

Wasserkraftnutzung in Uri: Eignerstrategie und Lucendro-Kon- zession

Grundlagenbericht

1. September 2015

Verabschiedet durch die EPU zuhanden des Regierungsrats

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Herausgeber: Kanton Uri
Titel: Wasserkraftnutzung in Uri: Eignerstrategie und Lucendro-Konzession
Ort: Altdorf
Datum: 1. September 2015

Kommission Energiepolitik Uri:

Markus Züst, Präsident
Barbara Bär, Mitglied
Josef Dittli, Mitglied
Roman Balli, Mitglied
Scheiber Guido, Mitglied

Projektgruppe:

Roman Balli, Kanzleidirektor / Landschreiber, Landammanamt
René Brand, Techn. Sachbearbeiter, Amt für Energie
Alexander Imhof, Amtsvorsteher, Amt für Umweltschutz
Rolf Müller, Direktionssekretär, Finanzdirektion
Guido Scheiber, Amtsvorsteher, Amt für Energie
Gilbert Schnyder, Schnyder Ingenieure AG

Externe Projektunterstützung:

Michael Merker, energierecht.ch
Heini Sommer, Ecoplan AG
Marcel Buffat, Ecoplan AG

Inhaltsübersicht

	Kurzfassung.....	3
	Inhaltsverzeichnis	12
	Abkürzungsverzeichnis	16
1	Einleitung	17
	Teil I – Aktualisierung Eignerstrategie.....	20
2	Fragestellungen zur Eignerstrategie.....	20
3	Mögliche Eignerstrategien	21
4	Zielsystem und Kriterien zur Beurteilung der Eignervarianten.....	40
5	Beurteilung der Strategien	55
6	Priorisierung der Handlungsoptionen und Schlussfolgerungen für Heimfall Lucendro	72
	Teil II: Heimfall Lucendro	82
7	Fragestellungen zu den Handlungsoptionen Lucendro	82
8	Handlungsoptionen Lucendro	83
9	Beurteilung der Handlungsoptionen.....	88
10	Priorisierung der Handlungsoptionen mit Schlussfolgerungen zum Vorgehen	97
11	Weiteres Vorgehen.....	98
12	Anhang A: Finanzielle Bewertung der Eignerstrategien.....	99
13	Anhang B: Finanzielle Bewertung der Handlungsoptionen am Lucendro	121
14	Anhang C: Vertiefung der Risikobetrachtung.....	129
15	Anhang D: Lucendro Konzession: Analyse von Vertrag und Grundsatzvereinbarung mit Tessin.....	138
	Literaturverzeichnis	157

Kurzfassung

a) Ausgangslage und Auftrag

Die Wasserkraft ist eine der saubersten Energiequellen und im Kanton Uri reichlich vorhanden. Vor diesem Hintergrund hat der Regierungsrat im Jahr 2008 eine Eignerstrategie zur Wasserkraftnutzung beschlossen. Sie sieht eine Erhöhung der Bezugsrechte auf mindestens 30% bei neuen Konzessionen und eine Anhebung der Bezugsrechte auf 20% bei bestehenden Konzessionen vor.

In der Zwischenzeit sind verschiedene Entwicklungen eingetreten:

- Die Umsetzung der Strategie ist bei verschiedenen Gesuchen zur Konzessionierung neuer Wasserkraftnutzung auf Schwierigkeiten gestossen. Nur mit grossem politischem Durchsetzungswillen scheint es möglich zu sein, die angestrebten Ziele zu erreichen.
- Der Landrat hat den Regierungsrat im November 2013 beauftragt, innerhalb von zwei Jahren zu prüfen, ob zur besseren Nutzung der Urner Energiequellen die Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft vorzusehen ist.
- Darüber hinaus hat sich die Situation auf den Strommärkten gegenüber dem Jahr 2008 dramatisch verändert. Die Strommarktpreise haben sich halbiert.
- Mit dem Auslaufen der Lucendro-Konzession zur Nutzung der Gewässer im Gotthard und Sella-Gebiet stellt sich für den Kanton Uri unmittelbar die Frage, wie er seinen Wasseranteil im Kraftwerk Lucendro in Zukunft nutzen will.

Vor diesem Hintergrund hat der Regierungsrat beschlossen, die bestehende Eignerstrategie zu überprüfen. Zudem sollen auch die Handlungsoptionen im Zusammenhang mit dem Auslaufen der Lucendro-Konzession ausgelotet und beurteilt werden. Konkret sind im Rahmen dieser Arbeiten die in Abbildung K-1 zusammengestellten Fragen zu klären.

Abbildung K-1: Zu klärende Fragestellungen

Aktualisierung der Gesamtenergiestrategie	Heimfall Lucendro
– Welche Instrumente (Wasserzinsen, Bezugsrechte, Beteiligungen usw.) soll der Kanton Uri nutzen, um den finanziellen Ertrag aus der Wasserkraftnutzung zu optimieren? – Welchen Anteil an der Stromproduktion von bestehenden und neuen Kraftwerksanlagen soll der Kanton Uri für sich sichern? – Wie soll der Kanton Uri seinen Anteil an der Stromproduktion verwerten (eigene Verwertungsgesellschaft, Übertragung an einen Dritten)?	– Soll der Kanton Uri die Nord- oder die Südnutzung des Lucendro-Wassers anstreben? – Welche konkrete Handlungsoption soll der Kanton Uri im Rahmen der Nord- oder der Südnutzung verfolgen?

b) Aktualisierung der Eignerstrategie

Für die Ausgestaltung einer Eignerstrategie sind verschiedene Elemente festzulegen, für die sich meist mehrere Ausprägungen anbieten. In einem ersten Schritt müssen aus der Vielfalt der Möglichkeiten konkrete Strategien gebildet werden, um sie anschliessend in einem zweiten Schritt einer eingehenden Beurteilung unterziehen zu können. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über das beurteilte Variantenspektrum. Bei dessen Zusammenstellung wurde darauf geachtet, dass die Varianten ein möglichst breites Spektrum denkbarer Strategieansätze abdecken.

Abbildung K-2: Mögliche Eignerstrategien

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1/H2	Strategie I1/I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft
Hoheitliche Funktion als Eigner der Wasserkraft									
Konzessionsdauer	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre		reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre
Konzessionserteilung und Konzessionsgebühr	Vergabe mit einer kostendeckenden Konzessionsgebühr an beliebigen Konzessionsnehmer	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	keine	keine	Vergabe an strategischen Partner, ausschöpfen der maximal möglichen Abgabe	Vergabe an Konzessionäre mit Mehrheitsbeteiligung in Urner Hand / Kostendeckende Konzessionsabgabe
Wasserzinsmaximum	nicht ausschöpfen	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	kein Wasserzins	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich
Erhöhung Wasserzinsmaximum	nicht anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	kein Wasserzins	anstreben	belassen wie heute
Steuern	Besteuerung gemäss Unternehmensgewinn	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	keine	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie
Leistungsaufträge	keine	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	keine Vorgaben	keine	Rabatte auf Eigenkonsums	Versorgungssicherheit
Heimfall	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	nicht relevant	vorsehen	vorsehen
Funktion als (potenzieller) Eigentümer an Kraftwerksanlagen									
Direkte Beteiligungen an Wasserkraftwerken (Partnerwerken)	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen	bestehende Beteiligungen	bestehende Beteiligungen	40%	51%	100%	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen
Betrieb der Kraftwerksanlagen	-	-	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch externen Dienstleister	-	Betrieb durch kantonale Energiegesellschaft
Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Erhöhung der bestehenden Beteiligungen auf max 49% (H1) / mind. 51% (H2)	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%
Energiebezugsrechte	keine	keine	wie heute	erhöhen auf 20%	erhöhen auf 40%	erhöhen auf 51%	100%	keine	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen
Verwertung der Energiebezugsrechte	-	-	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	-	Durch kantonale Energiegesellschaft
Geschäftsbereiche	keine	keine	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel) Stromverteilung Energiedienstleistungen	I1: Stromproduktion + Stromhandel I2: alle Geschäftsbereiche
Dividendenpolitik (Gewinnverwendung)	keine Einflussnahme	keine Einflussnahme	keine Erhöhung anstreben*	keine Erhöhung anstreben*	keine Erhöhung anstreben*	minimieren	minimieren	Erhöhung anstreben*	Ausschüttung einer maximalen Dividend z.H. der öffentlichen Hand

* Bei Beteiligungen an Partnerwerken bringen Dividenden dem Kanton nur dann einen Zuwachs am Total der jährlichen Erträge, wenn er über keine Bezugsrechte verfügt

** Evtl. Einbringen der Bezugsrechte in ein eigene Vermarktungsgesellschaft mit kantonomer Mehrheitsbeteiligung oder Verkauf an Meistbietenden

Für die Bewertung der verschiedenen Strategievarianten wurde auf das im Jahr 2008 entwickelte Zielsystem zurückgegriffen, welches die unterschiedlichen Interessen des Kantons Uri im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung reflektiert. Das damalige Zielsystem wurde mit wenigen Kriterien ergänzt und die Gewichtung der einzelnen Indikatoren wurde teilweise angepasst. Die neue Version des Zielsystems ist in der nachfolgenden Abbildung K-3 dargestellt.

Abbildung K-3: Zielsystem für die Beurteilung der Eignerstrategien

Wettbewerbs- und Ordnungspolitik		20%
Sicherung Grundversorgung (Netz)		20%
Erhalt Handlungsspielraum des Kantons		50%
Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion		20%
Markteingriffe minimieren bezüglich		10%
- Preisgestaltung		20%
- Abgaben		20%
- Unternehmerisches Engagement		
der öffentlichen Hand		60%
Finanzen		50%
Erträge maximieren		50%
Kontinuität der Einnahmen sichern		5%
Finanzielle Risiken minimieren		30%
Technische und operative Risiken minimieren		15%
Energie und Umwelt		20%
Energieeffizienz fördern		60%
Nachhaltige Energieproduktion fördern		40%
Volkswirtschaft		10%
Arbeitsplätze sichern		50%
Günstiger Strom als Standortfaktor		30%
Sichere Versorgung (Energie)		10%
Gleiche Preise im Kantonsgebiet		10%

Die Bewertung der Eignerstrategien zeigt, dass sich ein Quintett von Massnahmen als Spitzengruppe abhebt (vgl. Abbildung K-4)

- Am besten schneiden die beiden Strategien F (Bezugsrechte von mindestens 51%) und G (Eigennutzung) ab.
- In geringem Abstand dazu folgen die beiden Strategien H2 (Mehrheitsbeteiligung am EWA) und I1 (Kantonale Energiegesellschaft zur Produktion und Bewertung).
- Nochmals leicht abgesetzt, rangiert die Strategie I2 (eine alle Geschäftsbereiche umfassende kantonale Energiegesellschaft) auf dem letzten Platz des Spitzenquintetts.

Die eingehende Auseinandersetzung mit den finanziellen Risiken und der Umsetzbarkeit der Strategien zeigt, dass die Strategien F und G im Vordergrund stehen. Die anderen drei Strategien kommen auf folgenden Gründen zum jetzigen Zeitpunkt nicht in Frage:

- Die Erhöhung des Anteils am Aktienkapital des EWA auf 51% in der Strategie **H2** würde gemäss dem steueramtlichen Wert rund 36 Mio. CHF kosten. Die steueramtliche Schätzung bzw. die Bewertung des EWA könnte sich ändern, wenn mit dem Auslaufen der Bürgler-Konzession das EWA nicht mehr über die gleichen Stromproduktionsmöglichkeiten verfügt wie heute. In diesem Sinne sollte die Umsetzung der Strategie H2 im Vorfeld des Auslaufens der Reuss- und Bürgler-Konzession (2043 bzw. 2045) nochmals geprüft werden. Die CKW als Haupteigener des EWA könnte dannzumal an einer Lösung interessiert sein, bei welcher der Kanton Uri die EWA-Aktienmehrheit zu einem deutlich günstigeren Preis erwerben könnte als die heutige steueramtliche Bewertung.
- Die Strategie **I1** sieht nebst der Stromproduktion vor allem auch eine eigenständige Verwertung der erzeugten Energie durch die kantonale Energiegesellschaft vor. Ein erfolgreiches Agieren am Strommarkt erfordert erstens ein sehr grosses Knowhow und zweitens ist eine kritische Mindestenergiemenge erforderlich, um die Kosten decken zu können. Entsprechend lässt sich dieser Geschäftszweig erst entwickeln, wenn der Kanton über genügend Energie aus Beteiligungen verfügt. Dies dürfte frühestens mit dem Heimfall der Reusskonzessionen oder auf Initiative eines anderen EVU in Betracht kommen. Zum heutigen Zeitpunkt ist es allerdings noch nicht erforderlich, bereits abschliessend festzulegen, wer die Verwertung der Energie dannzumal vornehmen wird.
- Die Strategie **I2** umfasst nebst den Geschäftsbereichen der Strategie I1 zusätzlich die Energiedienstleistungen und vor allem die Stromverteilung zu den Endkonsumenten. Diese Strategie ist somit nur realisierbar, wenn die Verteilnetze von EWA, EWU und EWE übernommen werden können. Eine konkrete Abklärung ist zwar noch offen. Erste Rückmeldungen aus unverbindlichen Gesprächen zeigen allerdings eine gewisse Zurückhaltung. Ein käuflicher Erwerb der Verteilnetze von EWA, EWU und EWE wäre in jedem Fall mit einem grossen Kapitalbedarf verbunden.

Abbildung K-4: Bewertung der Eignerstrategien

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Wettbewerbs- und Ordnungspolitik											
Sicherung der Grundversorgung (Netz)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Handlungsspielraum des Kantons	-2	-1	0	0	1	2	3	-1	2	2	2
Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	-2
Markteingriff minimieren	0.6	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-1	-0.2	-1
- Vorgaben zur Preisgestaltung	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
- Eingriffe in Form von Abgaben	3	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
- Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
Zwischentotal	-0.94	-0.52	-0.02	-0.02	0.48	0.98	1.28	-0.52	0.9	0.78	0.5
Finanzen											
Erträge maximieren	-3.00	-1.00	1.00	1.81	2.14	2.29	3.00	2.01	2.28	3.00	3.00
Kontinuität der Einnahmen sichern	0	0	0	-1	-2	-3	-3	-1	-2	-3	-2
Finanzielle Risiken minimieren	1	1	0	0	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-3
Technische und operative Risiken minimieren	1	1	0	-1	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-2
Zwischentotal	-1	-0.1	0.5	0.7	0.5	0.55	0.45	0.5	0.1	0.5	0.2
Energie und Umwelt											
Energieeffizienz fördern	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Nachhaltige Energieproduktion fördern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Zwischentotal	0	0	0	0	0	0.4	0.4	0	1	0.4	1
Volkswirtschaft											
Arbeitsplätze sichern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Günstiger Strom als Standortfaktor	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Sichere Versorgung (Energie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gleiche Preise im Kantonsgebiet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Zwischentotal	0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.2	0.2	-0.3	0.2	0.2	0.4
Gesamttotal	-0.68	-0.16	0.22	0.32	0.32	0.57	0.58	0.12	0.47	0.48	0.44
Rang	11	10	8	7	6	2	1	9	4	3	5

Hinweis: Die Zwischentotale und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

Bei der Entscheidung zwischen der Strategie **F** und **G** kann folgendes in die Erwägung einbezogen werden:

- Die Strategie G lässt ein vergleichsweise grösseres Gewinnpotenzial erwarten als die Strategie F. Gleichzeitig muss aber bei der Strategie G mit dem erhöhten finanziellen Engagement auch ein grösseres Risiko übernommen werden.
- Darüber hinaus erfordert die Strategie G ein grösseres Fachwissen, das für die Begleitung von Planung, Bau und Betrieb der Kraftwerksanlagen aufgebaut werden müsste. Bei der Strategie F könnte diese Aufgabe einem starken Partner aus der Strombranche übergeben werden, der seine langjährige Erfahrung in das Projekt einbringen kann und aufgrund seiner Beteiligung ebenfalls hohe Anreize für einen effizienten Betrieb hat.

Basierend auf den obigen Überlegungen empfiehlt die Kommission Energiepolitik Uri dem Regierungsrat folgende Festlegungen zur Eignerstrategie Wasserkraft:

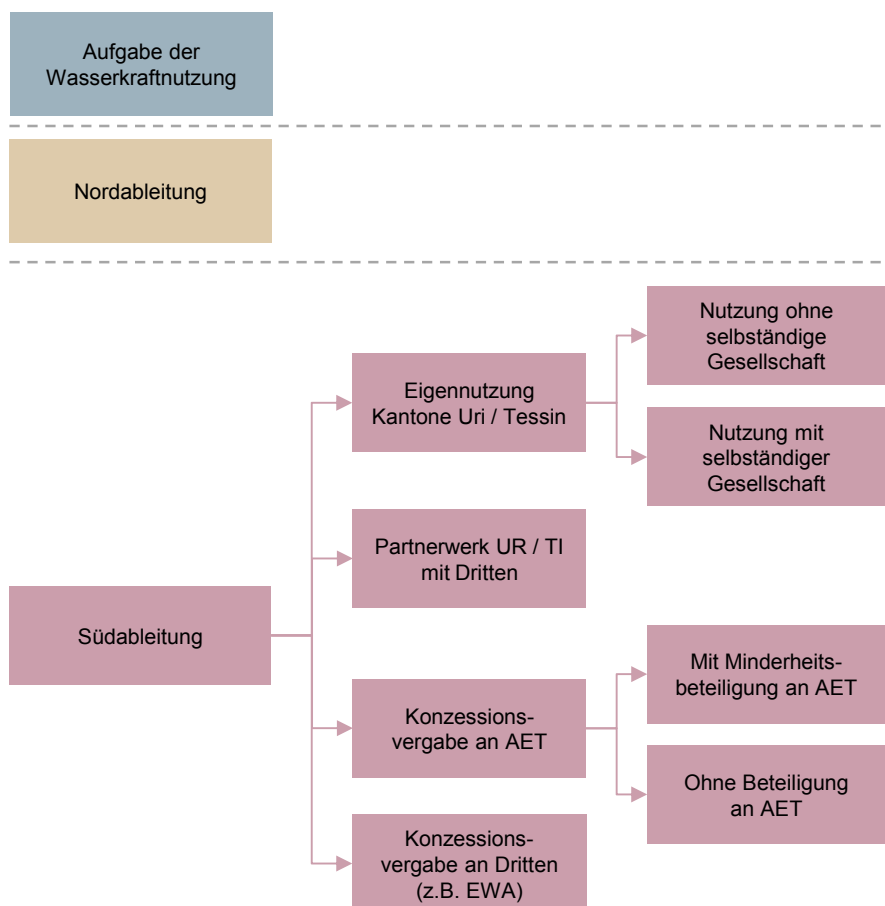
- Der Regierungsrat des Kantons Uri strebt eine angemessene Beteiligung der Urner Bevölkerung an den Erträgen aus der Wasserkraftnutzung an. Vor diesem Hintergrund setzt sich der Kanton Uri folgende Ziele:
 - Bei Heimfällen bestehender Kraftwerksanlagen strebt der Kanton Uri mindestens eine Mehrheitsbeteiligung 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.
 - Bei neuen Kraftwerksanlagen strebt der Kanton Uri mindestens eine Mehrheitsbeteiligung an, sofern die Umsetzung des Projekts aus Sicht von Uri wirtschaftlich ist. Falls eine Mehrheitsbeteiligung nicht möglich ist, behält sich der Kanton Uri die Eigennutzung vor und verzichtet auf die Vergabe einer Konzession. Von diesem Grundsatz kann nur dann abgewichen werden, wenn bei einer neuen Konzession der Verzicht auf die kantonale Mehrheitsbeteiligung vom Konzessionspartner mit anderen, gleichwertigen volkswirtschaftlichen Vorteilen für den Kanton Uri kompensiert wird.

Ein Vergleich mit den benachbarten Gebirgskantonen zeigt, dass diese mit dem Ausbau der Beteiligung an der Wasserkraftproduktion eine ähnliche strategische Richtung verfolgen, wie sie von der EPU empfohlen wird.

c) Heimfall Lucendro

Die Abbildung K-5 zeigt die möglichen Handlungsoptionen, die der Kanton Uri bezogen auf das Kraftwerk Lucendro verfolgen kann. Ausgehend von der vorangehenden „Weichenstellung“ bei der Eignerstrategie wurden folgende Handlungsoptionen eingehender geprüft:

- Nord- oder Südnutzung des Lucendro-Wassers
- Eigennutzung der Kantone Tessin und Uri (entspricht Strategie G) sowie Partnerwerk Tessin und Uri mit Beteiligung eines Dritten (entspricht Strategie F).

Abbildung K-5: Überblick über die Handlungsoptionen

Die Beurteilung der Nord- und der Südnutzung zeigt, dass die Südaleitung des Lucendro-Wasser besser abschneidet. Einzig beim „Kriterium Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern“ würde die Nordableitung aus Urner Sicht grosse Vorteile aufweisen. Bei allen übrigen Kriterien schneidet sie aber deutlich schlechter ab. Als eigentliches No-Go in der aktuellen Strommarktsituation müssen die hohen Investitionskosten betrachtet werden, die einen Ausbau der Reuss-Kaskade in der heutigen Situation nicht empfehlenswert machen.

Bezüglich der Handlungsoptionen bei der Südaleitung zeigt die Bewertung, dass die Strategie G (Eigennutzung Uri/Tessin) zu favorisieren ist. Folgende Gründe sprechen für diese Wahl:

- Die „Eigennutzung Uri/Tessin“ schneidet bezüglich der Maximierung der Erträge besser ab, weil diese nicht noch mit einem Dritten geteilt werden müssen.
- Der Verzicht auf die Beteiligung eines Dritten am Hoheitsanteil des Kantons Uri führt auch dazu, dass sich weniger Schnittstellen und ein geringeres Konfliktpotenzial bei den Verhandlungen mit dem Kanton Tessin ergeben.

Demgegenüber bietet die Beteiligung eines Dritten bezüglich der Risikoexposition kaum Vorteile. Einerseits kann das Risiko bereits mit dem Kanton Tessin geteilt werden und andererseits

ist es eher unwahrscheinlich, dass die Strommarktpreise langfristig unter die Gestehungskosten abzüglich der Wasserzinsen des Kraftwerks Lucendro fallen.

