marktpreisentwicklung, Gestehungskosten, etc.). Eine faire Lösung für beide Seiten ist unter diesen Rahmenbedingungen über die gesamte Konzessionsdauer kaum realistisch.

Empfehlenswert ist hingegen, die Heimfallverzichtsentschädigung als jährliche Zahlung über die gesamte Konzessionsdauer auszugestalten. Mithilfe eines festgelegten Berechnungsmodells soll die jährliche Wertschöpfung pro Anlage ermittelt werden, an der der Kanton mit einem definierten Prozentsatz partizipiert.

Damit kann sowohl der unterschiedlichen Situation der einzelnen Anlagen als auch der Marktpreisentwicklung Rechnung getragen werden. In Phasen sehr tiefer Marktpreise würde bspw. keine Zahlung fällig. Genauso würde eine einzelne Anlage entlastet, wenn sie in einem Jahr einen längeren Produktionsausfall zu verzeichnen hätte. Der Vollzugaufwand seitens des Kantons bleibt in einem überschaubaren Rahmen. Ein ähnlicher Mechanismus wird auf Stufe Bund bei der Berechnung der Marktprämie für Grosswasserkraftwerke angewendet.

7.2 Strategie Kategorie 3

Für die Anlagen der Kategorie 3 gelten grundsätzlich die gleichen Überlegungen wie für jene der Kategorie 2. Allerdings sind diese Anlagen deutlich kleiner¹⁵. Die Trinkwasserkraftwerke sind Teil der kommunalen Versorgung mit Trinkwasser und damit über Gebühren finanziert. Zudem genügt in aller Regel eine Bewilligung anstelle einer Konzession.

¹⁴ vgl. Art. 21 EnG; übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, steht der übersteigende Teil gemäss Abs. 5 dem Netzzuschlagsfonds zu.

¹⁵ Wasserkraftwerke < 1MW Bruttoleistung wurden in den bisherigen Eignerstrategien nicht berücksichtigt.

Die Erhebung einer Heimfallverzichtsentschädigung soll für die Kategorie 3 im Einzelfall ebenfalls geprüft werden insofern der Kanton Uri zuständig ist. Dabei ist aber abzuwägen, in welchem Verhältnis der administrative Aufwand zum erwarteten Ertrag steht. Allenfalls ist für diese Kategorie aus diesem Grund eine Einmalzahlung die sinnvollere Variante.

8 Finanzielle Aspekte

Die im vorangehenden Kapitel beschriebenen Strategien für die drei Kategorien von Wasserkraftwerken führen im Ergebnis alle zu regelmässigen Einnahmen für den Kanton Uri. Im Gegensatz zu den politisch festgelegten Wasserzinsen orientieren sich diese Einnahmen jedoch stärker am Strommarktpreis. Die konkrete Ausgestaltung ist im konkreten Einzelfall zu regeln.

Interessant für den Kanton ist die Ausübung des Heimfallrechts deshalb, weil er damit eine funktionsfähige Kraftwerkanlage zu vorteilhaften Konditionen übernehmen kann. Wie bereits erwähnt, sind die so genannten «nassen» Anlagenteile nur dann zu entschädigen, wenn vor Konzessionsende Investitionen getätigt worden sind, für die eine Restwertvereinbarung abgeschlossen worden ist. Eine solche Vereinbarung kommt infrage, wenn die Investitionen zu einer Modernisierung bzw. Erweiterung der Anlage führen. Ebenfalls zu entschädigen sind die «trockenen» Anlagenteile, die im Verhältnis jedoch den deutlich kleineren Teil ausmachen.

Im Anhang 1 sind die Finanzflüsse am Konzessionsende und während der nächsten Konzessionsperiode dargestellt.

Wichtig ist bereits heute der Zeitpunkt, wann elektrische Energie erzeugt wird und es ist davon auszugehen, dass die Bedeutung einer flexiblen Produktion künftig noch weiter zunehmen wird. Auf dem Spotmarkt hat jede Stunde eines Tages wie bereits erwähnt einen unterschiedlichen Strompreis, der sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt. Durch den bereits stattfindenden und weiter geplanten Ausbau der Stromproduktion aus fluktuierenden Energiequellen wie Photovoltaik und Windenergie, ist das Angebot an verfügbarer Erzeugungskapazität im zeitlichen Verlauf variabel und je länger je weniger steuerbar. In Stunden mit hoher Einspeisung resultieren deshalb sehr tiefe oder sogar negative Stundenpreise, während sich eine schwache Produktion in überdurchschnittlich hohen Stundenpreisen niederschlägt.

Aus einer saisonalen Sicht war Winterstrom in der Schweiz schon immer mehr wert als Sommerstrom. Es gibt keinen Grund anzunehmen, dass sich dies künftig ändert. Daraus ergibt sich, dass Wasserkraftwerke mit saisonalen Speicherseen einen höheren Wert aufweisen, da die Produktion gezielt auf die vorteilhaften Stunden konzentriert werden kann.

Dies ist beim Kraftwerk Lucendro ganz ausgeprägt der Fall. Der Stausee Lucendro vermag aufgrund seiner Grösse das Wasser zu fassen, das während eines gesamten Jahres aus seinem Einzugsgebiet zufließt. Beim Stausee Sella fließt pro Jahr etwas mehr Wasser zu im Verhältnis zum Seevolumen. Aber auch dieser Speicher ist wertvoll.

Der Göscheneralpsee vermag in der aktuellen Konfiguration ebenfalls nicht das gesamte Volumen an zufließendem bzw. zugeleitetem Wasser während eines ganzen Jahres zu speichern. Er wird 2.5 Mal

umgesetzt. Durch die geplante Dammerhöhung würde sich das Verhältnis verbessern (die Umsetzung wird weniger und die Winterproduktion nimmt zu) und dadurch profitiert die gesamte Reusskaskade. Die unteren Stufen der Reusskaskade profitieren zwar auch vom Göscheneralpsee als Kopfspeicher, sie verfügen selbst aber über keine nennenswerten Speichervolumen.

Die beschriebene Flexibilität wird dann optimal genutzt, wenn sich die Energieproduktion an den Preissignalen orientiert, die aus dem Strom kommen. Nebst den Spotmarktpreisen zählen auch die Preise für die kurzfristig abrufbare Regelenergie dazu. Davon klar zu unterscheiden ist der Energieabsatz in der Grundversorgung. Im aktuellen Regulierungsumfeld bezahlen die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung der Urner Verteilnetzbetreiber Stromtarife, bei denen lediglich zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten unterschieden wird. Es bestehen keine finanziellen Anreize, den Energieverbrauch nach dem effektiven Angebot auszurichten.

9 Weiteres Vorgehen

Die Umsetzung der kantonalen Strategie geschieht über einen längeren Zeitraum, der im Wesentlichen durch das Konzessionsende der Wasserkraftanlagen vorgegeben ist. Von Bedeutung ist insbesondere das Jahr 2033, in welchem gemäss Art. 58a WRG spätestens der Entscheid über die Konzessionserneuerung der Reusskaskade mitgeteilt werden muss.

Bis dahin hat sich der Kanton Uri mit den Korporationen möglichst eine entsprechende Verhandlungsposition aufzubauen, die gegenseitig abgestimmt und schlussendlich geeint daherkommen soll.

Die Ausübung des Heimfallrechts stellt dabei eine Variante dar. Dazu sind die Anlagen zu bewerten, die Entschädigung ist zu ermitteln und der Zustand der Anlagen ist festzustellen. Nach Ausübung des Heimfalls können weitere Aktionäre am neuen Partnerwerk beteiligt werden. Nebst der ernsthaften Prüfung dieser Option kann parallel dazu die Variante eines fixen Aufgeldes ausgearbeitet und in die Verhandlungen eingebracht werden. Dieses kann mit oder ohne direkte Beteiligung des Kantons an einem Partnerwerk ausgestaltet werden.

Mit der direkten Beteiligung des Kantons an Wasserkraftwerken verbunden ist die Besetzung des Verwaltungsrats. Hier gilt es sicherzustellen, dass die Interessen des gesamten Kantons angemessen vertreten werden. Auf Basis der PCG-Richtlinien ist deshalb der Einsitz in sämtlichen Gesellschaften aus einer Gesamtsicht strategisch zu planen.

Von einem Einsatz der hochflexiblen Anlage Lucendro für die Deckung der Grundversorgung in der Übergangsphase wird verzichtet. In dieser Phase gilt es verschiedenste Arbeiten rund um die Konzessionserneuerung und den Aufbau der neuen Gesellschaft zu bewältigen. Hinzu kommt, dass die erforderliche gesetzliche Grundlage für einen Verzicht auf Einnahmen heute noch nicht vorliegt und mit Blick auf die aktuelle Lage der Kantonsfinanzen kurzfristig von einer Verbilligung der Energie in der Grundversorgung abgesehen werden sollte. Der Regierungsrat ist aber bereit, diese Fragen in der Übergangsphase anzugehen. Geprüft werden sollen insbesondere Modelle, die – je nach finanzieller und energiewirtschaftlicher Situation – entsprechende Massnahmen ermöglichen. Die direkte Beteiligung des Kantons Uri am Kraftwerk Lucendro sowie die 57% an der Energiemenge über die gesamte Konzessionsdauer (60 Jahre) lassen einen breiten Handlungsspielraum.