Basierend auf dieser Einschätzung empfiehlt die Kommission Energiepolitik Uri dem Regierungsrat, sich auf die Eigennutzung des KW Lucendro gemeinsam mit dem Kanton Tessin zu konzentrieren, ohne einen weiteren, dritten Partner beizuziehen. Für die Umsetzung ist mit dem Kanton Tessin resp. mit der AET ein Partnerwerk zu gründen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	3
Inhaltsverzeichnis	12
Abkürzungsverzeichnis	16
1 Einleitung	17
1.1 Ausgangslage.....	17
1.2 Zu klärende Fragestellungen	18
1.3 Ziel und Zweck des vorliegenden Berichts	18
1.4 Aufbau des Berichts	19
Teil I – Aktualisierung Eignerstrategie.....	20
2 Fragestellungen zur Eignerstrategie.....	20
3 Mögliche Eignerstrategien	21
3.1 Einleitende Bemerkungen	21
3.2 Ausgestaltungs-elemente der Strategien	22
3.2.1 Elemente der hoheitlichen Funktion.....	23
3.2.2 Direkte Beteiligung an Wasserkraftwerken	26
3.2.3 Betrieb der Kraftwerksanlagen und Verwertung der Energie aus Bezugsrechten	27
3.3 Überblick über die möglichen Eignerstrategien	29
3.4 Mögliche Eignerstrategien im Detail	32
4 Zielsystem und Kriterien zur Beurteilung der Eignervarianten.....	40
4.1 Einleitende Bemerkungen	40
4.2 Überblick über das Zielsystem	40
4.2.1 Wettbewerbs- und Ordnungspolitik	42
4.2.2 Finanzen.....	46
4.2.3 Energie und Umwelt.....	50
4.2.4 Volkswirtschaft	50
4.3 Die Gewichtung der Ziele	51
5 Beurteilung der Strategien	55
5.1 Wettbewerbs- und Ordnungspolitik	56
5.1.1 Sicherung der Grundversorgung.....	58
5.1.2 Handlungsspielraum des Kantons Uri.....	58
5.1.3 Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion	59
5.1.4 Markteingriffe minimieren	59

5.2	Finanzen.....	61
5.3	Energie und Umwelt.....	65
5.4	Volkswirtschaft	68
5.4.1	Arbeitsplätze im Kanton Uri sichern	70
5.4.2	Günstiger Strom als Standortfaktor.....	70
5.4.3	Sichere Versorgung (Energie).....	70
5.4.4	Gleiche Preise im Kantonsgebiet.....	71
6	Priorisierung der Handlungsoptionen und Schlussfolgerungen für Heimfall Lucendro	72
6.1	Ergebnis der Beurteilung der Strategievarianten	72
6.2	Empfehlungen in Bezug auf das Spitzenquintett (F, G, H2, I1 und I2)	74
6.3	Vergleich der empfohlenen Eignerstrategie mit den Strategien anderer Gebirgskantone	78
	Teil II: Heimfall Lucendro	82
7	Fragestellungen zu den Handlungsoptionen Lucendro	82
8	Handlungsoptionen Lucendro	83
8.1	Überblick über die mögliche Handlungsoptionen.....	83
8.2	Nordableitung	84
8.3	Süddableitung	86
9	Beurteilung der Handlungsoptionen.....	88
9.1	Nordableitung vs. Süddableitung (1. Beurteilungsebene)	88
9.1.1	Einleitende Bemerkungen und Vorgehen für die Beurteilung.....	89
9.1.2	Ergebnis der Beurteilung.....	89
9.2	Beurteilung der einzelnen Handlungsoptionen der Süddableitung (2. Beurteilungsebene)	92
9.2.1	Einleitende Bemerkungen	92
9.2.2	Ergebnis der Beurteilung.....	93
10	Priorisierung der Handlungsoptionen mit Schlussfolgerungen zum Vorgehen	97
11	Weiteres Vorgehen.....	98
12	Anhang A: Finanzielle Bewertung der Eignerstrategien.....	99
12.1	Bewertungsmethode	99
12.2	Ertragselemente und Basisannahmen	100
12.2.1	Erträge aus der Wasserkraftnutzung	100
12.2.2	Erträge aus der Beteiligung am EWA	104
12.2.3	Weitere Annahmen zu den Rahmenbedingungen	105

12.3	Umsetzung der Eignerstrategien in den Berechnungen	107
12.3.1	Unterschiedliche Annahmen zur Höhe der einzelnen Parameter	107
12.3.2	Unterschiedlicher Handlungsspielraum im Zeitverlauf	109
12.4	Geschätztes Ertragspotenzial pro Strategie	110
12.4.1	Nettobarwert 2015 bis 2085	110
12.4.2	Geschätzte Nettoerträge für einzelnen Jahre	113
12.5	Auswirkungen einer Reduktion der Wasserzinsen auf das Ertragspotenzial	118
12.6	Fazit zu den finanziellen Ergebnissen	119
13	Anhang B: Finanzielle Bewertung der Handlungsoptionen am Lucendro	121
13.1	Bewertung der Nord- und der Süddableitung ohne Ausbauten	121
13.1.1	Bewertungsansatz	121
13.1.2	Bewertungsgrundlagen	121
13.1.3	Fazit zu den finanziellen Ergebnissen	124
13.2	Bewertung des Ausbaus der Nordableitung	125
13.2.1	Einleitende Bemerkungen und Bewertungsansatz	125
13.2.2	Bewertungsgrundlagen	125
13.3	Ergebnis der Bewertung	128
14	Anhang C: Vertiefung der Risikobetrachtung	129
14.1	Höhere Gewichtung der finanziellen Risiken	129
14.2	Risikoexposition bei erodierenden Wasserzinsen	132
14.2.1	Zukunft der Wasserzinsen	132
14.2.2	Auswirkungen einer Reduktion der Wasserzinsen auf die Einnahmen des Kantons Uri aus der Wasserkraft	133
14.2.3	Ertragspotenziale und finanzielle Risiken beim KW Lucendro	135
14.3	Fazit: Risikosituation bei Umsetzung der Eignerstrategie F in den nächsten Jahren	136
15	Anhang D: Lucendro Konzession: Analyse von Vertrag und Grundsatzvereinbarung mit Tessin	138
15.1	Ausgangslage und Fragestellung	138
15.2	Zusammenfassung der Ergebnisse	139
15.2.1	Konzessionsverhältnis mit der AHT	139
15.2.2	Vereinbarungen mit dem Kanton Uri	140
15.2.3	Fristen und Vorgehen im Zusammenhang mit dem Heimfall	140
15.2.4	Handlungsspielraum aus rechtlicher Sicht	140
15.2.5	Handlungsoptionen	141
15.3	Detaillierte Herleitung	141
15.3.1	Beurteilung der im Zusammenhang mit der Konzessionsverlängerung abgeschlossenen Vereinbarungen	141
15.3.2	Gesetzliche und vertragliche Fristen im Zusammenhang mit einem Heimfall der Anlagen	150
15.3.3	Handlungsspielraum des Kantons Uri aus rechtlicher Sicht	151

Literaturverzeichnis	157
-----------------------------------	------------

Abkürzungsverzeichnis

AET	Azienda Elettrica Ticinese
AHT	Alpiq Hydro Ticino SA
ATEL	Aare-Tessin AG
BFE	Bundesamt für Energie
BGr	Bundesgericht
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
EEX	European Energy Exchange
EICom	Eidgenössischen Elektrizitätskommission
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWA	Elektrizitätswerk Altdorf AG
EWE	Gemeindewerke Erstfeld
EWU	Elektrizitätswerk Ursern
GNG	Gewässernutzungsgesetz
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
RKGK	Regierungskonferenz der Gebirgskantone
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SR	Systematische Rechtssammlung
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz)
UR	Urner Rechtssammlung
UREK-N	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
WRG	Wasserrechtsgesetz

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Wasserkraft gilt als eine der saubersten Energiequellen und ist eine in der Schweiz reichlich vorhandene natürliche Ressource. Die Ressource Wasserkraft im Kanton Uri gehört abhängig vom Hoheitsgebiet den Unerinnen und Uner sowie den Kooperationsbürgern der Kooperationen Uri und Ursern. Die Einnahmen aus der Nutzung der Wasserkraft belaufen sich im Jahr 2013 auf knapp 21.9 Mio. CHF in Form von Wasserzinsen und Entschädigungen für Bezugsrechte, was im Vergleich zu den gesamten Steuereinnahmen des Kantons (80.9 Mio. CHF) einen Anteil von rund 27 % entspricht. Aus diesen Gründen kommt der Nutzung der zukünftigen Uner Wasserkraft eine besondere Bedeutung zu. Mit der Eignerstrategie von 2008 wurde die Stossrichtung verfolgt, die Bezugsrechte und Beteiligungen des Kantons Uri auszubauen, um den finanziellen Ertrag aus der Wasserkraftnutzung zu optimieren.

Bei der Aktualisierung der Gesamtenergiestrategie Uri im Sommer 2013 wurde erkannt, dass die Erhöhung der Energiebezugsrechte bei bestehenden Konzessionen und die bessere Vermarktung auf Schwierigkeiten stossen. Die Interessenslage zwischen dem Kanton und den Kraftwerksbetreibern ist in gewissen Bereichen so unterschiedlich, dass die Erreichung der Strategieziele zum ersten einen erheblichen politischen Umsetzungswillen erfordert, der Umsetzung zum zweiten aber auch rechtliche Grenzen gesetzt waren. Aufgrund dieser Situation und der jüngsten Entwicklungen im energiepolitischen Umfeld (Energiestrategie 2050 des Bundes, dramatischer und unerwarteter Rückgang der Strommarktpreise mit erheblichen Auswirkungen auf die Stromproduktion aus Wasserkraft) will der Regierungsrat die Verwertung bzw. den Umgang mit den bisherigen und zukünftigen Bezugsrechten und Beteiligungen an Kraftwerkanlagen nochmals überprüfen und klären, ob die Stossrichtungen der Eignerstrategie 2008 immer noch stimmen. Die Umwälzungen der letzten Jahre (mit einer Halbierung des Strompreises zwischen 2008 und 2014) und die Nuklearkatastrophe von Fukushima (Höchststufe 7) im Frühling 2011 und die damit in Zusammenhang stehende Energiestrategie 2050 des Bundes sowie die Bestrebungen die Wasserzinse zumindest teilweise abzuschaffen respektive zu reduzieren machen eine Neubeurteilung notwendig.

Im Juli 2013 hat zudem Landrat Alf Arnold Rosenkranz mit weiteren Motionären eine Motion zur Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft eingereicht. Die Motion wurde vom Landrat in der November-Session 2013 behandelt und in ein Postulat umgewandelt. Der Regierungsrat erhielt den Auftrag, innerhalb von zwei Jahren einen Bericht zuhanden des Landrats vorzulegen.

Im Jahr 2024 laufen die beiden beständigen Konzessionen zwischen den Kantonen Uri bzw. Tessin und der ALPIQ (früher ATEL, genauer der AHT SA, heute im Eigentum der Azienda Elettrica Ticinese (AET)) zur Nutzung der Gewässer im Gotthard- und Sella-Gebiet aus. Mit dem Auslaufen der Konzession stellt sich für Uri die Frage, wie der Uner Wasseranteil im Kraftwerk Lucendro in Zukunft in optimaler Weise genutzt werden soll. Dabei ist zu beachten, dass der Kanton Tessin gesetzlich verpflichtet ist, den Heimfall geltend zu machen und die

Nutzung der Gewässer der (AET) zu überlassen. Die AET befindet sich zu 100 Prozent im Besitz des Kantons.

1.2 Zu klärende Fragestellungen

Angesichts dieser Ausgangslage hat der Regierungsrat die Kommission Energiepolitik Uri respektive die Baudirektion und die eingesetzte Projektgruppe beauftragt, die Eignerstrategie zu überprüfen sowie eine Auslegordnung und Bewertung zu den Handlungsoptionen beim Heimfall der Lucendro-Konzession¹ vorzunehmen. Im Rahmen dieser Arbeiten sind insbesondere die folgenden Fragestellungen zu klären:

- Überprüfung der bestehenden Eignerstrategie mit Empfehlung zur Positionierung des Kantons Uri in Bezug auf
 - Beteiligung an Kraftwerkanlagen und / oder Energieversorgungsunternehmen (keine Beteiligung, Minderheitsbeteiligung, Mehrheitsbeteiligung, kantonseigenes EVU),
 - Vergabe von Konzessionen (Eigennutzung, Fremdnutzung ohne Kantonsbeteiligung, gemischtwirtschaftlicher Ansatz mit Kantonsbeteiligung usw.),
 - Höhe der angestrebten Energiebezugsrechte bei Fremdnutzung oder gemischtwirtschaftlichem Ansatz,
 - Vermarktung der Energie aus Bezugsrechten.
- Auslegeordnung zu den Handlungsoptionen beim Ablauf der Lucendro-Konzession und Empfehlung zum weiterzuverfolgenden Ansatz.

Die Überprüfung und allenfalls Ergänzung der bestehenden Eignerstrategie sollen zudem als Grundlage für die Beantwortung des Postulats „Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft“ dienen.

1.3 Ziel und Zweck des vorliegenden Berichts

Der Grundlagenbericht bildet die Grundlage für die Diskussion im Regierungsrat und die Anträge an den Regierungsrat zur Aktualisierung der Eignerstrategie sowie zum weiterzuverfolgenden Ansatz. Voraussetzung für den Richtungsentscheid des Regierungsrates sind die Beantwortung der in Abschnitt 1.2 aufgeworfenen Fragestellungen. Ziel des Berichtes ist es folglich die Fragen übersichtlich und nachvollziehbar zu beantworten. Zudem sollen die Grundlagen, die zu den entsprechenden Antworten geführt haben systematisch und nachvollziehbar aufbereitet werden, sodass der Bericht als Grundlage für die Diskussion verwendet werden kann und den erarbeiteten Wissenstand gut reflektiert.

¹ Wasserrechtsverleihung des Kantons Uri vom 12. März 1942 an die Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität (Atel), Olten, für die Nutzbarmachung der Gotthardreuss durch Ableitung der Abflüsse aus dem Gebiete der Gottthardreuss oberhalb der Kote 2134.50 m. ü. M. in das Tessinflussgebiet.

1.4 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Grundlagenbericht zur Wasserkraftnutzung in Uri ist in zwei Teile geteilt:

- Das Schwerpunktthema von Teil I ist die Aktualisierung der Eignerstrategie von 2008. Dazu erhält der Teil I folgende Inhalte:
 - Die relevanten Fragestellungen, die in Teil I zu beantworten sind, werden in Kapitel 2 gestellt.
 - Kapitel 3 enthält eine Auslegeordnung zu den möglichen Eignerstrategien.
 - In Kapitel 4 wird das für die Beurteilung der Eignerstrategien verwendete Zielsystem vorgestellt.
 - Die Beurteilung der Eignerstrategien ist in Kapitel 5 enthalten.
 - Im Kapitel 6 werden die Eignerstrategien anschliessend priorisiert und es werden Schlussfolgerungen für den Heimfall Lucendro gezogen. Darüber hinaus wird die empfohlene Eignerstrategie mit den Strategien von anderen Gebirgskantonen verglichen.
- Ausgehend von den Erkenntnissen aus Teil I, liegt der inhaltliche Schwerpunkt von Teil II auf dem Heimfall Lucendro. Für die Auseinandersetzung mit dem Heimfall Lucendro enthält der Teil II folgende Inhalte:
 - In Kapitel 7 werden die relevanten Fragestellungen aufgeführt, die in Teil II zu beantworten sind.
 - In Kapitel 8 werden die Handlungsoptionen, die dem Kanton Uri zur Verfügung stehen, erläutert.
 - Die Beurteilung dieser Handlungsoptionen wird im Kapitel 9 vorgenommen.
 - Basierend auf der Beurteilung werden die Handlungsoptionen in Kapitel 10 priorisiert. Darüber hinaus werden Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen gezogen.
 - Im Kapitel 11 wird anschliessend ein Vorgehensvorschlag für das weitere Vorgehen formuliert.
- Die Anhänge A und B dienen der vertieften Auseinandersetzung mit der finanziellen Bewertung der Eignerstrategien (Anhang A, Kapitel 12) und den Handlungsoptionen für den Heimfall Lucendro (Anhang B, Kapitel 13). In (Anhang C, Kapitel 14) werden die mit den empfohlenen Strategien verbundenen Risiken eingehend analysiert und diskutiert. Darüber hinaus ist im Anhang D (Kapitel 15) die rechtliche Analyse enthalten, die zur Definition der Handlungsoptionen für den Heimfall Lucendro führte.

Teil I – Aktualisierung Eignerstrategie

2 Fragestellungen zur Eignerstrategie

Das Ziel der Eignerstrategie zur Urner Wasserkraftnutzung ist die Optimierung der Erträge aus der Wasserkraftnutzung unter Berücksichtigung der Risiken. Dabei stellen sich insbesondere die folgenden Fragen:

- Welche Instrumente (Steuereinnahmen, Wasserzinse, Dividenden aus Beteiligungen, Erträge aus dem Stromverkauf) soll der Kanton Uri nutzen, um den finanziellen Ertrag aus der Wasserkraftnutzung zu optimieren?
- Welchen Anteil an der Stromproduktion von bestehenden und neuen Kraftwerksanlagen soll der Kanton Uri für sich sichern?
 - Soll er sich an Kraftwerksanlagen beteiligen?
 - Soll er die Wasserkräfte selber nutzen?
 - Soll er Energiebezugsrechte aushandeln?
- Wie soll der Kanton Uri seinen Anteil an der Stromproduktion verwerten?
 - Soll der Kanton Uri die Energiebezugsrechte selber verwerten?
 - Soll der Kanton Uri die Energiebezugsrechte an einen Dritten abgeben? Soll dabei der Meistbietende berücksichtigt werden oder sollen andere Kriterien für den Zuschlag massgebend sein?

Die Eignerstrategie aus dem Jahr 2008 hat diese Fragestellungen wie folgt beantwortet:

- Die Erträge aus der Wasserkraftnutzung sind zu optimieren werden, indem höhere Steuereinnahmen und höhere Wasserzinseinnahmen realisiert werden.
- Gleichzeitig hat sich der Kanton Uri im Rahmen von Minderheitsbeteiligungen stärker an den Kraftwerksanlagen zu beteiligen und es sind Energiebezugsrechte anzustreben, die über die finanzielle Beteiligung am Aktienkapital der Kraftwerksanlagen hinausgehen.
- Bezüglich der Verwertung der Energiebezugsrechte wurde die Idee einer UrElectra angedacht für die Verwertung der Energie. Zurzeit werden die Energiebezugsrechte vom Elektrizitätswerk Altdorf und der SBB verwertet.

Im Rahmen der Aktualisierung der Eignerstrategie gilt es zu klären, ob die aktuelle Ausrichtung der Eignerstrategie immer noch richtig ist. Dazu sind insbesondere folgende Fragen zu prüfen:

- Ist das damals untersuchte Variantenspektrum an möglichen Eignerstrategien immer noch vollständig oder sind aufgrund neuer Entwicklungen Ergänzungen vorzunehmen?
- Kann zur Auswahl der Bestvariante weiterhin vom damals verwendeten Zielsystem ausgegangen werden oder drängen sich aufgrund geänderter Einschätzungen Anpassungen im Zielsystem oder der Gewichtung der einzelnen Kriterien auf?

3 Mögliche Eignerstrategien

3.1 Einleitende Bemerkungen

Die Festlegung einer Eignerstrategie ist eine komplexe Fragestellung. Einerseits sind bei der Definition der Eignerstrategie unterschiedliche Zielsetzungen zu berücksichtigen (vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 4). Andererseits gibt es auch eine Vielzahl von möglichen Instrumenten sowie unterschiedliche Optionen für deren Ausgestaltung. Bezüglich der Instrumente ist zu unterscheiden zwischen Instrumenten, die dem Kanton Uri aufgrund seiner hoheitlichen Funktion zur Verfügung stehen und Instrumenten, die dem Kanton Uri wegen seiner Rolle als Miteigentümer einer Kraftwerksanlage bzw. eines Energieversorgungsunternehmens zur Verfügung stehen.

Voraussetzung, um die für den Kanton Uri richtige Eignerstrategie zu entwickeln, ist ein breites Variantenspektrum, das die denkbaren Handlungsoptionen möglichst vollständig abdeckt und auch die in der politischen Debatte diskutierten Ideen berücksichtigt.

Für die Erarbeitung der Eignerstrategie 2008 wurden insgesamt sieben mögliche Strategievarianten untersucht.² Eine kritische Überprüfung dieser Auslegeordnung hat gezeigt, dass das damals entwickelte Variantenspektrum für die Aktualisierung der Eignerstrategie weiterhin nutzbar ist. Jedoch sind zwischenzeitlich in der politischen Diskussion zwei Ideen entwickelt worden, welche eine Ergänzung des Variantenspektrums erfordern:

- Im Juni 2013 hat Landrat Alf Arnold eine Motion zur Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft eingereicht, welche vom Landrat als Postulat überwiesen wurde.³ Das in der Motion skizzierte Kantonswerk umfasst nicht „nur“ die Geschäftsbereiche Stromproduktion und Stromhandel, sondern auch die Stromverteilung bis zum Endkunden sowie Energiedienstleistungen⁴
- Im Rahmen der Aktualisierung der Gesamtenergiestrategie wurde eine Stossrichtung skizziert, die einen Rückzug aus den Bezugsrechten- und Beteiligungen an Kraftwerksanlagen zugunsten einer stärkeren Beteiligung am Elektrizitätswerk Altdorf (EWA) vorsieht.

Im Unterschied zu den bisherigen Strategievarianten, die sich auf Geschäftsbereiche „Stromproduktion“ und „Verwertung der produzierten Energie konzentrieren (vgl. zu den Geschäftsbereichen im Strommarkt die Abbildung 3-1), erweitern die neu vorgeschlagenen Strategievarianten den Fokus auf die weiteren Geschäftsbereiche im Strommarkt:

- Das in der Motion skizzierte Kantonswerk soll sich auch in den Bereichen Handel, Verteilnetz sowie Energiedienstleistungen engagieren.