Die Dammerhöhung Göschenalp ist voranzutreiben und zu gegebenem Zeitpunkt eine entsprechende Restwertvereinbarung abzuschliessen.

Eine hohe Bedeutung kommt der internen und externen Kommunikation zu. Chancen und Risiken der gewählten Strategie sind der Urner Öffentlichkeit darzustellen.

Anhang: Finanzielle Sicht auf Heimfall und neue Konzession

Bewertung Heimfallsubstrat

Um den Konzessionsentscheid bezüglich Reusskaskade im Jahr 2033 in Kenntnis der Tatsachen fällen zu können, sind die finanziellen Auswirkungen aller Alternativen zu ermitteln.

Dazu gehört die Bewertung des Heimfallsubstrats, welche nachfolgend schematisch dargestellt ist. Die Wasserkraftanlagen mit laufenden Konzessionen sind von der «alten Kraftwerkgesellschaft» erstellt worden, welche diese Anlagen in ihrer Bilanz führt. Abbildung 18 zeigt die Bilanz zu Beginn sowie in der zweiten Hälfte der Konzessionsdauer.

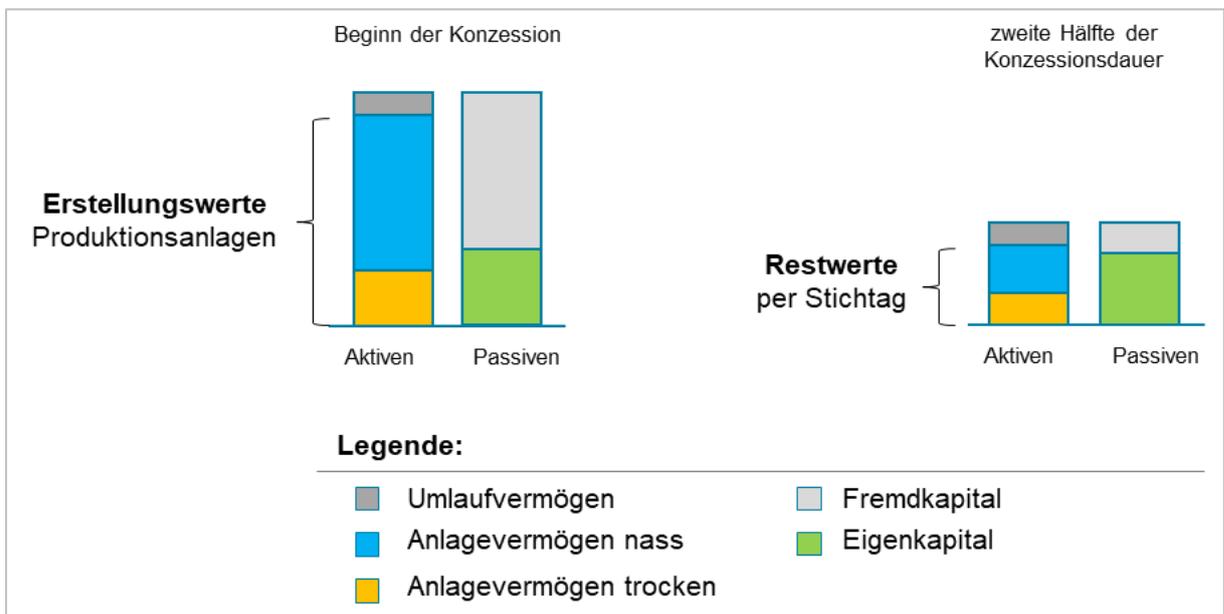


Abbildung 18: Bilanz Kraftwerkgesellschaft zu Beginn und während zweiter Hälfte Konzession

In der Darstellung wird beim Anlagevermögen unterschieden zwischen entschädigungspflichtigen («trocknen») und unentgeltlichen («nassen») Anlagenteilen¹⁶. Die unentgeltlich heimfallenden Teile machen den deutlich grösseren Teil aus. Zudem ist die Gesellschaft anfänglich überwiegend mit Fremdkapital finanziert. Die hohen anfänglichen Investitionen werden über die Konzessionslaufzeit abgeschrieben und das Fremdkapital zurückbezahlt.

Am Konzessionsende müssen sämtliche unentgeltlich heimfallenden Anlagen vollständig abgeschrieben sein. Entschädigungspflichtige Anlagen können hingegen noch einen Restwert aufweisen. Aus diesem leitet sich die Entschädigung beim Heimfall ab (Abbildung 19).