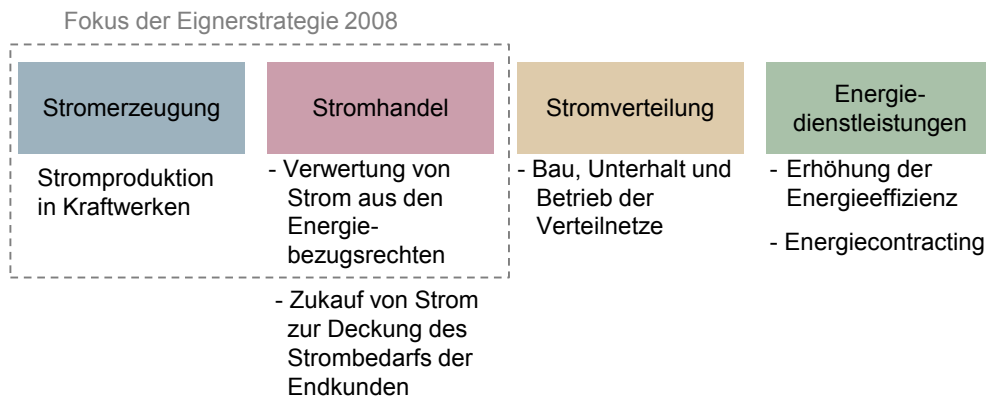
² Vgl. Baudirektion Kanton Uri (2008), Eignerstrategie für die Urner Wasserkraftnutzung, S. 41 ff.

³ Motion Alf Arnold Rosenkranz, Altdorf zu Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft, 22. Mai 2014, LA. 2013-0405.

⁴ Motion Alf Arnold Rosenkranz, Altdorf zu Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft, 22. Mai 2014, LA. 2013-0405.

- Die angestrebte höhere Beteiligung am EWA führt dazu, dass sich der Kanton Uri stärker in den Geschäftsbereichen Stromhandel, Stromverteilung und Energiedienstleistungen engagiert.

Abbildung 3-1: Geschäftsbereiche im Strommarkt



3.2 Ausgestaltungs-elemente der Strategien

Die Eignerstrategie zur Wasserkraftnutzung ergibt sich aus der Festlegung verschiedener Einzelelemente. Diese lassen sich im Wesentlichen nach der hoheitlichen Funktion des Kantons einerseits und seiner möglichen Rolle als Miteigentümer an Kraftwerksanlagen gliedern:

- Bei der **der hoheitlichen Funktion** geht es in erster Linie um die Elemente Konzessionsdauer, Konzessionsabgabe, Wasserzins, Steuern, Leistungsaufträge und Heimfall, die der Kanton festlegen muss.
- Bei der **Rolle als (Mit-)Eigentümer** der Kraftwerksanlagen kann unterschieden werden zwischen der Festlegung der Form der Beteiligung an den Wasserkraftwerken und der Ausgestaltung des Betriebs der Kraftwerksanlagen sowie der Verwertung der Energiebezugsrechte.

Innerhalb dieser Elemente hat der Kanton Uri einen grossen Gestaltungsspielraum, wobei nicht jede Ausprägung in jedem Fall sinnvoll ist. Beispielsweise würde sich der Aufbau einer eigenen Verwertungsgesellschaft für die bestehenden Energiebezugsrechte kaum lohnen.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Elemente sowie deren mögliche Ausgestaltung beschrieben. Dabei wird gleichzeitig auch auf deren Umsetzbarkeit eingegangen. Bezüglich der Umsetzung spielt insbesondere die zeitliche Dimension eine entscheidende Rolle.

3.2.1 Elemente der hoheitlichen Funktion

a) Konzessionsdauer

Die Konzessionsdauer wird bei Abschluss der Konzession festgelegt. Handlungsspielraum bei der Festlegung der Konzessionsdauer besteht, von Ausnahmen abgesehen (Konzessionsverzicht, Konzessionsverwirkung, Konzessionsrückkauf)⁵, nur bei der Neukonzessionierung eines Wasserkraftwerks. Die Konzessionsdauer ist Verhandlungssache, allerdings begrenzt durch eine bundesrechtliche Höchstdauer von 80 Jahren (Art. 58 WRG). Während einer laufenden Konzession ist eine Verkürzung der Konzessionsdauer nur möglich, wenn der Konzessionsnehmer dieser Änderung zustimmt; das wird er regelmässig nur dann tun, wenn die Wasserkraftanlage nicht rentiert oder im Rahmen des Rückkaufs (Art. 63 WRG i.V.m. Art. 34 GNG); im letzteren Fall ist er aber voll zu entschädigen (Art. 34 GNG), was schon daraus folgt, dass mit der Konzession dem Konzessionär nach Massgabe des Verleihungsaktes ein wohl erworbenes Recht auf die Benutzung des Gewässers eingeräumt wird, das nur aus Gründen des öffentlichen Wohl und gegen volle Entschädigung wieder entzogen werden kann (Art. 43 WRG). Eine Verlängerung der Konzession nach Ablauf der bundesrechtlichen Höchstdauer ist nicht möglich, wohl aber eine Neukonzessionierung.

b) Konzessionsabgabe

Die Höhe der Konzessionsabgabe wird entsprechend dem verliehenen Recht bestimmt.⁶ Die Bestimmung ist relativ offen formuliert. Es kann sich daher die Frage stellen, ob sie als gesetzliche Grundlage genügt. In Art. 48 WRG ist die Gebühr ebenfalls vorgesehen; sie wird in Art. 21 GNG dahingehend konkretisiert, dass es sich um eine *einmalige* Gebühr handelt. Die Regelungen zur Höhe der Gebühr sind schweizweit unterschiedlich und oft nicht bekannt. Im Grundsatz sollte die Gebühr etwas mit dem Aufwand, der im Rahmen des Konzessionsverfahrens anfällt, zu tun haben. Das Ermessen bei der Erhebung der Gebühr ist allerdings erheblich. Art. 21 GNG verpflichtet lediglich, dass eine einmalige Gebühr erhoben wird.

c) Wasserzinsen

Die Wasserzinsen stellen die wichtigste Abgabe für die Wasserkraftnutzung in der Schweiz dar. Die maximale Höhe der Wasserzinsen wird vom Bund festgelegt (Art. 49 WRG). Eine Erhöhung des Wasserzinsmaximums benötigt einen Beschluss der Bundesversammlung. Der Kanton Uri kann seine Interessen durch Lobbying oder im Rahmen der Einreichung einer Standesinitiative geltend machen. Dieser beschränkte Einfluss des Kantons Uri sowie das gegenwärtige Umfeld führen dazu, dass eine weitere Erhöhung der Wasserzinsen politisch im Moment keine Mehrheiten finden wird. Eher gehen die Diskussionen in Richtung einer Flexibilisierung der Wasserzinsen, was nur im Interesse von Uri ist, wenn sie auch eine erhebliche

⁵ Vgl. Art. 63 ff. WRG; Art. 34 ff. GNG.

⁶ Vgl. Art. 21 GNG.

Beteiligung an zukünftigen Gewinnen ermöglichen würden. Die Strategien B bis I sind daher bezüglich dieser Zielsetzung nur schwer umsetzbar und jedenfalls nicht aus eigener Kraft zu erreichen (vgl. Strategien B bis I). Einen gegenüber dem Wasserzinsmaximum tieferen Wasserzins zu verlangen ist grundsätzlich jederzeit möglich (vgl. Strategie A), bedarf allerdings einer Anpassung des Gewässernutzungsgesetzes, das die Ausschöpfung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums vorsieht.⁷

d) Steuern

Die Unternehmenssteuern im Kanton Uri werden basierend auf dem steuerbaren Reingewinn und dem steuerbaren Kapital bemessen. Bezogen auf Wasserkraft stellt sich für die Standortkantone das Problem, dass viele Wasserkraftwerke nach dem Partnerwerkprinzip betrieben werden. Dabei wird die Stromproduktion zu den Gestehungskosten entnommen, sodass der steuerbare Reingewinn des Partnerwerks im Prinzip nur der zwischen den Partnern vereinbarten Dividende des Partnerwerks entspricht. Der tatsächliche Gewinn, der aus dem Handel mit dem im Kraftwerk produzierten Strom erzielt wird, wird in diesem Fall nicht in den Standortkantonen der Wasserkraftwerke versteuert. Die Lösung für dieses Problem aus Sicht der Standortkantone bietet eine marktabhängige Bewertung der Energie für die Ermittlung des steuerbaren Reingewinns. Für die Umsetzung ist allerdings sicherzustellen, dass sich die Kantone bezüglich des Anteils an der Steuersubstanz einigen. Für die Beibehaltung der heutigen Regelung, wie dies in der Strategie A vorgesehen ist, stellt sich die Frage nach der Umsetzbarkeit nicht.

e) Leistungsaufträge

Unter dem Stichwort Leistungsaufträgen werden weitere Anforderungen und Bedingungen an den Konzessionsnehmer zusammengefasst, auch die Gratislieferungen von Strom zur Deckung des Eigenkonsums des Kantons. Während der Verzicht auf zusätzliche Leistungen des Konzessionsnehmers jederzeit möglich ist (vgl. Strategie A und G), ist die Vereinbarung solcher Leistungsaufträge nur entweder im Einverständnis mit dem Konzessionär oder dann nach Ablauf der Konzessionsdauer mit dem neuen/bestehenden Konzessionär möglich (vgl. Strategien B bis F sowie H und I). Der Umfang der Leistungsaufträge ist Verhandlungssache zwischen dem Hoheitsträger des Gewässers und dem Konzessionsnehmer im Rahmen der Konzessionsvergabe; während bestehender Konzession können zusätzliche Leistungsaufträge nur realisiert werden, wenn der Konzessionär zustimmt, was er, wenn überhaupt, nur gegen Entschädigung machen wird.

⁷ Art. 22 Abs. 1 GNG: Für die Wasserkraftnutzung ist ein jährlicher Wasserzins zu leisten, der dem jeweiligen Höchstansatz nach der Bundesgesetzgebung entspricht.

f) Heimfall

Beim Heimfall ist zu unterscheiden zwischen der Konkretisierung der Heimfallregelungen im Rahmen der Konzessionsvereinbarung (Neukonzessionierung) und der Ausübung des Heimfallrechts:

- Der Heimfall richtet sich nach den Bestimmungen der im Zeitpunkt des Inkrafttretens der Konzession geltenden Gesetzgebung von Bund und Kanton. Der Heimfall ist wirtschaftlich von erheblicher Bedeutung und bundesrechtlich in Art. 67 WRG normiert. Die Regelung ist dispositiv und kann durch vertragliche Absprachen in der Konzession anders gestaltet werden. Auch abweichendes kantonales Recht ist gestützt auf Art. 67 WRG zulässig. Gestützt auf Art. 67 lit. b WRG ist das Gemeinwesen heute befugt, Anlagen zur Erzeugung und Fortleitung von elektrischer Energie gegen eine billige Entschädigung zu übernehmen – und zwar auch gegen den Willen des diese Anlagenteile besitzenden Konzessionärs. In Art. 37 GNG wird die bundesrechtliche Heimfallregelung durch Verweisung in das kantonale Recht übernommen, es gilt mithin die Regelung gemäss WRG. In Art. 37 Abs. 3 ist vorgesehen, dass der Konzedent auf das Heimfallsrecht gegen Entschädigung verzichten kann (aber nicht muss). Grundsätzlich kann der Kanton ohnehin auf den Heimfall verzichten und vom Konzessionär verlangen, dass er die Anlagen von den öffentlichen Grundstücken entfernt.

Im Rahmen der Ausübung des Heimfalls besteht Handlungsspielraum, der vor allem die Entschädigung für die elektrischen Anlagenteile (Art. 67 Abs. 1 lit. b WRG) betrifft. Diese können heute dispositiv gegen billige Entschädigung übernommen werden (Art. 67 Abs. 2 WRG i.V.m. Art. 37 Abs. 1 GNG). Historisch ist relativ klar, was mit dem Begriff der billigen Entschädigung gemeint war. Der Bundesgesetzgeber war der Auffassung, dass auf den Konzessionär bei der Beendigung des Konzessionsverhältnisses keine allzu grosse Rücksicht genommen werden darf, zumal "die guten Erfolge des Betriebes nicht allein den Anlagen zuzuschreiben wären, sondern der Zusammenwirkung von Konzession und Anlagen. Die Anlagen allein haben nach Ablauf der Konzession nur den Bauwert der noch zu reduzieren ist durch eine angemessene Amortisation in Folge der Abnutzung" (so Nationalrat Vital anlässlich der Nationalratsverhandlungen im September 1915).

Bei Neukonzessionierungen lassen sich für die Entschädigung des Heimfalls auch andere Regelungen treffen, so könnte z.B. ein kostenloser Heimfall auch für die trockenen Teile vorgesehen werden. Insgesamt besteht bei Neukonzessionen bezüglich der Heimfallregelung ein grosser Handlungsspielraum.

Exkurs: Sonderfall Kraftwerksanlagen der SBB

Das Heimfallrecht bei den Kraftwerken, die vollständig oder teilweise im Eigentum der SBB sind, stellt eine rechtlich umstrittene Frage dar. Grundsätzlich hat der Bund das Recht kantonale und kommunale Gewässer für die Erfüllung der ihm obliegenden Aufgaben zu beanspruchen (vgl. Art. 12, 13 und 14 WRG). Dafür muss er die betroffenen Hoheitsträger der Gewässer allerdings schadloshalten. Für diesen Bericht wird davon ausgegangen, dass der Kanton Uri den Heimfall geltend machen kann. Schadlosgehalten ist der Kanton Uri dann, wenn die Entschädigung gleichwertig ist, wie die erwarteten Erlöse. Aus diesem Grund wird bei der Beurteilung der Kraftwerksanlagen nicht zwischen Werken im Eigentum der SBB und übrigen Werken unterschieden.

- Der Heimfall bei Ablauf der Konzession richtet sich nach den zwingenden gesetzlichen Bestimmungen im WRG und GNG und den Bestimmungen in der Konzession. Der „vorzeitige“ Heimfall ist eine Frage der Konzessionsdauer; erfolgt keine Verwirkung oder kein Verzicht durch den Konzessionär, kann das Konzessionsende (und damit der Heimfall) nur gegen volle Entschädigung des Konzessionärs herbeigeführt werden. Dies gilt auch für den in Art. 34 vorgesehenen Rückkauf der Anlagen, der frühestens nach einem Drittel der Konzessionsdauer möglich ist und auch nur dann gilt, wenn die Regelung bereits bei Abschluss der jeweiligen Konzession bestand oder in der Konzessionsurkunde selbst vorgesehen war. Der Rückkauf ist von der Enteignung einer Konzession zu unterscheiden, weil er die Voraussetzungen der Enteignung nicht erfüllen muss.

Mit der Heimfallregelung lässt sich heute deshalb kaum Einfluss nehmen auf bestehende Konzessionsverhältnisse, sondern die Bestimmungen werden erst bei Ablauf der Konzessionsdauer relevant.

3.2.2 Direkte Beteiligung an Wasserkraftwerken

a) Direkte Beteiligungen an den Wasserkraftanlagen und Dividenden

Der Konzessionsnehmer hat gemäss dem Urner Gewässernutzungsgesetz dem Konzessionsgeber eine „erhebliche Beteiligung und eine entsprechende Vertretung in den Organen der Wasserkraftunternehmen zu ermöglichen“. Die direkte Beteiligung an den Wasserkraftanlagen kann bei der Neukonzessionierung vereinbart werden. Deren Höhe ist Verhandlungssache. Eine nachträgliche Beteiligung kann ebenfalls im Rahmen von Verhandlungen erzielt werden, setzt aber das Einverständnis des Betroffenen voraus, insbesondere über den Preis; der zwangsweise Erwerb ist mit Blick auf die Eigentumsgarantie kaum denkbar, da die Voraussetzungen einer Enteignung fehlen.

Der Abbau der bestehenden Beteiligungen ist jederzeit möglich. Drei Abbauvarianten sind dabei denkbar:

- Verkauf an den Meistbietenden
- Verkauf an ein Urner Energieversorgungsunternehmen

Die Frage nach der Höhe der Dividende der Partnerwerke muss im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen bei Gründung des jeweiligen Partnerwerks beantwortet werden.

b) Beteiligung an Energieversorgungsunternehmen und Dividenden

Die Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen werden wie die Beteiligungen an den Wasserkraftanlagen dem Verwaltungsvermögen zugerechnet.⁸ Eine Erhöhung der Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen ist durch einen Beschluss des Landrates möglich. Voraussetzung für die erfolgreiche Erhöhung der Beteiligung ist die Verkaufsbereitschaft eines möglichen Vertragspartners.

c) Energiebezugsrechte

Handlungsspielraum bezüglich der Vereinbarung von Energiebezugsrechten besteht bei der Neukonzessionierung eines Werkes. Die bisherigen Verhandlungen haben gezeigt, dass die Durchsetzung eines Energiebezugsrechts ohne Bezugspflicht und ohne eine gleichzeitige Beteiligung an der Kraftwerksanlage nur sehr schwer möglich ist (vgl. Strategie D). Ein Energiebezugsrecht mit gleichzeitiger Beteiligung hat sich bei den geführten Verhandlungen als einfacher zu erzielendes Verhandlungsergebnis erwiesen (vgl. Strategie E). Ob bei Neukonzessionierung erreicht werden kann, dass der Kanton eine Mehrheitsbeteiligung mit Energiebezugsrechts ohne Bezugspflicht, bleibt abzuwarten

Während einer laufenden Konzession können Energiebezugsrechte grundsätzlich auf dem Verhandlungsweg erlangt werden. Bei diesen müssten allerdings die zukünftigen erwarteten Gewinne dem Verkäufer entschädigt werden, sodass sich dies für den Kanton nicht lohnen würde. Ein Verzicht auf Energiebezugsrechte (Strategie A und B) ist jederzeit möglich. Für den Abbau der bestehenden Beteiligungen gibt es grundsätzlich drei verschiedene Möglichkeiten:

- Verkauf an den Meistbietenden
- Verkauf an ein Urner Energieversorgungsunternehmen

3.2.3 Betrieb der Kraftwerksanlagen und Verwertung der Energie aus Bezugsrechten**a) Bau und Betrieb der Wasserkraftanlagen**

Der Bau der Wasserkraftanlagen umfasst die Planung und die Konstruktion der Wasserkraftanlagen. Der Betrieb der Wasserkraftanlage umfasst einerseits die Steuerung und Überwachung der Anlagen. Andererseits gehört zum Betrieb auch die Instandhaltung der Kraftwerksanlagen. Ersteres muss dabei nicht zwingend am Kraftwerkstandort selbst erfolgen, da sich die Anlagen auch fernsteuern lassen.

Für Bau und Betrieb der Wasserkraftanlagen können grundsätzlich drei verschiedene Modelle mit zwei Untervarianten unterschieden werden:

⁸ Das Verwaltungsvermögen umfasst jene Vermögenswerte, die unmittelbar der öffentlichen Aufgabenerfüllung dienen. Im Lichte der Liberalisierung des Strommarktes wäre eigentlich eine Zuordnung zum Finanzvermögen angezeigt. Das Finanzvermögen umfasst jene Vermögenswerte, die ohne Beeinträchtigung der öffentlichen Aufgabenerfüllung veräussert werden könnten.

- Vergabe von Bau und Betrieb an einen Dritten
- Eigenständiger Bau und Betrieb der Kraftwerke durch den Kanton Uri (als Verwaltungseinheit, in einer eigenständigen Gesellschaft)
- Bei einem Partnerwerk ist es auch möglich den Bau und den Betrieb dem Partner zu überlassen

Vergabe von Bau und Betrieb an einen Dritten

Bei der Vergabe des Betriebes an einen Dritten werden entsprechende Offerten eingeholt. Anschliessend wird der Betrieb an den Anbieter mit dem wirtschaftlich besten Angebot vergeben. Diese Variante kommt im Prinzip nur dann infrage, wenn der Kanton eine Mehrheitsbeteiligung an der Kraftwerksanlage besitzt. Bei einer Minderheitsbeteiligung steht eher der Betrieb der Kraftwerke durch den Partner im Partnerwerk im Vordergrund.

Eigenständiger Bau und Betrieb der Kraftwerke durch den Kanton Uri

Bei einer Mehrheitsbeteiligung an den Kraftwerksanlagen ist ebenfalls denkbar, dass der Kanton das entsprechende Wissen und die Fähigkeiten für den Betrieb von Kraftwerksanlagen aufbaut. Dies kann er entweder innerhalb der Verwaltung oder in einem eigenständigen Unternehmen tun. Bei einer Minderheitsbeteiligung an den Kraftwerksanlagen steht diese Variante eher nicht im Vordergrund, sondern der Betrieb durch den Partner im Partnerwerk.

Bau und Betrieb des Partnerwerks durch den Partner im Partnerwerk

Der Betrieb der Kraftwerksanlage wird durch das Energieversorgungsunternehmen sichergestellt, mit welchem der Kanton Uri das Partnerwerk gebaut hat. Diese Variante steht insbesondere dann im Vordergrund, wenn der Kanton eine Minderheitsbeteiligung an einem Partnerwerk eingeht.

b) Verwertung der Energiebezugsrechte

Die Vermarktung der Energiebezugsrechte beinhaltet den Verkauf der Energiebezugsrechte am Markt. Für die Verwertung der Energiebezugsrechte sind drei verschiedene Varianten denkbar:

- Vermarktung der Energiebezugsrechte durch den meistbietenden Dritten
- Vermarktung der Energiebezugsrechte durch ein Urner Unternehmen
- Vermarktung der Energiebezugsrechte durch den Kanton Uri

Vermarktung der Energiebezugsrechte durch den meistbietenden Dritten

Im Gegensatz zur Variante „Vermarktung der Energiebezugsrechte durch den Kanton Uri“ würden die Energiebezugsrechte des Kantons gebündelt und an den meistbietenden Dritten zur Vermarktung abgegeben. Der Kanton würde folglich nicht selbständig an der europäischen

Energiebörse als Händler auftreten. Bei der Vermarktung durch einen Dritten sind in der konkreten Ausgestaltung grundsätzlich folgende Abgeltungsmöglichkeiten denkbar:

- Jährlicher Pauschalbetrag der im Voraus festgelegt wird
- Jährlicher Betrag, der im Nachhinein bezahlt wird und die tatsächlichen Erträge widerspiegelt, abzüglich einer Gebühr für die Vermarktung der Energiebezugsrechte.

Denkbar wäre auch eine Mischvariante, welche das Risiko für den Vermarktungserfolg auf zwischen dem Kanton Uri und dem Partner für die Vermarktung der Energiebezugsrechte aufteilt.

Vermarktung der Energiebezugsrechte durch ein Urner Energieversorgungsunternehmen

Anstelle einer Vermarktung durch den meistbietenden Dritten könnte die Verwertung der Energie auch einem Urner Unternehmen übertragen werden. Der Grund für die Wahl eines Urner Unternehmens anstelle des meistbietenden könnte die Hoffnung sein, damit den Erhalt von Arbeitsplätzen im Kanton Uri zu sichern.

Vermarktung der Energiebezugsrechte durch den Kanton Uri

Der Kanton Uri könnte die Vermarktung der Energiebezugsrechte auch selbst in die Hand nehmen und eigenständig am Strommarkt als Stromhändler auftreten. Dazu müsste der Kanton aber das entsprechende Wissen und die Fähigkeiten aufbauen, was mit einem erheblichen Aufwand verbunden wäre. Gleichzeitig müsste sichergestellt werden, dass sich der Kanton ausschliesslich auf die bestmögliche Verwertung der Energie konzentriert.

3.3 Überblick über die möglichen Eignerstrategien

Aus den oben beschriebenen Elementen und ihren Ausprägungen lassen sich unterschiedliche Eignerstrategien zusammenstellen. Für die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Strategien wurde wie erwähnt darauf geachtet, dass die resultierenden Strategien insgesamt das die denkbaren Handlungsoptionen möglichst vollständig abdecken und auch die politische Diskussion im Kanton Uri reflektieren.

Die Zusammenstellung in Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die einzelnen Strategievarianten. Die Kurzbeschreibung des Variantenspektrums ist nach der hoheitlichen Funktion und der Funktion als Eigentümer differenziert:

- Instrumente, die dem Kanton Uri aufgrund seiner **hoheitlichen Funktion** zustehen: Bei diesen Instrumenten muss der Staat gemäss Gesetz die konkrete Ausgestaltung festlegen: Dazu zählen insbesondere folgende Fragen:
 - *Konzessionsdauer*: Welche Konzessionsdauer wird festgelegt? Wird an der bestehenden Usanz einer Konzessionsdauer von 60 bis 80 Jahren festgehalten? Oder wird die Konzessionsdauer zugunsten eines grösseren Handlungsspielraums zum Beispiel auf 40 Jahre gekürzt?

- *Konzessionserteilung*: Werden Konzessionen erteilt oder wird die Wasserkraft durch den Kanton selber genutzt? Unter welchen Bedingungen erfolgt die Konzessionserteilung? Wie hoch wird die einmalige Konzessionsgebühr festgelegt?
- *Wasserzinsen (Ausschöpfen des Maximums und Erhöhung)*: Soll der maximal zulässige Wasserzins ausgeschöpft werden? Soll sich der Kanton Uri für eine Erhöhung des Wasserzinsmaximums einsetzen?
- *Steuern*: Wie sollen die Partnerwerke besteuert werden? Soll eine Gewinnsteuer gemäss Market-to-Market-Bewertung erhoben werden?
- *Leistungsaufträge*: Sollen mit der Konzession zusätzliche Leistungen eingefordert werden, welche die Unternehmen ohne die Vorgabe in der Konzession nicht erfüllen würden (Einhaltung bestimmter Tarifgrundsätze, Lieferung von Gratisenergie für staatliche Einrichtungen)?
- *Heimfall*: Soll der Kanton Uri das Heimfallrecht ausüben? Zu welchem Preis sollen die Anlagen an den Kanton übergehen?
- Instrumenten, die der Staat in der **Rolle als Miteigentümer an einer Kraftwerksanlage** bzw. **eines Energieversorgungsunternehmens** einsetzen kann. Es handelt sich hierbei um Instrumente, die dem Staat neben Konzessionsabgaben, Wasserzinsen und Steuern zusätzliche Möglichkeiten zum Beispiel zur Ertragsmaximierung geben.
 - *Beteiligungen*: Bis zu welcher Höhe soll der Kanton Beteiligungen an einer Kraftwerksanlage oder an einem Energieversorgungsunternehmen eingehen?
 - *Energiebezugsrechte [Umfang und Verwertung der Energie]*: In welchem Ausmass soll der Kanton Energiebezugsrechte aushandeln? Sollen die Energiebezugsrechte an die Beteiligung gekoppelt sein? Soll der Kanton Uri mit den Energiebezugsrechten selber am Strommarkt aktiv werden oder soll er die Verwertung der Energiebezugsrechte Dritten überlassen?
 - *Geschäftsbereiche*: In welchen Geschäftsbereichen soll der Kanton Uri aktiv sein?
 - *Dividendenpolitik*: Soll der Kanton Uri auf die Dividendenpolitik beziehungsweise die Ausgestaltung der Gewinnverwendung im Unternehmen Einfluss nehmen, um höhere Dividendenausschüttungen durchzusetzen?

Abbildung 3-2: Mögliche Eignerstrategien

	Strategie A keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	Strategie B keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Strategie C Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Strategie D Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Strategie E Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Strategie F Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Strategie G Eigennutzung	Strategie H1/H2 Erhöhung Beteiligung EWA / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Strategie I1/I2 Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft
Hoheitliche Funktion als Eigner der Wasserkraft									
Konzessionsdauer	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre		reduzieren, auf z.B. 40 Jahre	reduzieren, auf z.B. 40 Jahre
Konzessionserteilung und Konzessionsgebühr	Vergabe mit einer kostendeckenden Konzessionsgebühr an beliebigen Konzessionsnehmer	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	Vergabe an Meistbietenden	keine	keine	Vergabe an strategischen Partner, ausschöpfen der maximal möglichen Abgabe	Vergabe an Konzessionäre mit Mehrheitsbeteiligung in Urner Hand / Kostendeckende Konzessionsabgabe
Wasserzinsmaximum	nicht ausschöpfen	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich	kein Wasserzins	ausschöpfen, wenn möglich	ausschöpfen, wenn möglich
Erhöhung Wasserzinsmaximum	nicht anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	anstreben	kein Wasserzins	anstreben	belassen wie heute
Steuern	Besteuerung gemäss Unternehmensgewinn	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	keine	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie	Gewinnsteuer mindestens gemäss marktmässiger Bewertung der Energie
Leistungsaufträge	keine	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	Rabatte auf Eigenkonsum und andere Vorgaben	keine Vorgaben	keine	Rabatte auf Eigenkonsums	Versorgungssicherheit
Heimfall	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	vorsehen	nicht relevant	vorsehen	vorsehen
Funktion als (potenzieller) Eigentümer an Kraftwerksanlagen									
Direkte Beteiligungen an Wasserkraftwerken (Partnerwerken)	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen	bestehende Beteiligungen	bestehende Beteiligungen	bestehende Beteiligungen	40%	51%	100%	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen
Betrieb der Kraftwerksanlagen	-	-	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Mehrheitsbeteiligung	Betrieb durch Partner mit Minderheitsbeteiligung	Betrieb durch externen Dienstleister	-	Betrieb durch kantonale Energiegesellschaft
Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%	Erhöhung der bestehenden Beteiligung auf max 49% (H1) / mind. 51% (H2)	Beibehalten der bestehenden Beteiligungen EWA 29%
Energiebezugsrechte	keine	keine	wie heute	erhöhen auf 20%	erhöhen auf 40%	erhöhen auf 51%	100%	keine	keine / Abbau der bestehenden Beteiligungen
Verwertung der Energiebezugsrechte	-	-	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	Vergabe an Dritten	-	Durch kantonale Energiegesellschaft
Geschäftsbereiche	keine	keine	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel**)	Stromproduktion (Stromhandel) Stromverteilung Energiedienstleistungen	11: Stromproduktion + Stromhandel 12: alle Geschäftsbereiche
Dividendenpolitik (Gewinnverwendung)	keine Einflussnahme	keine Einflussnahme	keine Erhöhung anstreben*	keine Erhöhung anstreben*	keine Erhöhung anstreben*	minimieren	minimieren	Erhöhung anstreben*	Ausschüttung einer maximalen Dividend z.H. der öffentlichen Hand

* Bei Beteiligungen an Partnerwerken bringen Dividenden dem Kanton nur dann einen Zuwachs am Total der jährlichen Erträge, wenn er über keine Bezugsrechte verfügt

** Evtl. Einbringen der Bezugsrechte in ein eigene Vermarktungsgesellschaft mit kantonomer Mehrheitsbeteiligung oder Verkauf an Meistbietenden

3.4 Mögliche Eignerstrategien im Detail

In den nachfolgenden Abschnitten werden die zentralen Elemente sowie die Grundidee der Strategien A bis I erläutert.

a) Strategie A

Strategie A	
Zentrale Merkmale	– Keine Energiebezugsrechte – Keine Beteiligungen – Abbau der Abgaben
Inhalt	Diese Strategie repräsentiert die (Extrem-) Position einer liberalen ordnungspolitischen Grundhaltung: – Der Kanton verzichtet auf jegliche eigentumsrechtliche Ansprüche im Bereich der Wasserkraftnutzung. – Die Abgaben auf der Wasserkraftnutzung in Form von Wasserzinsen und die Besteuerung der Kraftwerksanlagen sollen möglichst tief gehalten werden. Der potenzielle Gewinn aus der Wasserkraftnutzung soll also soweit wie möglich und gesetzlich zulässig den Konzessionären bzw. den Elektrizitätsunternehmen zustehen. Der Kanton verzichtet auf jegliche Erträge aus der Wasserkraftnutzung, die über das Mass der ordentlichen Gewinn- und Kapitalbesteuerung hinausgehen. Die Umsetzung der Strategie bedeutet Folgendes: – Die bisherigen Energiebezugsrechte und Beteiligungen werden (bestmöglich) verkauft – Bei Konzessionsende wird der Heimfall ausgeübt und die Anlagen dem neuen Konzessionär kostenlos überlassen; ist der neue Konzessionär auch der alte Konzessionär, kann dies durch (kostenlosen) Heimfallverzicht erfolgen. – Bei Neukonzessionen werden keine Energiebezugsrechte oder Beteiligungen verlangt. – Steuerbelastungen für die Wasserkraftnutzung werden gesenkt – Das Wasserzinsmaximum wird nicht ausgeschöpft – Die Höhe der Konzessionsabgabe bemisst sich am tatsächlich angefallenen Aufwand für die Konzessionsvergabe (kostendeckend) Verringerung der Konzessionsdauer gegenüber der bisherigen Usanz von 80 auf 40 Jahre, um den Handlungsspielraum für zukünftige Generationen zu erhöhen, sofern man für diese Dauer einen Konzessionär findet.

b) Strategie B

Strategie B	
Zentrale Merkmale	– Keine Energiebezugsrechte – Keine Beteiligung – Erhöhung der Abgaben
Beschreibung	In der Strategie B soll, wie bei Strategie A auf Eigentumsrechte an Kraftwerksanlagen verzichtet werden. Die hoheitlichen Instrumente sollen jedoch soweit wie möglich ausgeschöpft werden, um aus der Wasserkraftnutzung Einnahmen für die öffentliche Hand zu generieren. Die Umsetzung der Strategie hat folglich folgende Auswirkungen: – Ausschöpfen des zulässigen Wasserzinsmaximums soweit möglich⁹ sowie Anstreben einer Erhöhung der maximalen bundesrechtlich festgelegten Wasserzinse. – Besteuerung der Partnerwerke nach dem Wert der produzierten Energie – Vergabe der Konzessionen an den Meistbietenden – Leistungsaufträge oder Konzessionsbedingungen zur Deckung von weiteren Anforderungen (z.B. Gratislieferungen¹⁰ oder tiefere Strompreise für Eigenkonsum des Kantons)

c) Strategie C

Strategie C	
Zentrale Merkmale	– Heutige Höhe der Energiebezugsrechte und Beteiligungen an Kraftwerksanlagen beibehalten – Erhöhung der Abgaben – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern
Beschreibung	Im Gegensatz zu den Strategien A und B wird die gegenwärtige Ausgestaltung der eigentumsrechtlichen Instrumente (Energiebezugsrechte, Beteiligungen) auf dem Niveau von 2008 belassen. Um zusätzliche Erträge generieren zu können, werden aber die hoheitlichen Instrumente (Reduktion der Konzessionsdauer, Erhöhung der Wasserzinsen, Besteuerung gemäss marktmässiger Bewertung der Energie) wie bei der vorangehenden Strategie B ausgebaut. Darüber hinaus wird angestrebt, die Vermarktung der bestehenden Energiebezugsrechte zu verbessern, um mit der gleichen Energie höhere Einnahmen zu erzielen (beispielsweise kann dies erreicht werden, indem die Vermarktung der Energiebezugsrechte dem meistbietenden Dritten überlassen wird).

⁹ Liegt ein Wasserkraftwerkprojekt an der Rentabilitätsschwelle bzw. ist dieses Projekt bei Ausschöpfung des Wasserzinsmaximums nicht rentabel, so kann es unter dem Aspekt der Ertragsoptimierung aus Sicht der öffentlichen Hand sinnvoll sein, den Wasserzins unter dem Maximum anzusetzen. Dafür müsste aber zunächst das GNG geändert werden, welches den bundesrechtlichen Höchstwasserzinssatz übernimmt.

¹⁰ Sofern dies neben dem Wasserzinsmaximum überhaupt zulässig ist.

d) Strategie D

Strategie D	
Zentrale Merkmale	– Energiebezugsrechte auf 20% erhöhen, aber ohne entsprechende Erhöhung der Minderheitsbeteiligungen – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern
Beschreibung	Die Grundidee der Strategie lässt sich wie folgt zusammenfassen: Die Wasserkraft stellt für Uri und die anderen Gebirgskantone eine einzigartige natürliche Ressource. Von den Erträgen aus der Nutzung der Ressourcen sollen nicht nur einzelne Energiewirtschaftsunternehmen bzw. ihre Aktionärinnen profitieren (bei denen es sich meist um die öffentliche Hand, das heisst andere Kantone, handelt), sondern in einem angemessenen Ausmass mittelbar auch die gesamte Urner Bevölkerung. Der Wert der Wasserkraft widerspiegelt sich in erster Linie im Preis, der für den produzierten Strom bezahlt wird. Um davon anteilmässig profitieren zu können, soll der Kanton über entsprechende Energiebezugsrechte verfügen. Die Umsetzung der Strategie bedeutet Folgendes: – Die Energiebezugsrechte von rund 10% sollen beschränkt ausgebaut werden auf durchschnittlich 20%. Im Unterschied zur nachfolgenden Strategie soll die Erhöhung der Energiebezugsrechte ohne eine Erhöhung der Beteiligung erfolgen. – Bezüglich der hoheitlichen Instrumente (Wasserzins, Konzessionsabgabe, Besteuerung) werden die gleichen Grundsätze wie in den vorangehenden Strategien B und C verfolgt. Eine Ertragssteigerung soll über einen erhöhten Wasserzins und eine bessere Vermarktung der Energiebezugsrechte erreicht werden. Dazu werden die Energiebezugsrechte dem Anbieter mit dem besten Angebot zur Vermarktung überlassen. Die Umsetzung der Strategie unterscheidet sich bei bestehenden und neuen Konzessionen: – Im ersten Fall müsste ein höheres Energiebezugsrecht käuflich erworben werden, was gegen den Willen des Konzessionärs und Anlagenbetreiber nicht möglich ist. Zudem ist damit ein höheres Risiko verbunden, zumal evtl. auch eine Erhöhung der Beteiligung eingegangen werden muss.¹¹ – Bei Neukonzessionierungen ist das höhere Energiebezugsrecht im Rahmen der Konzessionsverhandlungen und entsprechender Ausgestaltung der Konzessionsbedingungen zu erreichen.

¹¹ Der käufliche Erwerb von zusätzlichen Energiebezugsrechten im Rahmen einer bestehenden Konzession ist aus folgenden Überlegungen meist nicht zu empfehlen: Der Verkäufer wird seinen Verkaufspreis im Normalfall so festlegen, dass seine Gewinnerwartung auf dem veräusserten Teil der Energiebezugsrechte aus seiner Sicht voll abgedeckt ist. Bei korrekter Abschätzung des erwarteten Gewinns verbleibt für den Käufer (hier der Kanton Uri) nur dann ein Gewinnpotenzial, wenn er mit dem erworbenen Teil grosse Synergieeffekte erzielen könnte (z.B. Zusammenlegung von Steuerungs- oder Produktionsanlagen) oder wenn unterschiedliche Ansprüche zur Rentabilität des eingesetzten Kapitals bestehen.

e) Strategie E

Strategie E	
Zentrale Merkmale	– Anstreben von Energiebezugsrechte zwischen 30% bis 49% – Sofern erforderlich auch eine Minderheitsbeteiligung bis maximal zur Höhe des jeweiligen Energiebezugsrechts. – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern
Beschreibung	Die Grundidee der Strategie E ist die gleiche wie bei Strategie D. Allerdings wird ein höheres Energiebezugsrecht zwischen minimal 30% bis 49% angestrebt. Sofern erforderlich wird dazu auch die Minderheitsbeteiligung bis maximal zur Höhe des jeweiligen Energiebezugsrechtes ausgebaut.

f) Strategie F

Strategie F	
Zentrale Merkmale	– Erhöhung Energiebezugsrechte auf mindestens 51% – Mehrheitsbeteiligung an Kraftwerksanlagen – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern
Beschreibung	Die Grundidee der Strategie F besteht darin, dass ein möglichst grosser Ertragsanteil aus der Wasserkraftnutzung in Uri verbleibt. Es wird aber bewusst kein vollständiges Eigentum angestrebt, andere öffentliche Körperschaften, Kantone oder evtl. auch privatwirtschaftliche Unternehmen können an den Partnerwerken beteiligt sein. Damit sollen einerseits Knowhow und Erfahrung der bisherigen Betreiber soweit wie möglich genutzt werden. Andererseits sollen mit der Beteiligung der bisherigen Betreiber und allenfalls neuer privatwirtschaftlicher Unternehmen auch die potenziellen Risiken vermindert bzw. gemeinsam getragen werden.¹² Für die operative Führung der Kraftwerke im allfälligen Mehrheitsbesitz der öffentlichen Hand sind unterschiedliche Modelle denkbar (z.B. operative Führung durch bisherige Kraftwerksbetreiber oder durch neue starke Partner aus den schweizerischen Stromunternehmen, Zusammenführung der Beteiligungen in einer Holding usw.), welche in der Umsetzungsphase noch vertieft zu prüfen gewesen wären. Klar ist, dass aufgrund des Knowhow-Bedarfs und der notwendigen unternehmerischen Flexibilität die Kraftwerke wie bisher als eigenständige Gesellschaften losgelöst von der kantonalen Verwaltung betrieben werden müssen. Im Rahmen der Umsetzung der Strategie ist daher Folgendes vorgesehen: – Die Energiebezugsrechte sollen mindestens auf 51% erhöht werden. Gleichzeitig wird auch bis zur maximalen Höhe des jeweiligen Energiebezugsrechtes eine Mehrheitsbeteiligung eingegangen. – Die hoheitlichen Instrumente werden ähnlich, wie in den Strategien B bis E ausgestaltet. – Die Vermarktung soll verbessert werden in dem ein Dritter mit der Vermarktung der Energiebezugsrechte beauftragt wird. – Der Betrieb der Kraftwerksanlagen wird vom beteiligten Partner mit Minderheitsbeteiligung sichergestellt.

¹² Die Beteiligung der bisherigen Betreiber und allenfalls der Privatwirtschaft soll auch bei einer allfälligen Mehrheitsbeteiligung Uris die unternehmerische Entscheidungsfindung fördern, so dass wie bisher nur Investitionen getätigt werden, die auch bei unternehmerischer Risikobeurteilung sinnvoll sind.

g) Strategie G

Strategie G	
Zentrale Merkmale	Eigennutzung der Wasserkraft durch Kanton ohne Konzessionserteilung an Unternehmen
Beschreibung	Bei dieser Strategie erfolgt die Nutzung der Urner Wasserkraft durch deren Eigner (Kanton, Korporationen und evtl. Gemeinden). Diese Strategie stellt ähnlich wie die Strategie A eine Extremposition dar: – Es werden keine Konzessionen an Dritte erteilt, sondern die Nutzung der Wasserkraft erfolgt ausschliesslich durch die öffentliche Hand selbst. – Die Festlegung von Konzessionsdauer, Wasserzins und Konzessionsgebühr entfällt, weil das Gemeinwesen mit Gewässerhoheit auch selbst das Wasser nutzt und es nicht an ein anderes Gemeinwesen konzessioniert wird. – Die Vermarktung der Energiebezugsrechte erfolgt durch einen Dritten, dabei wird die Wirtschaftlichkeit des Vermarktungsangebots von zentraler Bedeutung sein. – Der Betrieb der Kraftwerksanlagen wird ebenfalls durch einen externen Dienstleister sichergestellt. Die Vergabe erfolgt basierend auf dem wirtschaftlich besten Angebot.

h) Strategie H1 und H2

Erhöhung Beteiligung EWA, Rückzug aus direkten Beteiligungen an Kraftwerkanlagen	
Zentrale Merkmale	– Festlegung eines strategischen Partners (EWA) für die Nutzung der Urner Wasserkraft – Erhöhung der Minderheitsbeteiligung des Kantons am strategischen Partner EWA auf max. 49% (Strategie H1) respektive Erhöhung der Beteiligung auf mind. 51% (Strategie H2) – Keine direkten Beteiligungen des Kantons an Partnerwerken. Die bestehenden Beteiligungen und Energiebezugsrechte werden dem strategischen Partner abgetreten. Das EWA entschädigt den Wert der Bezugsrechte und Beteiligungen mit EWA-Aktien. – Bei Neukonzessionierungen wird der strategischen Partner Konzessionär (ausser bei Kraftwerken für die Produktion von Bahnstrom).
Beschreibung	Die Grundidee geht davon aus dass die strategische Zielsetzung zur Höhe der Energiebezugsrechte (30%) zu scheitern droht. Die bisherigen Erfahrungen bei neuen Konzessionsgesuchen hätten – gemäss dieser Einschätzung – gezeigt, dass die angestrebten Energiebezugsrechte teilweise nicht oder nur unter gewissen Bedingungen zu erreichen sind, weil die Verhandlungsposition des Kantons zu schwach sei.¹³ Basierend auf dieser Einschätzung soll mit der Strategie H ein Strategiewechsel geprüft werden, der anstelle von Beteiligungen an einzelnen Partnerwerken bzw. Kraftwerksanlagen eine Minderheitsbeteiligung (Strategie H1) oder eine Mehrheitsbeteiligung (Strategie H2) am strategischen Partner EWA vorsieht. Die bisherigen, direkten Beteiligungen sowie die Energiebezugsrechte sollen an das EWA verkauft werden. Die Entschädigung wird mit EWA-Aktien abgegolten. Zudem sollen allfällige neue Konzessionen oder auslaufende Konzessionen für bestehende Nutzungen in Zukunft ausschliesslich an den strategischen Partner EWA vergeben werden.

i) Strategie I1 und I2

Kantonale Energiegesellschaft**Zentrale Merkmale**

Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft. Abhängig von der Strategievariante unterschieden sich die Aufgaben. Im Rahmen der Strategie I1 übernimmt die kantonale Energiegesellschaft folgende Aufgaben:

- Produktion von Strom aus Wasserkraft im Kanton Uri sowie Übernahme der Mehrheit von heimfallenden Kraftwerken und Verzicht auf die Vergabe von Konzessionen an Gesellschaften, die sich mehrheitlich in privatem Besitz befinden.¹⁴
- Verwertung des produzierten Stroms

Zusätzlich übernimmt die kantonale Energiegesellschaft im Rahmen der Strategie I2 folgende Aufgaben:

- Produktion von Strom aus sämtlichen im Kanton Uri zur Verfügung stehenden Energieressourcen (Wasser, Wind, Sonne, Erdwärme, Biomasse, Tunnelabwärme etc.)
- Übernahme der Mehrheit von neuen und bestehenden Energieunternehmen
- Betrieb eines eigenen Netzes wenn nötig (Netzebene 3 bis 7)
- Betrieb von Energiecontracting und ähnlichen Geschäften

Beschreibung

Der Vorschlag für die Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft basiert auf der Überlegung, dass die Wertschöpfung im Kanton Uri aus der Wasserkraftnutzung und Energieversorgung zu tief ist und der Kanton Uri mehr profitieren könnte, wenn er die vorhandenen Ressourcen selber ausbeutet.