¹⁶ vgl. Art. 67 WRG

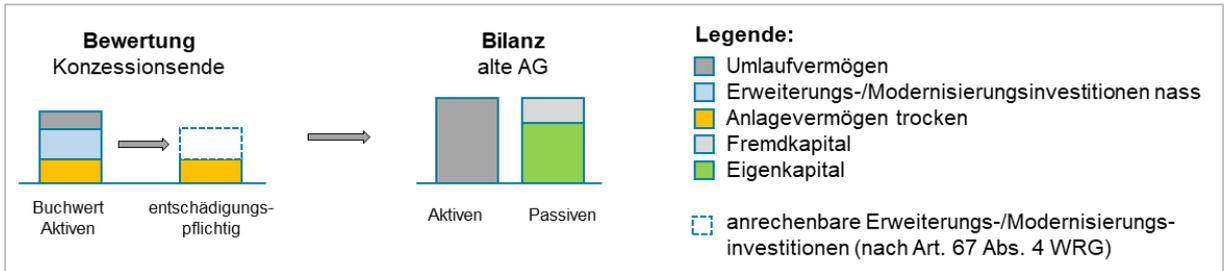


Abbildung 19: Bewertung Heimfallssubstrat und Entschädigung alte Kraftwerkgesellschaft

Mit dem Heimfall werden die Sachanlagen auf eine neue Gesellschaft übertragen. Die Bilanz der alten Kraftwerkgesellschaft besteht lediglich noch aus Umlaufvermögen.

Eigentumsübertragung beim Heimfall

Eine neue Kraftwerkgesellschaft («neue AG») übernimmt beim Heimfall die Sachanlagen und leistet dafür die Restwertentschädigung.

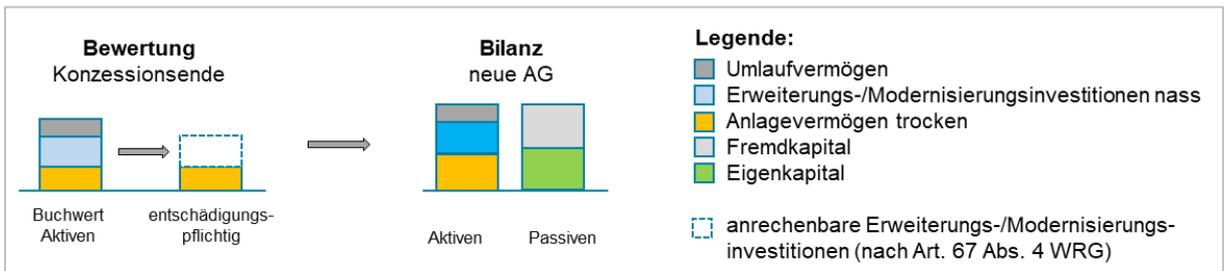


Abbildung 20: Überführung in neue Kraftwerkgesellschaft

Die neue Gesellschaft wird wiederum mit Fremd- und Eigenkapital sowie mit der erforderlichen Liquidität ausgestattet. Als neu gegründete AG verfügt sie noch über keine Reserven und das Eigenkapital entspricht somit dem einbezahlten Aktienkapital.

Ersatzinvestitionen während Konzessionsdauer

Um die Funktionsfähigkeit der Anlage zu erhalten, werden auch in der zweiten Konzessionsperiode Ersatzinvestitionen notwendig. Im Schema werden diese wiederum über die Aufnahme von Fremdkapital finanziert. Es besteht somit kein Bedarf für zusätzliches Kapital seitens des Kantons.

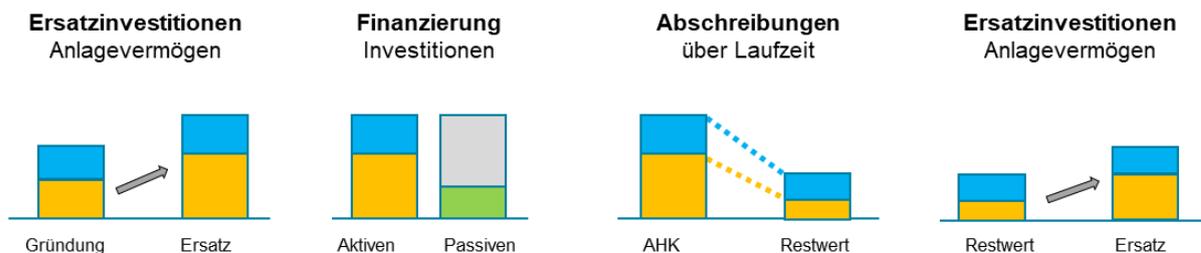


Abbildung 21: Ersatzinvestitionen

Während der Konzessionsdauer von maximal 80 Jahren wiederholt sich der Zyklus von Ersatzinvestitionen und Abschreibungen in regelmässigen Abständen.