Dazu soll eine kantonale Energiegesellschaft gegründet werden. Für die Bewertung werden zwei unterschiedliche Ausprägungen der kantonalen Energiestrategie skizziert.

Strategie I1: Die Strategie I1 stellt eine reduzierte Variante der kantonalen Energiegesellschaft (vgl. Strategie I2) dar, die sich im Wesentlichen auf die Stromproduktion aus Wasserkraft und die Verwertung der produzierten Energie konzentriert. Sie unterscheidet sich wie folgt von der Strategie I2:

- Eigentümer: Kein Unterschied
- Tätigkeitsbereiche: Nur Stromproduktion aus Wasserkraft und die Verwertung der damit produzierten Energie. Kein Engagement in den Geschäftsbereichen Stromverteilung oder Energiedienstleistungen

Beteiligungen: Die kantonale Energiegesellschaft kann sich nur an heimfallenden Kraftwerksanlagen beteiligen. Eine Beteiligung an Energieversorgungsunternehmen im Kanton Uri ist nicht vorgesehen.

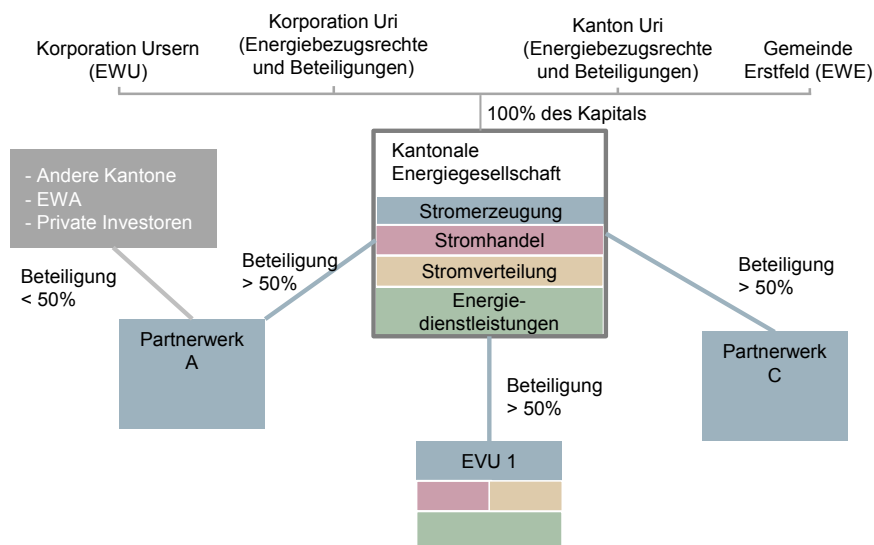
¹³ Wir teilen diese generelle Einschätzung zur Verhandlungsposition des Kantons Uri nicht. Sie ist - insbesondere mit Blick auf den Heimfall der Lucendro-Konzession und in Bezug auf das Auslaufen verschiedener grosser Konzessionen im Jahr 2043 bzw. 2045 – wesentlich differenzierter vorzunehmen. Vorliegend geht es aber nicht um eine Beurteilung der Strategie – diese wird in Kapitel 5 vorgenommen –, sondern ausschliesslich um eine Beschreibung der jeweiligen strategischen Stossrichtung.

¹⁴ Aufgrund der Begründung in der Motion geht das Projektteam davon aus, dass der Motionär Gesellschaften meint, die sich mehrheitlich nicht in Urner Hand befinden. Er unterliegt damit dem Irrtum, dass das EWA eine Unternehmen im Privatbesitz ist. Dies ist nicht der Fall, wie die Ausführungen im Exkurs zeigen.

Strategie I2: Die Strategie I2 stellt die umfassende Variante der kantonale Energiegesellschaft dargestellt, wie sie in der Motion skizziert wird (vgl. die Abbildung 3-3):

- Eigentümer: Die kantonale Energiegesellschaft ist zu 100% im Besitz der öffentlichen Hand (Kanton, Korporationen, Gemeinden) des Kantons Uri. Gemäss der Motion steht es den Korporationen sowie den Gemeinden frei, ihre Beteiligungen und Energiebezugsrechte gegen einen Anteil am Aktienkapital in die kantonale Energiegesellschaft einzubringen.
- Tätigkeitsbereiche: Die kantonale Energiegesellschaft ist in sämtlichen Geschäftsbereichen des Strommarktes aktiv:
 - Stromerzeugung: Stromproduktion aus den im Kanton Uri vorhandenen Energieressourcen
 - Stromhandel: Verwertung des produzierten Stroms
 - Stromverteilung: Falls die Korporation Ursern das EWU und die Gemeindewerke das EWE in die kantonale Energiegesellschaft einbringen, ist die kantonale Energiegesellschaft auch im Bereich Stromverteilung aktiv. Der Aufbau eines eigenen Netzes in Konkurrenz zu dem bestehenden Netzen der Netzebene 7 dürfte unwirtschaftlich und tendenziell unzulässig sein; der Aufbau eines Netzes auf den Netzebenen 5 bis 3, teilweise in Konkurrenz zu den Netzen ausserkantonaler Eigentümer, ist eine Möglichkeit, die wegen der kantonalen Zuständigkeit zur Festsetzung der Netzgebietszuweisung nicht völlig ausgeschlossen ist.
 - Energiedienstleistungen: Die kantonale Energiegesellschaft betreibt Energiecontracting.
- Beteiligungen: Die kantonale Energiegesellschaft kann die Mehrheit von neuen und bestehenden Energieversorgungsunternehmen sowie von heimfallenden Kraftwerken übernehmen.

Abbildung 3-3: Kantonale Energiegesellschaft



Die nachfolgende Abbildung vergleicht die Tätigkeitsbereiche verschiedener Energieversorgungsunternehmen. Die Darstellung zeigt, dass die kantonale Energiegesellschaft das gleiche Tätigkeitsfeld, wie das EWA aufweist. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass der Motionär ein ähnliches Modell vorsieht, wie der Kanton Graubünden mit der REpower (mit Minderheitsbeteiligung der Axpo) umgesetzt hat.

Abbildung 3-4: Geschäftsbereiche verschiedener Unternehmen im Energiebereich

	EWA	EWU	CKW	Repower/AXPO	Grischelectra	Kant. Energiegesellschaft
Stromerzeugung	✓	✓	✓	✓		✓
Verwertung von Energiebezugsrechten	✓			✓	✓	✓
Stromhandel	✓			✓		✓
Stromverteilung (Endversorgung)	✓	✓	✓	✓		(✓)
Energiedienstleistungen (Contracting, Energieeffizienz)	✓	✓	✓	✓		✓

4 Zielsystem und Kriterien zur Beurteilung der Eignervarianten

4.1 Einleitende Bemerkungen

Das Zielsystem dient zur Bewertung der verschiedenen Eignerstrategien und soll entsprechend die Interessen des Kantons Uri im Zusammenhang mit der Stromproduktion und Stromversorgung reflektieren.

Im Rahmen der Aktualisierung der Eigenerstrategie 2008 hat sich die Frage gestellt, ob sich Veränderungen in der Interessenlage des Kantons Uri eingestellt haben. Die Überprüfung hat gezeigt, dass sich zwar keine grundsätzlichen Änderungen ergeben haben, aber dennoch einzelne Anpassungen aufgrund der zwischenzeitlich eingetretenen Entwicklungen notwendig sind:

- Innerhalb des Ziels „Wettbewerbs- und Ordnungspolitik“ wurde das Kriterium „Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion“ ergänzt, um dem Aspekt der Nutzung von Synergien bei der Stromproduktion und der Verwertung der Energiebezugsrechte Rechnung zu tragen. Zudem wurde das Kriterium Handlungsspielraum für zukünftige Generationen erweitert. Neu wird der Handlungsspielraum des Kantons Uri abgebildet, sodass auch der Handlungsspielraum des Kantons während laufenden Konzessionen berücksichtigt wird und nicht nur der Gestaltungsspielraum von zukünftigen Generationen.
- Die Gewichtung der einzelnen Kriterien der Zielsetzung „Wettbewerbs- und Ordnungspolitik“ wurden entsprechend angepasst, wobei der Schwerpunkt auf dem Handlungsspielraum des Kantons Uri liegt. Gegenüber dem Zielsystem für die Eignerstrategie 2008 wurde das Kriterium „Markteingriffe minimieren“ deutlich schwächer gewichtet. Der Grund dafür ist, dass der Strommarkt im Wesentlichen in öffentlicher Hand ist und daher durch ein verstärktes Engagement des Kantons Uri kaum zu einem grösseren Markteingriff der öffentlichen Hand führen kann.

Ebenfalls wurde die Gewichtung innerhalb der Zielsetzung „Volkswirtschaft“ angepasst. Die Sicherung der Arbeitsplätze für die Energieproduktion erhält ein deutlich stärkeres Gewicht. Dafür wurde das Gewicht des Kriteriums „Sichere Versorgung (Energie)“ reduziert, weil die Versorgungssicherheit durch das Stromversorgungsgesetz gewährleistet ist.¹⁵

Der nachfolgenden Abschnitt 4.2 zeigt das aktualisierte Zielsystem mit den Zielsetzungen und Kriterien. In Abschnitt 4.3 ist dann die aktualisierte Gewichtung der Kriterien und Zielsetzungen dargestellt.

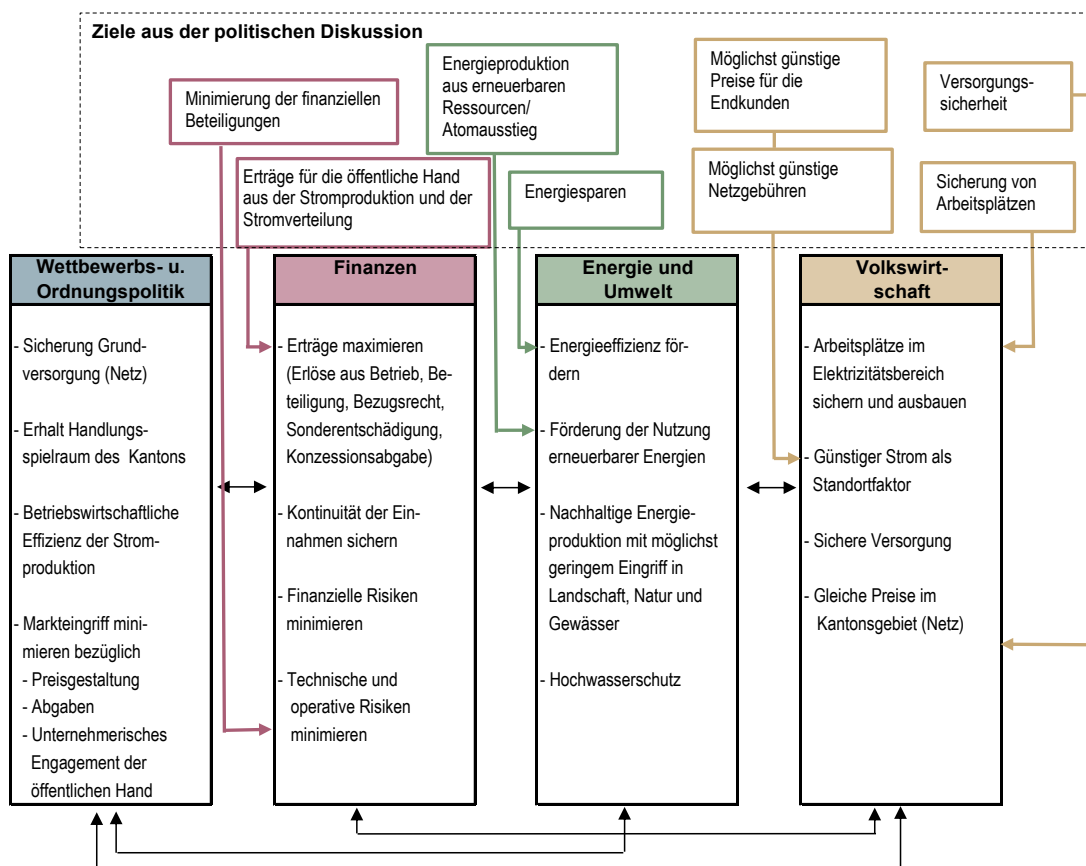
4.2 Überblick über das Zielsystem

Im Rahmen der Erstellung der Eignerstrategie für die Urner Wasserkraftnutzung im Jahr 2008 wurde ein erstes Zielsystem entwickelt. Dieses wurde im Rahmen der Aktualisierung der Eig-

¹⁵ Vgl. dazu auch die Ausführungen in Abschnitt 4.3 S. 49

nerstrategie überprüft und aktualisiert. Dieses in der Abbildung 4-1 dargestellte Zielsystem reflektiert die wesentlichen Interessen Uris im Zusammenhang mit der Stromproduktion und Energieversorgung im Kanton Uri. Gleichzeitig lassen sich dem Zielsystem auch sämtliche in den politischen Diskussionen genannten Zielsetzungen zuordnen. In den folgenden Ausführungen gehen wir kurz auf die einzelnen Zielaspekte ein. In Abschnitt 4.3 wird dann die Gewichtung der Einzelziele vorgestellt.

Abbildung 4-1: Zielsystem aus der Eignerstrategie für die Urner Wasserkraftnutzung



4.2.1 Wettbewerbs- und Ordnungspolitik

Strategien zur zukünftigen Nutzung der Urner Wasserkraft sind nebst den Auswirkungen auf Finanzen, Energie und Umwelt sowie Volkswirtschaft auch generell anhand von wettbewerbs- und ordnungspolitischen Grundsätzen zu beurteilen. Im Zusammenhang mit der Stromversorgung sind dabei vor allem folgende Aspekte bedeutsam:

- a) die Vorgaben zur Grundversorgung
- b) der Erhalt des Handlungsspielraums für zukünftige Generationen
- d) das Ausmass des staatlichen Eingriffs in den Markt

a) Sicherung der Grundversorgung im Netzbereich

Im Zusammenhang mit der Sicherung der Grundversorgung wird von den Energieversorgungsunternehmen als Netzbetreiber verlangt, dass sie in ihrem Netzgebiet (durch Verfügung festgelegte Netzgebietszuweisung) alle Endverbraucher innerhalb der Bauzone und ganzjährig bewohnte Liegenschaften und Siedlungen ausserhalb der Bauzone sowie alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anschliessen (Art. 5 Abs. 2 StromVG). Die Netzbetreiber sind überdies verpflichtet, unter gewissen Voraussetzungen diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren (Art. 13 StromVG). Sie sind zudem verpflichtet, die erforderlichen Massnahmen zu treffen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können; als feste Endverbraucher im Sinne dieses Artikels gelten die Haushalte und die anderen Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte (Art. 6 StromVG).

Ordnungspolitisch kann die Sicherung der Grundversorgung als ein Bestandteil des Service Public betrachtet werden. Die Regelung ist durch den Kanton Uri nicht beeinflussbar, da es sich um zwingendes Bundesrecht handelt.

b) Handlungsspielraum des Kantons Uri

Um seine Interessen in der Wasserkraft wahrzunehmen, ist es wichtig, dass der Kanton Uri über Handlungsspielraum verfügt. Im Zusammenhang mit der Konzessionierung von Wasserkraftanlagen sind die Bestimmung der Konzessionsdauer (Verkürzung), die weiterem Konzessionsbedingungen, „Anpassungsvorbehalte (vor allem mit Blick auf Umweltbelange), die Formulierung aus Sicht des Kantons vorteilhafter Heimfallklauseln sowie die Möglichkeit des vorzeitigen Rückkaufs der Wasserkraftanlagen. Möglichkeiten, die ansonsten unter dem Schutz der Eigentumsgarantie stehenden Wasserrechtskonzessionen zu „flexibilisieren“.

Es kann aber auch die Position vertreten werden, dass zum Erhalt des Handlungsspielraums, die Nutzung der Wasserkraft und die Energieversorgungsunternehmen (als Netzbetreiber) in Urner Hand bleiben oder soweit wie möglich zurückkehren sollen.

c) Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion

Bei der Stromproduktion, beim Handel und bei der Stromverteilung können Synergien genutzt werden. Diese sogenannten Skaleneffekte senken die Kosten der Leistungserbringung. Da verschiedene Varianten einen Ausbau des staatlichen Engagements fordern, ist es wichtig, dass auch dieser Aspekt im Zielsystem berücksichtigt wird.

d) Markteingriff minimieren

Aus einer liberalen ordnungspolitischen Sicht kann der Standpunkt vertreten werden, dass der Staat sich auf die Festlegung der Rahmenbedingungen beschränken soll, um das privatwirtschaftliche Handeln so zu lenken, dass insgesamt ein Maximum an Wohlstand erzielt wird. Bei den Markteingriffen kann unterschieden werden zwischen:

- d1) Vorgaben zur Preisgestaltung
- d2) Eingriffe in Form von Abgaben (Steuern, Konzessionsentgelte, Gebühren usw.)
- d3) Direktem unternehmerischem Engagement der öffentlichen Hand

Dabei wird zu berücksichtigen sein, dass der Netzbetrieb bundesrechtlich durchreguliert und der Gestaltungsspielraum des Kantons Uri in dieser Hinsicht damit klein ist.

d1) Vorgaben zur Preisgestaltung

Aus ordnungspolitischer Sicht sind die Preisbildung und –gestaltung dem Markt zu überlassen. Die „unsichtbare Hand“ des Marktes sorgt dafür, dass sich durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ein Preis einstellt, der zu einer optimalen Versorgung von Wirtschaft und Bevölkerung führt. Die öffentliche Hand hat im Normalfall nicht in diese Marktkräfte einzugreifen und dementsprechend auch keine Vorgaben zur Preisgestaltung zu machen.

Nur wenn ein sogenanntes „Marktversagen“ vorliegt, besteht ein Bedarf zu staatlichen Eingriffen. Von Marktversagen spricht man zum Beispiel beim Vorliegen von externen Kosten oder bei einem natürlichen Monopol.

- Externe – also nicht vom Verursacher getragene – Kosten führen zu Fehlanreizen, indem von einer bestimmten Aktivität mehr konsumiert wird als aus ökonomischer Sicht optimal ist. Ein klassisches Beispiel für externe Kosten liegt zum Beispiel beim Strassenverkehr vor, wo die Verursacher nicht für alle Folgekosten von Lärm, Luftverschmutzung und Unfällen aufkommen müssen.
- Bei natürlichen Monopolen wie zum Beispiel beim Schienennetz oder bei Stromnetzen können grosse Monopolrenten zugunsten des Anbieters entstehen, da die Kosten einer zusätzlichen Einheit ständig abnehmen, der Monopolist aber aufgrund des fehlenden Wettbewerbs grundsätzlich keinen Anreiz hat, diesen Vorteil an die Kunden weiterzugeben.

In diesen Fällen ist notwendig, dass die öffentliche Hand korrigierend in die Preisgestaltung eingreift, um sicherzustellen, dass eine optimale Versorgung erreicht wird. Die Vorgaben zum

freien Netzzugang und zum Netznutzungsentgelt im Bundesgesetz über die Stromversorgung sind typische Beispiele für solche regulatorischen Massnahmen der öffentlichen Hand.

Von der Regulierung des Netzzugangs und des Netznutzungsentgelts klar zu trennen ist der Energiekonsum bzw. die Gestaltung des Strompreises (zurzeit allerdings nur bei Kunden im freien Markt). Sobald die Strommarkliberalisierung in Kraft tritt und das Versorgungsmonopol aufgehoben ist, hat die öffentliche Hand aus energiepolitischer Sicht grundsätzlich nicht mehr in die Strompreisbildung einzugreifen.¹⁶

d2) Abgaben auf der Wasserkraftnutzung

Zu den Abgaben auf der Wasserkraftnutzung zählen die Wasserzinsen, die Besteuerung der Partnerwerke sowie allfällige Sonderleistungen der Partnerwerke an die öffentliche Hand (z.B. Rabatte auf Energiebezug, Gratislieferung von Strom zur Strassenbeleuchtung usw.). Aus ordnungspolitischer Sicht sind diese Abgaben als Markteingriff zu interpretieren, die je nach konkreter Ausgestaltung zu einer kleineren oder grösseren Marktverzerrung führen, so zum Beispiel, wenn ein Energieträger wesentlich weniger stärker mit Abgaben belastet wird als ein anderer Energieträger. Der mit Abgaben verbundene Markteingriff hängt nebst der konkreten Ausgestaltung selbstverständlich auch von der Höhe der Abgabe ab.

d3) Direktes unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand

Unter direktem unternehmerischem Engagement der öffentlichen Hand verstehen wir das Tätigwerden des Staates als Anbieter oder Produzent einer Leistung in einem Bereich, in dem auch die Privatwirtschaft tätig ist bzw. tätig sein kann.

Aus ordnungspolitischer Sicht hat der Staat grundsätzlich nicht als Konkurrent zur Privatwirtschaft aufzutreten. Aufgaben, welche von der Privatwirtschaft wahrgenommen werden können, sind dieser zu überlassen. Ein direktes Engagement des Staates in der Privatwirtschaft ist daher nur in Ausnahmefällen angezeigt. Ob dieser Ausnahmefall bei der Nutzung natürlicher Ressourcen wie der Wasserkraft gerechtfertigt ist, bleibt letztlich ein Werturteil. Zu diskutieren ist auch, ob das Engagement primär oder ausschliesslich über hoheitliche Instrumente oder über die Eigentümerfunktion erfolgen soll. Die meisten RKGK-Kantone haben mit ihren Strategien bzw. Instrumenten (Kantonswerke¹⁷, bzw. Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand an Produktions- und Handelsunternehmen¹⁸) explizit einen solchen Grundsatzentscheid für ein staatliches Engagement getroffen.

¹⁶ Mögliche Vorgaben zur Ausgestaltung von Preissystemen, welche die Energieeffizienz fördern, müssten dann über einen umweltpolitischen Handlungsbedarf (z.B. Vorliegen von externen Kosten bei der Energieproduktion oder beim Energiekonsum) begründbar sein.

¹⁷ Nidwalden und Obwalden.

¹⁸ Graubünden: Grischelectra, Rätia Energie; Tessin: AET; Wallis: WEG/FM.

Bemerkenswert ist zudem, dass sich die grossen schweizerischen Elektrizitätswerkgesellschaften mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand bzw. der Kantone befinden. Das gilt auch für die Urner Wasserkraftwerke. Über das EWA und die CKW besitzen die nordostschweizerischen Kantone eine Mehrheit an verschiedenen Wasserkraftwerken im Urnerland.¹⁹

Die Besitzverhältnisse führen zu folgender Erkenntnis: Wenn Uri aus ordnungspolitischen Überlegungen auf ein (verstärktes) Engagement in der Wasserkraft verzichten sollte, so führt dies nicht in erster Linie zum verstärkten Engagement der Privatwirtschaft, sondern zur Nutzung der Urner Wasserkraft durch Kraftwerkgesellschaften im Mehrheitsbesitz anderer Schweizer Kantone oder der SBB.

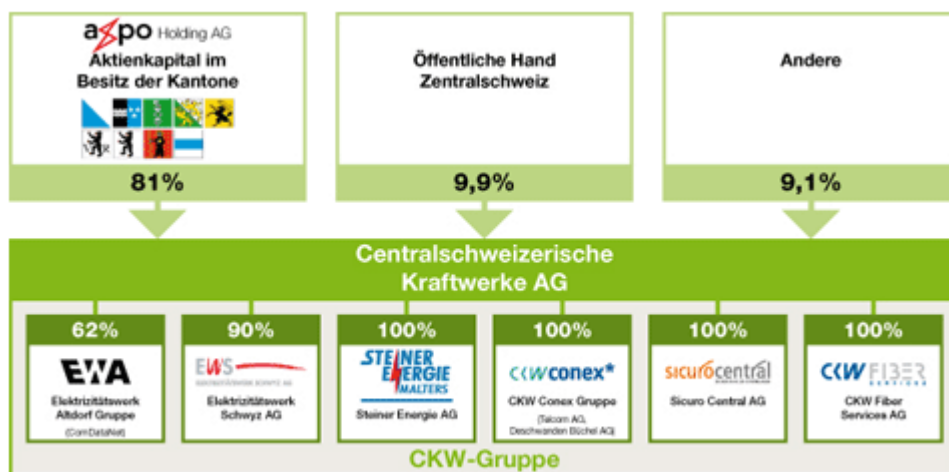
Exkurs: Eigentumsverhältnisse beim EWA

Das EWA ist, wie die nachfolgende Darstellung zeigt, eine Tochtergesellschaft der CKW und diese wiederum eine Gesellschaft, die mehrheitlich der Axpo Holding AG mit Hauptsitz in Baden gehört.

Das EWA gehört zur CKW-Gruppe. Diese hält am EWA eine Mehrheitsbeteiligung von 62%. Mit einer Minderheitsbeteiligung von 37% ist die öffentliche Hand in Uri (Kanton Uri, Corporation Uri und Gemeinde Altdorf) am EWA beteiligt. Die restlichen 1% der Aktien sind im Besitz von Kleinaktionären.

Die CKW-Gruppe wiederum gehört zur Axpo-Holding. Diese hält eine Mehrheitsbeteiligung von 81% am Aktienkapital. Grösster Minderheitsaktionär ist der Kanton Luzern. Daneben hält auch der Kanton Uri eine kleine Beteiligung.

Abbildung 4-2: Eigentumsverhältnisse beim EWA

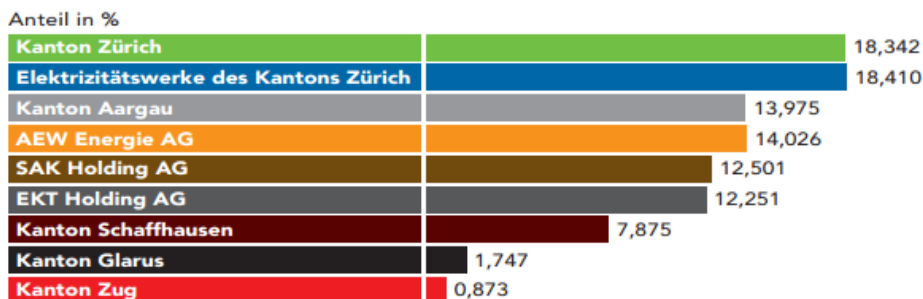


Quelle: Centralschweizerische Kraftwerke AG

¹⁹ Vgl. hierzu auch die ausführlichen Erläuterungen im Grundlagenbericht zur Eignerstrategie. Kanton Uri (2008), Eignerstrategie für die Urner Wasserkraftnutzung S. 22ff sowie den nachfolgenden Exkurs

Die Axpo Holding AG ist vollständig im Besitz der Nordostschweizer Kantone oder deren Kantonswerke (vgl. nachfolgende Abbildung).

Abbildung 4-3: Aktionäre der Axpo Holding AG



Quelle: Axpo Holding AG

Fazit: Das EWA gehört als Unternehmen der CKW-Gruppe der Axpo Holding AG und damit mehrheitlich den Nordostschweizer Kantone Zürich, Aargau, St. Gallen, Thurgau und Schaffhausen. Die Axpo Holding ist Volksvermögen dieser Kantone und die Axpo wirtschaftet, wie dies auch der Jubiläumsschrift zu entnehmen ist „immer zugunsten ihrer Besitzer, der Kantone“.²⁰

4.2.2 Finanzen

a) Erträge maximieren

Unter diesem Aspekt sind die gesamten finanziellen Erträge aus dem Energiebereich zu beurteilen. Dabei sind verschiedene Einnahmequellen von Bedeutung, die sich entweder aus den spezifischen Abgaben und Leistungen der Wasserkraftnutzung ergeben, oder die im Zusammenhang mit der normalen Unternehmensbesteuerung sowie Unternehmensbeteiligungen stehen (vgl. Abbildung 4-4). Das finanzpolitische Ziel dabei ist, die Erträge langfristig zu maximieren.²¹

²⁰ Vgl. Axpo Holding AG (2014), 100 Jahre Axpo. Im Internet: <http://www.axpo.com/axpo/ch/de/axpo-erleben/100-jahre-axpo.html> [18.06.2014]

²¹ Selbstverständlich hat diese Maximierung unter Beachtung der (veränderbaren) gesetzlichen Rahmenbedingungen (z.B. Vorgaben zum Wasserzinsmaximum oder zur Restwassermenge) zu erfolgen.

Abbildung 4-4: Erträge aus dem Energiebereich

Erträge aus den Energieversorgungsunternehmen im Kanton Uri (z.B. EWA)	– Dividenden aus Beteiligungen – Steuererträge aus der Besteuerung der EVU ○ Gewinnsteuer ○ Kapitalsteuer
Erträge aus der Wasserkraftnutzung	– Jährliche Abgaben / Leistungen ○ Erlöse aus Wasserzins ○ Energiebezugsrechte: Erlös aus verkaufter Energie (oder Abgeltung für das nichtausgeübte oder abgetretene Bezugsrecht) ○ Dividenden aus Beteiligung ○ Sonderentschädigungen (Gratisenergie oder Rabatte für Strombezug der öffentlichen Hand, Einnahmen aus Inkonvenienzentschädigungen) – Einmalige Erlöse ○ Konzessionsentschädigung ○ Verkaufserlös bei einer allfälligen Veräusserung der Beteiligungen und Energiebezugsrechte – Steuererträge aus der Besteuerung der Kraftwerksgesellschaften ○ Gewinnsteuer ○ Kapitalsteuer

b) Kontinuität der Einnahmen sichern

Nebst der langfristigen Maximierung der Erträge spielt auch der Einnahmenverlauf eine Rolle. Für die langfristige Budget- und Finanzplanung werden kontinuierliche Einnahmenströme normalerweise schwankenden Einnahmequellen vorgezogen:

- Dies spricht im Grundsatz dafür, die Entschädigung der Wasserkraftnutzung möglichst fix und auf lange Frist festzulegen. Klassische Beispiele hierfür sind etwa die aktuelle Ausgestaltung des Wasserzinsmaximums oder die fixen Entschädigungen für Energiebezugsrechte.
- Dem Vorteil der Kontinuität steht meist die geringere Ausschöpfung des Ertragspotenzials gegenüber. Hätte sich die Entschädigung der Wasserkraftnutzung zwischen 2004 und 2008 stärker an der tatsächlichen Strompreisentwicklung orientiert, so wären die Erträge seit 2004 markant gestiegen. Beispielsweise haben sich die deutschen Grosshandelspreise an der EEX für die Lieferung eines Jahresbandes von 5.4 Rp./kWh Baseload (bzw. 8.9 Rp. / kWh Peakload) im Jahr 2004 auf rund 10.4 Rp./kWh (12.6 Rp./kWh) im Jahr 2008 erhöht, was einer Zunahme von 94% (49%) entspricht.

Hätte sich die Strompreisentwicklung im Jahr 2013 stärker an der Strompreisentwicklung orientiert, wären die Erträge deutlich weniger stark gestiegen. Im Jahr 2013 hat die Lieferung eines Jahresbandes Baseload-Energie nur noch rund 6.3 Rp./kWh gekostet. Dies entspricht noch einer Zunahme von 16% gegenüber dem Jahr 2004. Die Lieferung eines Peakloadbandes hätte nur noch einen Ertrag von (6.3 Rp./kWh) eingebracht, was 26% geringer ist als im Jahr 2004.

Letztlich muss eine Abwägung vorgenommen werden, ob zugunsten möglichst geringer Einnahmenschwankungen und eines tiefen Verlustrisikos auf ein allenfalls grösseres Einnahmepotenzial verzichtet werden soll. Bei dieser Abwägung gilt es zu beachten, dass zum Beispiel bei den Steuereinnahmen (konjunkturell bedingte) Schwankungen akzeptiert werden (müssen). Zudem könnten mit der Einrichtung einer Fondslösung die Einnahmenschwankungen ausgeglichen oder stark vermindert werden. Hierzu würden die schwankenden Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung in einen Fonds eingezahlt, aus dem anschliessend ein konstanter bzw. nur über längere Zeitperioden angepasster Zahlungsstrom zu Gunsten des allgemeinen Staatshaushaltes oder eines anderen, durch die Politik zu bestimmenden Zwecks, finanziert wird.

c) Finanzielle Risiken minimieren

Bei Entscheiden über mögliche Strategien zur Ertragsmaximierung sind auch immer die damit verbundenen finanziellen Risiken zu berücksichtigen. Bezogen auf die Eignerstrategien können folgende Risiken unterschieden werden:

- Im Vordergrund stehen die Risiken bei einem stärkeren Engagement im Strommarkt. Die Rentabilität der Wasserkraftanlagen wird massgeblich beeinflusst von der Energiepreisentwicklung. Je nachdem, ob die Strompreise auf dem heutigen Niveau bleiben, weiter sinken oder aber in Zukunft wieder ansteigen, hat dies einen massgeblichen Einfluss auf die Rentabilität einer Wasserkraftanlage und damit auch auf die Höhe der erzielbaren Erträge aus der Wasserkraftnutzung (Ertrag aus Stromverkauf und Dividenden). Darüber hinaus stellt die Entwicklung des Zinssatzes für so langfristige Investitionen wie Wasserkraftwerke ein erhebliches Risiko dar.

Die finanziellen Risiken sind eng gekoppelt mit dem Eigentumsanteil und der Verbindlichkeit des Engagements in der Wasserkraftnutzung (z.B. Energiebezugsrechte mit einer Verpflichtung zum Bezug der Energie auch bei tiefen Strommarktpreisen). Mit anderen Worten: Eine grössere Beteiligung der öffentlichen Hand an den Wasserkraftwerken erhöht zwar das Ertragspotenzial, führt aber auch dazu, dass die finanziellen Folgen eingetretener Risiken die öffentliche Hand stärker treffen können.

- Daneben gilt es aber auch, das Risiko sinkender Wasserzinsen zu beachten. Eine solche Entwicklung könnte eintreten, wenn die Strommarktpreise langfristig auf dem heutigen tiefen Niveau bleiben oder sogar weiter sinken werden. Die Rentabilität vieler bestehender Wasserkraftanlagen und / oder kürzlich erneuerter Werke würde in einem solchen Fall weiter unter Druck geraten. Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Wasserkraft könnten in diesem Fall über eine Senkung der heutigen Wasserzinsmaxima oder eine Flexibilisierung der Wasserzinsansätze diskutiert werden, um auf die Nutzung der Wasserkraft nicht vollständig verzichten zu müssen. Vorschläge zu einem Verzicht auf die Wasserzinsen liegen bereits für die Förderung des Baus von neuen Wasserkraftwerken vor.²² Neben dem

²² Angesichts der aktuell schwierigen Lage für Wasserkraftwerke auf dem europäischen Markt hat die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) dem BFE den Auftrag erteilt, die Rentabilität

Risiko auf politischer Ebene die Wasserzinseinnahmen zu verlieren ist nicht völlig ausgeschlossen, dass ein Kraftwerksbetreiber mit dem rechtlichen Einwand Erfolg hätte, dass die unreflektierte Übernahme des bundesrechtlichen Höchstwasserzinssatzes durch das kantonale Recht, ohne auf den konkreten Einzelfall zu fokussieren, gegen das Verhältnismässigkeitsprinzip verstosse und zu einer Absenkung des Wasserzinses im konkreten Fall führen müsse. Dies muss auch vor dem Hintergrund gesehen werden, dass mit einer Reduktion der Wasserzinsen die Gestehungskosten des Stroms gesenkt werden können und sich damit die Rahmenbedingungen für die Wasserkraftnutzung aus Sicht der Anlagenbetreiber verbessern würden, was einem gesamtschweizerischen Interesse entspricht. Je nachdem wie hoch die jährlichen Abschreibungen der Anlagen sind, kann ein vollständiger Verzicht auf Wasserzinsen die Gestehungskosten der Kraftwerksanlagen massgeblich reduzieren.

Eine solche Entwicklung könnte die Einnahmen der Kantone aus der Wasserkraftnutzung massiv tangieren. Für Uri, dessen Einnahmen aus den Wasserzinsen rund 25% der Steuereinnahmen ausmachen²³, stellt diese – potenziell mögliche – Entwicklung ein beträchtliches Risiko dar. Das Risiko kann (je nach Strompreisentwicklung zumindest teilweise) kompensiert werden, wenn der Kanton Uri die Wasserkraft selber nützt. In diesem Fall führt eine Senkung der Wasserzinsen vorwiegend zu einer Verschiebung der Einnahmen, indem zwar der Anteil aus den Wasserzinsen sinkt, aber nun dank den tieferen Gestehungskosten die Einnahmen aus dem Stromverkauf gesteigert werden können. Ist die Wasserkraftnutzung nicht in der Hand des Kantons Uri, kann ein Einnahmenverlust aus sinkenden Wasserzinsen nicht kompensiert werden.²⁴

- Die Risiken bezüglich der Steuererträge und Konzessionsgebühren sind vergleichsweise gering, weil aus diesen Gefässen im Prinzip keine negativen Erträge resultieren können.

d) Technische und operative Risiken minimieren

Im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung sind vor allem folgende technische und operative Risiken zu nennen:

- **Technische Risiken:** Dazu gehören zum Beispiel die Risiken, welche mit dem Bau von Stauanlagen oder Druckleitungen verbunden sind. Beispiele aus den letzten Jahren (Cleuson-Dixence: Bruch der Druckleitung; Ruppoldingen: Lagerprobleme an Turbine; KW

der bestehenden Wasserkraftanlagen zu untersuchen, um eine Grundlage für allfällige Unterstützungsmassnahmen zu erhalten. Als Unterstützungsmassnahmen wurde neben Darlehen und Bürgschaften auch eine Reduktion der Wasserzinsen vorgeschlagen (vgl. BFE (2014), Rentabilität der bestehenden Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N, S 2 und 10). Im Bericht für die UREK-N zur Förderung neuer Wasserkraftwerke (Gross- und Kleinwasserkraft) hat das BFE unter anderem vorgeschlagen, dass die Kantone während 10 Jahren vollständig oder teilweise auf das Erheben von Wasserzinsen – für die durch den Neu- bzw. Ausbau erzielte zusätzliche Produktion – verzichten (vgl. BFE [2014], Neues Fördermodell Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N, S. 10.).

²³ Berechnungsbasis: Kantonsrechnung 2013, Konto 2150.4120.02 Wasserzinse und Entschädigungen (21.9 Mio. CHF) und Konto 40 Fiskalertrag (86.0 Mio. CHF)

²⁴ Für eine ausführliche Erläuterung dieser Zusammenhänge vgl. die Ausführungen in Anhang C, Abschnitt 14.2.

Amsteg: Dichtungsprobleme an Düsen) zeigen, dass die Kostenfolgen zur Behebung allfälliger Schäden oder zu Sanierung bestehender Anlagen gross sein können. Zudem besteht die Gefahr, dass die Stauanlagen, Druckleitungen und die Kraftwerksanlagen durch Naturgefahren (Erdbeben, Erdrutsche, Überschwemmungen etc.) beschädigt werden.²⁵ Diese Risiken können zumindest teilweise durch Versicherungen gedeckt werden. Der Kanton Uri sieht im Unterschied etwa zum Kanton Wallis allerdings keinen obligatorischen Versicherungsschutz vor.

- **Operative Risiken:** Hierzu zählen wir alle Risiken, die sich aus dem eigentlichen Betrieb und der Steuerung der Anlagen ergeben können. Dazu gehört etwa die richtige Einschätzung des Wasseranfalls und der Verbrauchsentwicklung im Tages-, Monats- und Jahresablauf, um daraus die ertragsoptimale Produktion festlegen zu können (Zielkonflikte: Optimierung Bahnstrom/Allgemeinstrom; Einfluss der Witterung: Schneefall, Gewitter, Wärmeintrübe im Winter).

Die technischen und operativen Risiken sind – bei geeigneter Organisation der Kraftwerksunternehmen – grundsätzlich losgelöst von den Eigentumsverhältnissen zu betrachten. Die finanziellen Folgen daraus sind allerdings eng gekoppelt mit dem Eigentumsanteil.

4.2.3 Energie und Umwelt

Die gewählte Eignerstrategie kann auch Auswirkungen auf energie- und umweltpolitische Ziele haben. Im Wesentlichen können Zielsetzungen auf der Energienachfrage und der Energieangebotsseite unterschieden werden:

- Förderung der Energieeffizienz und des Energiesparens (Nachfrage nach Energie)
- Förderung einer nachhaltigen Energieproduktion (Angebot nach Energie):
 - Förderung der Nutzung von erneuerbaren Energien (z.B. Wasserkraftwerke, Biomasse, Wind und Sonne; Konditionen zur Abnahme von dezentral erzeugtem Strom)
 - Förderung einer nachhaltigen Energieproduktion mit möglichst geringem Eingriff in Gewässer, Landschaft und Natur (z.B. Einhaltung ausreichender Restwassermengen, geringe Eingriffe ins Landschaftsbild, in die Gewässerökologie und in die Natur, im Interesse intakter Ökosysteme und der touristischen Nutzung.
 - Förderung des Hochwasserschutzes

Der Aspekt der Versorgungssicherheit, der grundsätzlich auch unter Energie berücksichtigt werden könnte, ist unter dem Ziel „Volkswirtschaft“ abgebildet. Vergleiche dazu den nachfolgenden Abschnitt 4.2.4.

4.2.4 Volkswirtschaft

Unter diesem Aspekt soll beurteilt werden, wie sich eine Eignerstrategie auf volkswirtschaftliche Zielsetzungen auswirkt. Als Stichwörter zu erwähnen sind etwa:

²⁵ Vgl. Wellenstein (2012), Auch Wasserkraft birgt Risiken.

- Erhalt und Ansiedlung von Arbeitsplätzen im Elektrizitätsbereich
- Günstige Strompreise als Standortfaktor für Ansiedlung / Erhalt von Unternehmen
- Sichere²⁶ Stromversorgung von Industrie, Gewerbe und Haushalt als weiterer Standortfaktor²⁷
- Möglichst einheitliche Strompreise (Energiepreis plus Netzbenutzungstarif) im gesamten Kantonsgebiet zur Förderung (resp. zum Erhalt) der Besiedlung in den Randgebieten

Wie in Abbildung 4-1 angedeutet bestehen zwischen einzelnen Zielbereichen Interdependenzen. So hat zum Beispiel die Förderung von Beschäftigung und Wertschöpfung im Kanton Auswirkungen auf die Steuererträge. Ebenso kann das volkswirtschaftlich motivierte Ziel einer günstigen Stromversorgung dem energiepolitischen Ziel einer effizienten Energieverwendung zuwider laufen (längerfristig dürfte hingegen Energieeffizienz im volkswirtschaftlichen Interesse liegen). Auch zwischen der Finanzpolitik (hohe Erträge aus Wasserkraft) und den ordnungspolitischen Überlegungen können sich Synergien (Wahrnehmung der Staatsaufgaben wie Bildung und Sicherheit dank entsprechender Einnahmen aus der Wasserkraft) ergeben, aber auch Zielkonflikte entstehen, je nachdem wie puristisch der ordnungspolitische Grundsatz ausgelegt wird.

Im Zielsystem nicht aufgeführt sind weitere Aspekte, wie zum Beispiel die politische Akzeptanz, organisatorische Anforderungen oder der rechtliche Anpassungsbedarf. Diese stellen aber unseres Erachtens nicht eigentliche Zieldimensionen dar, sondern sind bei der Umsetzung der Strategien als Kriterien zu beachten.

4.3 Die Gewichtung der Ziele

Die Gewichtung der Ziele und der Kriterien wurden von der EPU im Jahr 2014 festgelegt.²⁸

- Das Hauptgewicht liegt mit 50% auf dem Finanzbereich. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Erlöse aus der Wasserkraftnutzung im Vergleich zu den Steuereinnahmen bereits heute eine bedeutende Stellung einnehmen und in der Zukunft aufgrund der beabsichtigten Steuersenkungen diese Bedeutung noch steigen wird.
- Die beiden Zielbereiche „Wettbewerbs- und Ordnungspolitik“ sowie „Energie und Umwelt“ werden mit je 20% als in etwa gleichbedeutend eingeschätzt.

²⁶ Da die *sichere* Stromversorgung in erster Linie eine Frage des Netzes ist und nicht der Stromproduktion (die Verfügbarkeit der Ware Strom ist in erster Linie eine Frage des Preises) kann dem Kriterium keine entscheidende Bedeutung zukommen.

²⁷ Im Unterschied zur flächendeckenden Gewährung des Netzzugangs für alle Unternehmen und die gesamte Bevölkerung (vgl. das Anliegen der Grundversorgung in Abschnitt 4.2.1a)) geht es hier um den Energieteil, also um die jederzeit ausreichende, kostengünstige und unterbrechungsfreie Belieferung der angeschlossenen Kunden mit Strom.

²⁸ Die Gewichtung der Ziele hängt letztendlich von subjektiven Werturteilen ab, welche nur bedingt objektivierbar sind. Mit der Publikation Gewichtung können die impliziten Werturteile bei der Auswahl der Strategien soweit möglich explizit gemacht werden, was die Transparenz und die Nachvollziehbarkeit gewährleistet.

- Den volkswirtschaftlichen Zielen im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung wird eine klar geringere Bedeutung beigemessen (10%).

Abbildung 4-5: Gewichtung der einzelnen Ziele

Wettbewerbs- und Ordnungspolitik		20%
Sicherung Grundversorgung (Netz)		20%
Erhalt Handlungsspielraum des Kantons		50%
Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion		20%
Markteingriffe minimieren bezüglich		10%
- Preisgestaltung		20%
- Abgaben		20%
- Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand		60%
Finanzen		50%
Erträge maximieren		50%
Kontinuität der Einnahmen sichern		5%
Finanzielle Risiken minimieren		30%
Technische und operative Risiken minimieren		15%
Energie und Umwelt		20%
Energieeffizienz fördern		60%
Nachhaltige Energieproduktion fördern		40%
Volkswirtschaft		10%
Arbeitsplätze sichern		50%
Günstiger Strom als Standortfaktor		30%
Sichere Versorgung (Energie)		10%
Gleiche Preise im Kantonsgebiet		10%

Innerhalb der einzelnen Zielbereiche basiert die Gewichtung auf folgenden Überlegungen:

- **Wettbewerbs- und Ordnungspolitik:**
 - Dem **Erhalt des Handlungsspielraums des Kantons Uri** (50%) wird eine wesentlich grössere Bedeutung beigemessen als jeweils der **Minimierung der Markteingriffe** (10%) und der **Sicherung der Grundversorgung** (20%) und der betriebswirtschaftlichen Effizienz der Stromproduktion (20%). Diese Einschätzung geht von der Überlegung aus, dass bei Erhalt des Handlungsspielraums jederzeit auch Korrekturen bezüglich Markteingriff und Grundversorgung möglich sind. Darüber hinaus wird die Bedeutung der Minimierung der Markteingriffe als klein eingestuft, weil sämtliche in der Schweiz tätigen Energieversorgungsunternehmen so oder so mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand stehen.

- Dennoch wird innerhalb der Markteingriffe der Frage des **unternehmerischen Engagements** der öffentlichen Hand ein grosser Stellenwert eingeräumt.
- **Finanzen:**
 - Innerhalb der finanzpolitischen Ziele erhält die **Maximierung der Erträge** mit 50% eine grosse Bedeutung, weil die Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung für den Urner Staatshaushalt sehr wichtig sind.
 - Der **Risikoaspekt** soll aber bei der Maximierung der Erträge nicht vernachlässigt werden, daher wird dieser Aspekt mit 45% ebenfalls hoch bewertet.
 - Als relativ unbedeutend wird die Frage der **Einnahmenkontinuität** eingeschätzt, da es sich letztlich um ein Problem handelt, welches mit entsprechenden finanzpolitischen Instrumenten (z.B. Ausgleichsfonds) einfach gelöst werden kann.
- **Energie und Umwelt:** Die vorgenommene leichte Abstufung zwischen **Energieeffizienz** (60%) und **Förderung der nachhaltigen Energieproduktion** (40%) basiert auf der Überlegung, dass im Bereich der Energieeffizienz in Uri das grössere Potenzial liegt als beim Ausbau der nachhaltigen Energieproduktion.
- **Volkswirtschaft:**
 - Das Angebot von Arbeitsplätzen ist für den Kanton Uri als attraktiver Wohnkanton von grosser Bedeutung. Entsprechend wird auch der Sicherung der Arbeitsplätze in der Stromversorgung innerhalb des Zielbereichs die grösste Bedeutung beigemessen (50%).
 - Als bedeutsam wird auch die **Höhe des Strompreises** als potenzieller Standortfaktor bewertet (30%). Insgesamt ist jedoch der Einfluss Uris auf den Strompreis in einem liberalisierten Strommarktumfeld gering.
 - Der Sicherung der Stromversorgung wird keine grosse Bedeutung mehr beigemessen, weil die Versorgungssicherheit durch das Stromversorgungsgesetz gewährleistet wird, und das Bundesgericht im Zusammenhang mit der Klage zur Göscheneralpkonzession festgestellt hat, dass die CKW bei nicht ausreichender Stromversorgung im Kanton Uri Strom ab dem Kraftwerk Göschenen zu Gestehungskosten liefern muss.
 - Ebenso wird der Zielsetzung von gleichen Preisen im Kantonsgebiet nur eine sehr geringe Bedeutung beigemessen. Der Grund dafür ist, dass Unterschiede bei den Netznutzungstarifen bestehen bleiben, solange der Kanton Uri drei verschiedene Versorgungsgebiete (EWA, EWE und EWU) umfasst.

Wie in der Abbildung 4-1 (S. 41) angedeutet, bestehen zwischen den einzelnen Zielbereichen Interdependenzen:

- So hat die Förderung von Beschäftigung und Wertschöpfung im Kanton Auswirkungen auf die Steuererträge.
- Ebenso kann das volkswirtschaftlich motivierte Ziel einer günstigen Stromversorgung dem energiepolitischen Ziel einer effizienten Energieverwendung zuwider laufen (längerfristig dürfte hingegen Energieeffizienz im volkswirtschaftlichen Interesse liegen).

- Auch zwischen der Finanzpolitik (hohe Erträge aus Stromproduktion und -verteilung) und den ordnungspolitischen Überlegungen können sich Synergien (Wahrnehmung der Staatsaufgaben wie Bildung und Sicherheit dank entsprechender Einnahmen aus der Wasserkraft) ergeben, aber auch Zielkonflikte entstehen, je nachdem wie puristisch der ordnungspolitische Grundsatz ausgelegt wird.

Im Zielsystem nicht aufgeführt sind weitere Aspekte wie die politische Akzeptanz, organisatorische Anforderungen oder der rechtliche Anpassungsbedarf. Diese stellen aber unseres Erachtens nicht eigentliche Zieldimensionen dar, sondern sind bei der Umsetzung der Hauptstossrichtungen als Kriterien zu beachten.

5 Beurteilung der Strategien

In diesem Abschnitt wird die Beurteilung der insgesamt 11 unterschiedlichen Strategien dargestellt. Die Beurteilung stützt sich sowohl auf qualitative Faktoren als auch auf quantitative Faktoren. Der Grund dafür ist, dass neben den für den Kanton Uri wichtigen finanziellen Zielen auch andere Zielsetzungen bei der Wahl der Eignerstrategie berücksichtigt werden sollen. Dabei handelt es sich um Zielsetzungen in den Bereichen „Wettbewerb- und Ordnungspolitik“ und „Energie und Umwelt“ sowie um volkswirtschaftliche Zielsetzungen. Die Auswirkungen der Varianten auf diese Zielsetzungen lassen sich jedoch nur sehr schwer quantifizieren. Daher ist zwingend, dass – neben der im Anhang A (Kapitel 12) durchgeführten finanziellen Bewertung der Eignerstrategien – auch qualitative Faktoren in die Gesamtbewertung einfließen.

Die Beurteilung der Eignerstrategie-Varianten erfolgt ausgehend von der heutigen Ausgangslage. Bewertet werden die Auswirkungen der Umsetzung der Varianten im Vergleich zum Status quo und unter Berücksichtigung der möglichen Extremvarianten. Die Beurteilung der Strategie erfolgt mit einer Skala von -3 bis +3. Die Ausprägungen der Beurteilungsskala sind entsprechend wie folgt zu verstehen:

- - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo
- 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo
- + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

Das maximale Beurteilungsspektrum kann, muss aber nicht in jedem Fall ausgeschöpft werden. Die Ausschöpfung hängt davon ab, wie gross die Veränderung durch die Wahl einer Strategie im Vergleich zur heutigen Situation ausfällt. Beispielsweise wird beim Kriterium „Kontinuität der Einnahmen sichern“ zwar das Spektrum im negativen Bereich die Strategien F, G sowie I3 ausgeschöpft, weil sich die Schwankungsanfälligkeit der Einnahmen bei diesen Strategien im Vergleich zur heutigen Situation - mit den nur sehr geringen Erträgen bzw. Beteiligungen am Stromverkauf – vervielfachen könnte. Demgegenüber wird das Spektrum auf der positiven Seite nicht ausgeschöpft: Die Kontinuität der Einnahmen lässt sich in den Strategien A und B im Vergleich zu den heutigen geringen Schwankungen auch bei einem vollständigen Rückzug aus dem Energiebereich kaum spürbar verbessern.

Darüber hinaus wird das Maximalspektrum nicht ausgeschöpft, wenn eine noch extremere Variante möglich wäre, die durch das Variantenspektrum nicht abgedeckt wird. Dieser Fall liegt beispielsweise bei der Beurteilung des Kriteriums „Nachhaltige Energieproduktion fördern“ vor. Der Kanton Uri könnte mit alleinigem Fokus auf die Umwelt wesentlich strengere Vorgaben zur Nachhaltigkeit machen, die bis zu einem Verzicht auf die Nutzung der Wasserkraft im Kantonsgebiet gehen könnten. Die Interessensabwägung zwischen Nutzung und Schutz fand bereits im Rahmen des „Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien“ (SNEE) statt, so dass das bestehende Spektrum keinen Schwerpunkt in diesem Bereich legt. Insofern sind die möglichen positiven Veränderungen im Umweltbereich der bestehenden Strategien im Vergleich zu den möglichen Extremvarianten geringer. Folglich werden die Strategien F, G, H2, I und I2 nur leicht positiv beurteilt.

Nachfolgend wird jeweils die Bewertung der Varianten bezüglich der Zielsetzungen und Kriterien in Tabellenform dargestellt. Anschliessend wird die vorgenommene Bewertung pro Zielbereich und Teilkriterium kurz kommentiert.

5.1 Wettbewerbs- und Ordnungspolitik

Die Abbildung 5-1 zeigt die Beurteilung der Eignerstrategie-Varianten bezüglich dem Ziel Wettbewerbs- und Ordnungspolitik. Zusammenfassend zeigt die Abbildung folgendes Ergebnis zu den einzelnen Varianten:

- Die Abbildung zeigt, dass die Varianten F und G am besten abschneiden gegenüber dem Status quo. Ausschlaggebend dafür ist die starke Verbesserung des Handlungsspielraums des Kantons Uri.
- Trotz Abbau der Abgaben schneidet die Strategie A am schlechten ab. Dieser Verzicht auf staatliche Eingriffe vermag die stark gewichtete Verschlechterung des Handlungsspielraums des Kantons Uri nicht zu kompensieren.

Abbildung 5-1: Beurteilung bezüglich Wettbewerbs- und Ordnungspolitik

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Wettbewerbs- und Ordnungspolitik											
Sicherung der Grundversorgung (Netz)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Handlungsspielraum des Kantons	-2	-1	0	0	1	2	3	-1	2	2	2
Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	-2
Markteingriff minimieren	0.6	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-1	-0.2	-1
- Vorgaben zur Preisgestaltung	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
- Eingriffe in Form von Abgaben	3	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
- Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
Zwischentotal	-0.94	-0.52	-0.02	-0.02	0.48	0.98	1.28	-0.52	0.9	0.78	0.5

Hinweis: Die Zwischentotal und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

5.1.1 Sicherung der Grundversorgung

Die Grundversorgung ist sichergestellt, wenn

- die Endverbraucher innerhalb der Bauzone und in ganzjährigen bewohnten Liegenschaften ausserhalb der Bauzone an das Stromnetz angeschlossen sind und
- mit ausreichend Grundversorgungsenergie zu angemessenen Preisen versorgt werden.

Die Sicherung der Grundversorgung wird durch das StromVG gewährleistet und durch die (kantonale) Netzgebietszuweisung dem einzelnen Energieversorgungsunternehmen überbunden. Die kantonale Eignerstrategie hat auf diese Fragestellungen nur dann Einfluss, wenn man grundsätzlich davon ausgeht, dass nur Energieversorgungsunternehmen in Urner Hand die Aufgabe mit der notwendigen Sicherheit erfüllen können. Davon wird nicht ausgegangen. Hinzu kommt, dass das StromVG Mechanismen geschaffen hat, welche der ElCom ermöglichen, die Sicherheit der Stromversorgung bei Missständen durchzusetzen.

5.1.2 Handlungsspielraum des Kantons Uri

Die Strategien unterscheiden sich deutlich bezüglich des zukünftigen Handlungsspielraums für den Kanton Uri. Dieser ist massgeblich davon abhängig, inwieweit es die Strategien dem Kanton Uri ermöglichen, die Bedingungen der Stromproduktion und des Vertriebs im Kanton Uri zu prägen. Dazu sind die zeitliche Dimension und der Einfluss über eine starke Beteiligung zu berücksichtigen.

- Bei den Strategien A und B verschlechtert sich der Handlungsspielraum des Kantons Uri, weil die bestehenden Beteiligungen und Bezugsrechte abgestossen werden und bei neuen Konzessionen oder der Erneuerung von bestehenden Konzessionen auf diese Instrumente verzichtet wird. Der Kanton Uri verliert somit langfristig seinen Einfluss in der Stromproduktion. Der in der Strategie A zusätzliche Verzicht auf die Wasserzinsen führt dazu, dass der finanzielle Spielraum des Kantons Uri weiter eingeschränkt wird.
- Die Strategien C und D verbessern den Handlungsspielraum gegenüber dem Status quo leicht, weil die angestrebte Konzessionsdauer verringert wird mit der Folge, dass zukünftige Generationen schneller wieder über eine Neugestaltung der Eignerstrategie entscheiden können. Im Unterschied zu den Strategien E bis I wird aber das Eigentum an der Wasserkraft in Urner Hand nicht oder nur geringfügig erhöht. Aus diesem Grund werden die Auswirkungen der Strategien gegenüber dem Status quo und im Quervergleich zu den anderen Strategien als insgesamt neutral bewertet.
- Die Strategie G bietet bezüglich des Handlungsspielraums die grössten Freiheiten, weil bei der Eigennutzung langfristig keine Konzessionsverträge zu beachten sind. Bei Bedarf kann ein (eigengenutztes) Kraftwerk jederzeit wieder an einen Dritten konzessioniert werden. Auch die Strategie G könnte rasch wieder rückgängig gemacht werden, wenn der Betrieb der Kraftwerksanlagen sowie die Verwertung der Energieproduktion über externe Dienstleister erfolgt und keine eigenen Strukturen aufgebaut wurden. Damit unterscheidet sich die

Strategie G von den Strategien I1 und I2. Diese beiden Strategien gehen im Prinzip ebenfalls von einer Eigennutzung der Energie durch den Kanton Uri aus. Allerdings sehen die beiden Strategien vor, dass eine eigenständige kantonale Energiegesellschaft aufgebaut wird. Dieser Entscheid lässt sich weniger leicht rückgängig machen als eine Auftragsvergabe für Betrieb- und Produktion an einen Dritten, sodass die Auswirkungen bei der Umsetzung der Strategie I1 und I2 leicht schlechter beurteilt werden als bei der Strategie G.

- Die Strategie H1 und H2 führen zwar ebenfalls zu einer kürzeren Konzessionsdauer. Im Gegensatz zu den Strategien C bis G schränken sie den Handlungsspielraum des Kantons ein, weil die Konzessionsvergabe auf einen strategischen Partner beschränkt wird. Aus diesem Grund werden die Auswirkungen bei der Strategie H1 leicht negativ beurteilt. Gleichzeitig eröffnet die Strategie H2 aber über die Mehrheitsbeteiligung am EWA zusätzlichen Handlungsspielraum, der sich auch über einen weiteren Bereich des Strommarktes (Netzbetrieb, Energiedienstleistungen) erstreckt. Diese Auswirkungen werden gegenüber dem Status quo mit +2 bewertet.

5.1.3 Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion

Betriebswirtschaftliche Effizienz entsteht, wenn Synergien genutzt werden und die damit verbundenen Skaleneffekte erzielt werden können. Im Grundsatz gibt es keine grossen Unterschiede zwischen den einzelnen Strategien, weil der staatliche Betrieb nicht per se weniger effizient ist als die Leistungserbringung durch einen Privaten. Ineffizienz entsteht daher primär dann, wenn zwischen den staatlichen Leistungen und privaten Leistungen Doppelspurigkeiten entstehen. Dies wäre beispielsweise bei den Strategien G sowie I1 und I2 der Fall, wenn vom Kanton Uri Parallelstrukturen aufgebaut würden, die in privaten Unternehmen bereits bestehen (z.B. Bau eines eigenständigen Verteilnetzes, Einrichtung und Betrieb einer eigenständigen Handelsplattform). Bei der Strategie H2 würde allenfalls die Gefahr bestehen, dass die betriebliche Effizienz des EWA bei einem stärkeren Engagement des Kantons Uri sinkt, weil der Kanton Uri andere Zielsetzungen (z.B. Erhalt von Arbeitsplätzen) bei der Betriebsführung stärker gewichten würde, als die betriebliche Effizienz. Diese rein hypothetische Gefahr wird hier allerdings nicht negativ bewertet.

5.1.4 Markteingriffe minimieren

Markteingriffe gibt es, wenn der Staat:

- Vorgaben zur Preisgestaltung im Strommarkt macht
- Abgaben im Strommarkt erhebt
- Sich direkt unternehmerisch im Strommarkt engagiert.

a) Vorgaben zur Preisgestaltung

Unabhängig von der Eignerstrategie kann im liberalisierten Strommarkt das Preisniveau oder die Preisgestaltung nicht massgeblich vom Kanton Uri beeinflusst werden. Auch im (noch) nicht (vollständig) liberalisierten Strommarkt ist der Handlungsspielraum eingeschränkt. Selbst wenn

der Kanton Uri Eigentümer eines Verteilnetzes mit Kunden in der Grundversorgung ist, ist er an die Vorgabe gebunden, dass sich der maximale Grundversorgungstarif an den Stromgestehungskosten sowie an den langfristig abgeschlossenen Bezugsverträgen des verteilnetzbetreibenden Energieversorgungsunternehmens orientieren soll (Art. 6 StromVG). Ein über die Vorgaben der Bundesgesetzgebung weitergehender Einfluss auf die Strompreisgestaltung ist nur bei tieferen Strompreisen möglich, sofern die entsprechenden Rechtsgrundlagen existieren. Da die Umsetzung der Strategien keinen Einfluss auf diese massgeblich durch Bundesrecht bestimmten Vorgaben hat, werden sämtliche Strategien, die keine Mehrheitsbeteiligung an einem Verteilnetzbetreiber vorsehen, bezüglich der Preisgestaltung als neutral beurteilt. Einzig bei den Strategie H2 und I2 könnte aufgrund der Mehrheitsbeteiligung an einem Verteilnetzbetreiber die Preise für die Endkunden mitgestaltet werden, sodass eine leicht negative Bewertung erfolgt.²⁹

b) Abgaben auf der Wasserkraftnutzung

Der mit den Abgaben zusammenhängende Markteingriff hängt im Wesentlichen von der Anzahl Abgaben und deren Höhe ab. Am besten schneidet die Strategie A ab, die mit dem Verzicht auf die Wasserzinsen einen erheblichen Abbau der Abgaben auf die Wasserkraftnutzung vorsieht. Dadurch wird die Produktion von Strom aus Wasserkraft im Kanton Uri deutlich günstiger, was zu einer entsprechend positiven Beurteilung gegenüber dem Status quo führt. Die übrigen Strategien sehen eine moderate Erhöhung der Abgaben vor (Wasserzinsen und Steuern) und erhalten entsprechend eine leicht negative Beurteilung.

c) Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand

Die meisten Kraftwerksanlagen und Energieversorgungsunternehmen stehen bereits im Eigentum der öffentlichen Hand. Eine Verstärkung oder ein Abstossen des Urner Engagements würde daher zulasten respektive zugunsten von Energieversorgungsunternehmen geschehen, die bereits in öffentlicher Hand sind. Die Auswirkungen werden daher grundsätzlich bei allen Strategien neutral bewertet. Bei der Strategie I2 stellt sich allerdings die Frage, ob aus ordnungspolitischer Sicht der Kanton Uri auch im Bereich der Energiedienstleistungen (z.B. Energiecontracting) aktiv werden soll. Weil es sich dabei um ein Engagement handelt, welches über die Hauptzielsetzung (Steigerung des Ertrags aus der Wasserkraftnutzung) des Kantons Uri hinausgeht, werden die Auswirkungen einer Umsetzung der Strategie I2 leicht negativ gegenüber dem Status quo beurteilt.

²⁹ Die Bewertung erfolgt vor dem Hintergrund, dass es sich aus ordnungspolitischer Sicht um einen Eingriff in den Markt handelt, wenn der Kanton Uri Vorgaben zur Preisgestaltung machen kann.

5.2 Finanzen

Die Abbildung 5-2 zeigt die Beurteilung der Eignerstrategie-Varianten bezüglich der finanziellen Ziele. Es zeigt sich, dass zwischen den Teilzielen gewisse Zielkonflikte bestehen. Die Maximierung der Erträge lässt sich zwar mit den Strategien G und I gut erreichen, gleichzeitig steigen bei diesen Strategien aufgrund des verstärkten Engagements aber im Grundsatz auch die finanziellen Risiken für die öffentliche Hand. Bezogen auf die bestehende Gewichtung gelingt der Strategie D, die eine Erhöhung der Bezugsrechte ohne eine Erhöhung der Beteiligungen vorsieht, der Ausgleich zwischen Maximierung des Ertrags und der Reduktion der Risiken respektive der Beibehaltung der Kontinuität der Einnahmen am besten. Bezogen auf die einzelnen Kriterien kann folgendes festgehalten werden:

- Beim Kriterium „Erträge maximieren“ schneiden die Strategien mit einer hohen Beteiligung an den Kraftwerksanlagen gegenüber dem Status quo am besten ab. Dies sind die Strategien G (Eigennutzung) sowie die beiden Strategien zur kantonalen Energiegesellschaft (Strategie I1 und I2).
- Eine Verbesserung der Kontinuität der Einnahmen ist gegenüber dem Status quo mit den vorliegenden Strategien kaum zu erreichen. Vielmehr verschlechtern die Strategien, die ein stärkeres Engagement in der Stromproduktion vorsehen die Kontinuität der Einnahmen, weil die Einnahmen stärker von den Entwicklungen im Strommarkt abhängig sind.
- Eine Verbesserung der Risikosituation gegenüber dem Status quo kann erreicht werden, indem auf die Einnahmen aus der Stromproduktion verzichtet wird. Entsprechend schneiden die Strategie A und B, die einen Rückzug aus den Beteiligungen an den Kraftwerksanlagen vorsehen, besser ab. Je stärker allerdings die Exposition am Strommarkt ist, umso grösser sind auch die damit verbundenen Risiken, was sich in der Bewertung der Strategien C bis I gegenüber dem Status quo auswirkt.

Abbildung 5-2: Beurteilung bezüglich Finanzen bei bestehenden Kraftwerksanlagen

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Finanzen											
Erträge maximieren	-3.00	-1.00	1.00	1.81	2.14	2.29	3.00	2.01	2.28	3.00	3.00
Kontinuität der Einnahmen sichern	0	0	0	-1	-2	-3	-3	-1	-2	-3	-2
Finanzielle Risiken minimieren	1	1	0	0	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-3
Technische und operative Risiken minimieren	1	1	0	-1	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-2
Zwischentotal	-1	-0.1	0.5	0.7	0.5	0.55	0.45	0.5	0.1	0.5	0.2

Hinweis: Die Zwischentotal und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

a) Erträge maximieren

Basierend auf den geschätzten Ertragspotenzialen (vgl. in Anhang A [Kapitel 12] die Abbildung 12-5: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 [mittleres Preisszenario]; S. 103) kann eine Rangfolge zwischen den Strategien hergestellt werden. Dabei sind insbesondere auch die langfristigen Ertragsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Die Berechnungen zeigen, dass bei einem mittleren Strompreisszenario diejenigen Strategien am besten abschneiden, die ein hohes Engagement im Strommarkt vorsehen. Am schlechtesten schneiden die Strategien ab, die eher eine Reduktion des Engagements im Strommarkt vorsehen. Zur Bewertung der Strategien G und I sind noch folgende ergänzende Bemerkungen anzubringen:

- Die Strategie I2 schneidet trotz weitergehendem Engagement nicht besser ab als die Strategie I1. Der Grund dafür ist, dass der Kanton kein Verteilnetz besitzt und sich der Aufbau eines parallelen Verteilnetzes finanziell nicht und die Übernahme bestehender Verteilnetze finanziell kaum lohnen würde. Zudem ist der Aufbau eines Parallelnetzes rechtlich heikel und die Übernahme bestehender Netze nur im Einverständnis mit dem bisherigen Eigentümer möglich. Der Kanton müsste, vorausgesetzt die bisherigen Eigentümer der Netze sind einverstanden, das bestehende Verteilnetz kaufen. Im Kaufpreis wären die zukünftigen Erträge bereits enthalten, weshalb für den Kanton letztendlich kein Mehrertrag resultieren würde.
- Setzt der Kanton Uri die Strategie G um, indem er den Betrieb und die Verwertung der Energie dem Anbietenden mit dem wirtschaftlich besten Angebot überlässt, ist es wahrscheinlich, dass er durch die Auslagerung des Kraftwerksbetriebs und der Verwertung der Energiebezugsrechte einen grösseren Ertrag realisiert. Dieser Aussage liegt die Annahme zugrunde, dass sowohl beim Betrieb als auch bei der Verwertung durch den Kanton weniger Skaleneffekte realisiert werden können, als wenn diese Aufgaben an einen externen Dienstleister vergeben werden.

b) Kontinuität der Einnahmen sichern

Die Kontinuität der Einnahmen ist gesichert, wenn die Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung möglichst konstant und auf lange Frist anfallen, sodass eine verlässliche und langfristige Finanzplanung im Kanton Uri möglich ist. Dabei ist es so,

- dass dem Grundsatz der Kontinuität in der Regel eine geringere Ausschöpfung des Ertragspotenzials gegenübersteht und
- dass je näher ein Ertrag am Markt generiert wird, umso grösser die Ertragsschwankungen sein können.

Bezogen auf die einzelnen Ertragspositionen des Kantons aus der Wasserkraftnutzung und der Stromversorgung kann bezüglich der Kontinuität der Einnahmen folgendes festgehalten werden:³⁰

- Am gleichmässigsten fallen die Einnahmen aus den Wasserzinsen an. Diese sind zumindest kurzfristig gänzlich unabhängig von den Erträgen der Kraftwerksanlagen und beziehen sich auf das nutzbare Gefälle und die nutzbare Wassermenge.
- Marktabhängiger, aber aufgrund der Möglichkeiten zur Bildung und Auflösung von stillen Reserven immer noch vergleichsweise konstant, sind die Einnahmen aus den Beteiligungen an den Kraftwerksanlagen sowie EVU und die daraus entstehenden Steuererträge.
- Die Einnahmen aus der Verwertung der Energiebezugsrechte sind unmittelbar abhängig vom Marktgang. Die Einnahmen aus dem Betrieb der Verteilnetze sind aufgrund der Monopolstellung konstant; allfällige Über- oder Unterdeckungen sind gestützt auf die Praxis der EICom im Laufe einer Dreijahresperiode auszugleichen.³¹
- Unabhängig von der Nähe zum Strommarkt fallen die Konzessionsabgaben nur bei Neukonzessionierung (alle 40-80 Jahre an) an und sind entsprechend sehr unregelmässig.

Abhängig von der Bedeutung der einzelnen Ertragspositionen ergibt sich die in der Abbildung 5-2 dargestellte Beurteilung der einzelnen Strategien. Dabei werden die Strategien A, B und C neutral beurteilt. Der Grund hierfür ist, dass die bestehenden Energiebezugsrechte und Beteiligungen einen sehr geringen Anteil an den Einnahmen ausmachen, sodass durch deren Verzicht keine massgebliche Vergrösserung der Kontinuität der Einnahmen erreicht werden kann.

c) Finanzielle Risiken minimieren

Für die Beurteilung der finanziellen Risiken beachten wir vor allem das Rentabilitätsrisiko, welches sich aus einem direkten Engagement der öffentlichen Hand an Wasserkraftanlagen ergeben kann. Wenn die Strommarktpreise unter den Gestehungskosten liegen, hängt die Risikoexposition massgeblich von den eigentumsrechtlichen Verantwortlichkeiten im Strommarkt und dem investierten Kapital ab.

³⁰ Nicht berücksichtigt werden an dieser Stelle die Einnahmen aus Konzessionsgebühren. Diese fallen alle 40 bis 80 Jahre an und sind daher für den Vergleich bedeutungslos.

³¹ Im Rahmen der Berücksichtigung der Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren werden Differenzen zwischen den anrechenbaren Kosten und den realisierten Erlösen aus Netznutzungsentgelten einer Kalkulationsperiode ausgeglichen. Dabei werden insbesondere Differenzen berücksichtigt, die sich aus Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Mengengerüst ergeben, die im Rahmen einer Prüfung durch die EICom festgestellt werden, die sich aus Abweichungen zwischen Plankosten und tatsächlichen Kosten ergeben oder die daraus resultieren, dass kostenwirksame Sondereffekte nicht in voller Höhe in einer Kalkulationsperiode erfasst werden sollen, um so die Tarife zu glätten. Die Berechnung ist für jedes Geschäftsjahr durchzuführen. Die Berücksichtigung des zu saldierenden Betrags eines Geschäftsjahres erfolgt jeweils im Rahmen der Kostenkalkulation für das übernächste Geschäftsjahr. Allfällige Deckungsdifferenzen sind gemäss einem Erhebungsbogen der EICom herzuleiten und wesentliche Beträge auf in der Regel drei aufeinander folgende Kalkulationsperioden zu verteilen. Dabei sind die zu saldierenden Beträge sachgerecht auf die einzelnen Netzebenen zu verteilen (vgl. zum Ganzen Weisung 4/2010 der EICom).

- Die finanziellen Risiken sind entsprechend der Höhe der Beteiligung bei den Strategien E, F, G, H und I am grössten. Die Risikoexposition der Strategien H2 ist trotz gleichem Ausmass der Beteiligung grösser, weil für die Erlangung dieser Beteiligung im Vergleich zu den anderen Strategien zusätzliche finanzielle Mittel aufgewendet werden müssten. Die Strategie I2 schneidet schlechter ab als die Strategie G, weil für den Aufbau eines Parallelen Verteilnetzes wesentliche zusätzliche finanzielle Mittel erforderlich wären, welche die Risikoexposition des Kantons erhöhen würden.
- In den Strategien A und B verringern sich die finanziellen Risiken leicht, da der Kanton Uri bei diesen Strategien keine eigentumsrechtlichen Verpflichtungen mehr eingehen muss.

Im Rahmen der Ausführungen zum Ziel „Risiken minimieren“ in Abschnitt 4.2.2c) haben wir erläutert, dass sich auch durch ein Senken der Wasserzinsen ein erhebliches finanzielles Risiko für Uri ergeben kann. In diesem Fall könnte – im Unterschied zu den oben aufgezeigten Zusammenhängen – ein höheres Engagement aus Urner Sicht zu einer gewissen Risikoschmälerung beitragen. Wir werden auf diesen Aspekt im Rahmen der Gesamtbeurteilung der Strategien nochmals zurückkommen (vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 6.2a), S. 74 und im Anhang C (Kapitel 14, S. 129).

d) Technische und operative Risiken minimieren

Die mit den Anlagen (Kraftwerke und Netze) verbundenen technischen und operativen Risiken müssen von den Eigentümern der Anlagen getragen werden. Je höher die Beteiligung des Kantons Uri ist, umso grösser ist der Finanzierungsanteil bei Schäden aus technischen und operativen Risiken. Zwar können die Risiken durch entsprechende Versicherungen reduziert werden. Dennoch werden die Risiken anteilmässig vom Eigentümer der Kraftwerksanlagen in Form von risikoabhängigen Versicherungsprämien getragen. Allerdings gilt es bei der Beurteilung der Strategien auch zu beachten, dass es im Kanton Uri kein Versicherungsobligatorium für Schäden aus Unfallereignissen (z.B. Staudammbruch) bei Kraftwerkanlagen gibt. Daher besteht bei Grossereignissen ohne versicherte Schadendeckung letztlich die Gefahr, dass diese von der Bevölkerung bzw. vom Kanton getragen werden müssen, losgelöst davon, ob das direkte finanzielle Engagement Uris in Kraftwerkanlagen klein oder gross ist. In diesem Sinne werden die Strategien bezüglich ihrer Risikoexposition zwar nicht als gleichwertig betrachtet, aber es wird bewusst darauf verzichtet, das gesamte Notenspektrum von +3 bis -3 auszuschöpfen.

5.3 Energie und Umwelt

Die Wahl der Eignerstrategie hat keinen wesentlichen Einfluss auf das Ziel Energie und Umwelt, wie die Abbildung 5-3 zeigt. Einzig mit der in der Strategie I2 vorgesehenen Bearbeitung des Geschäftsbereichs Energiedienstleistungen sowie der Mehrheitsbeteiligung am EWA (Strategie H2) könnte die Energieeffizienz im Rahmen der Eignerstrategie gefördert werden.

Abhängig von den Zielsetzungen, welche der Kanton im Rahmen seiner Beteiligungen verfolgt, könnte die nachhaltige Energieproduktion gefördert werden, weil der Kanton die finanziellen

Erträge eventuell etwas weniger stark gewichten könnte, als ein intaktes Landschaftsbild und eine unberührte Natur. Dies gilt allerdings nur dort, wo der Kanton eine Mehrheitsbeteiligung hat.

Abbildung 5-3: Beurteilung bezüglich Energie und Umwelt

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Energie und Umwelt											
Energieeffizienz fördern	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Nachhaltige Energieproduktion fördern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Zwischentotal	0	0	0	0	0	0.4	0.4	0	1	0.4	1

Hinweis: Die Zwischentotal und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

5.4 Volkswirtschaft

Die Abbildung zeigt, dass sich die Strategien hauptsächlich bezüglich dem Kriterium Arbeitsplätze sichern unterscheiden. In dieser Kategorie schneiden insbesondere die kantonale Energiegesellschaft (Strategien I1 und I2) und die Mehrheitsbeteiligung am EWA (Strategie F) am besten ab (vgl. Abbildung 5-3)

Abbildung 5-4: Beurteilung bezüglich Volkswirtschaft

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Volkswirtschaft											
Arbeitsplätze sichern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Günstiger Strom als Standortfaktor	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Sichere Versorgung (Energie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gleiche Preise im Kantonsgebiet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Zwischentotal	0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.2	0.2	-0.3	0.2	0.2	0.4

Hinweis: Die Zwischentotale und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

5.4.1 Arbeitsplätze im Kanton Uri sichern

Positiv bewertet werden die Strategien, wenn sie es ermöglichen, Arbeitsplätze garantiert im Kanton Uri zu erhalten. Diese Bedingung ist bei den Strategien F, H2, I1 und I2 und G erfüllt.³²

- Die Strategien F und G können so umgesetzt werden, dass für den Betrieb der Kraftwerksanlagen und Verwertung der Energiebezugsrechte Arbeitsplätze im Kanton Uri geschaffen werden, respektive die bestehenden Arbeitsplätze in diesem Bereich erhalten werden können. Dazu kann entweder der Kanton selber den Betrieb und die Verwertung durchführen oder er kann diese Aufgabe an ein im Kanton Uri ansässiges Unternehmen vergeben. Entsprechend werden die Strategien gegenüber dem Status quo leicht positiv beurteilt.
- Die Strategie I1 und I2 sieht den Aufbau einer kantonalen Energiegesellschaft vor, die ebenfalls Arbeitsplätze im Kanton Uri schaffen würde.
- Mit der Mehrheitsbeteiligung am EWA (Strategie H2) vergrösserte der Kanton Uri seinen Einfluss, weshalb er die Urner Arbeitsplätze vor Zentralisierungen innerhalb der CKW-Gruppe respektive des Axpo-Konzerns besser schützen kann.

5.4.2 Günstiger Strom als Standortfaktor

Mit Ausnahme der Strategie A schneiden alle Strategien leicht schlechter ab, weil der Kanton Uri in den übrigen Strategien eine Erhöhung der Wasserzinsen anstrebt.³³ Diese Erhöhung beeinflusst in erster Linie die Preise für die Kundinnen und Kunden in Grundversorgung, denen die Energie zu den (höheren) Gestehungskosten abgegeben wird. Bei den übrigen Kunden, die den Strom am Markt beziehen, hätte die Erhöhung nur dann einen Einfluss, wenn die höheren Wasserzinsen den Schweizer Strommarktpreis beeinflussen würden. Je stärker die Integration des europäischen Strommarktes fortschreitet, umso geringer dürfte der Einfluss sein.

5.4.3 Sichere Versorgung (Energie)

Bei der sicheren Versorgung schneiden die Strategien mit mehr Urner Energiebezugsrechten (E, F, G, H2 und I) etwas besser ab, weil im Krisenfall grundsätzlich die Möglichkeit bestehen würde, den in Uri produzierten Strom in erster Priorität für die Versorgung in Uri zu nutzen. Dieser Aspekt ist in einem europaweit liberalisierten Strommarkt und in einem grossräumig betriebenen Netz allerdings kaum von Bedeutung. Zudem ist die Versorgungssicherheit für die festen Endkunden, welche auf den Netzzugang verzichten, durch das Stromversorgungsgesetz generell abgedeckt.

³² Die mögliche Entwicklung von Arbeitsplätzen (z.B. des EWA) ausserhalb der Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft werden bei der Bewertung nicht berücksichtigt.

³³ Selbstverständlich kann Uri die Wasserzinsen nicht im Alleingang durchsetzen. Vielmehr müsste auf Bundesebene das Wasserzinsmaximum erhöht werden.

5.4.4 Gleiche Preise im Kantonsgebiet

Das Anliegen gleicher Strompreise (Energiepreis plus Nutzungstarife) über das gesamte Kantonsgebiet lässt sich erfüllen, wenn alle Urner Kunden durch das gleiche Versorgungsunternehmen bedient werden bzw. sich im gleichen Netzgebiet befinden. Diese Voraussetzung ist beim umfassenden Kantonswerke (Strategie I2) gegeben. Bei allen anderen Strategien, wird es weiterhin mehrere Endverteiler (EWA, EWE, EWU). Zwischen diesen Verteilern kann es sowohl bei den Energiegestehungskosten wie auch bei den Netzkosten zu Unterschieden kommen, die sich in der Folge auch auf die Strompreise bzw. Netztarife auswirken.

6 Priorisierung der Handlungsoptionen und Schlussfolgerungen für Heimfall Lucendro

6.1 Ergebnis der Beurteilung der Strategievarianten

Die Abbildung 6-1 fasst die Ergebnisse der Bewertung gemäss den Ausführungen in Kapitel 6 zusammen. Für sämtliche 11 Strategien sind die Notenwerte pro Indikator dargestellt. Die Zwischenergebnisse für die vier Zielbereiche „Wettbewerbs- und Ordnungspolitik“, „Finanzen“, „Energie und Umwelt“ sowie „Volkswirtschaft“ ergeben sich aus der in Kapitel 4 vorgestellten Gewichtung der einzelnen Indikatoren. Für die Bildung des Gesamtergebnisses wurden diese Zielbereiche gemäss der dargestellten Gewichtung zusammengefasst.

Die ausgewiesenen Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Abgesehen von den beiden Rückzugsstrategien A (Verzicht auf Beteiligungen und Energiebezugsrechte sowie Abgaben) und B (Verzicht auf Beteiligungen und Energiebezugsrechte und Fokus auf die Wasserzinsen) schneiden sämtliche Strategien in der Beurteilung besser ab als der Status quo.
- Als „Spitzenreiter“ schneiden die beiden Strategien F (Bezugsrechte von mindestens 51%) und G (Eigennutzung) ab. Sie werden gefolgt von den Strategien H2 (Mehrheitsbeteiligung am EWA) und I1 (Kantonale Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung der Energie). Dieses Quartett wird mit etwas Abstand noch von der Strategie I2 (Kantonale Energiegesellschaft mit Aktivitäten in allen Bereichen des Stromgeschäfts) ergänzt.
- Vergleichsweise schlecht schneidet eine Erhöhung der Minderheitsbeteiligung am EWA ab. Bei den finanziellen Aspekten überzeugt die Strategie zwar, gewichtig ist aber der Nachteil, dass mit einer verstärkten Bindung an das EWA, welches von ausserkantonalen Aktionären dominiert wird, der Handlungsspielraum des Kantons bei zukünftigen Konzessionsvergaben oder -erneuerungen massiv eingeschränkt, um nicht zu sagen ausgeschlossen wird.

Abbildung 6-1: Gesamtbeurteilung der Eignerstrategien

	Strategie A	Strategie B	Strategie C	Strategie D	Strategie E	Strategie F	Strategie G	Strategie H1	Strategie H2	Strategie I1	Strategie I2
	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	Eigennutzung	Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an Kraftwerksanlagen	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes
Wettbewerbs- und Ordnungspolitik											
Sicherung der Grundversorgung (Netz)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Handlungsspielraum des Kantons	-2	-1	0	0	1	2	3	-1	2	2	2
Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	-2
Markteingriff minimieren	0.6	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-1	-0.2	-1
- Vorgaben zur Preisgestaltung	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
- Eingriffe in Form von Abgaben	3	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
- Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
Zwischentotal	-0.94	-0.52	-0.02	-0.02	0.48	0.98	1.28	-0.52	0.9	0.78	0.5
Finanzen											
Erträge maximieren	-3.00	-1.00	1.00	1.81	2.14	2.29	3.00	2.01	2.28	3.00	3.00
Kontinuität der Einnahmen sichern	0	0	0	-1	-2	-3	-3	-1	-2	-3	-2
Finanzielle Risiken minimieren	1	1	0	0	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-3
Technische und operative Risiken minimieren	1	1	0	-1	-1	-1	-2	-1	-2	-2	-2
Zwischentotal	-1	-0.1	0.5	0.7	0.5	0.55	0.45	0.5	0.1	0.5	0.2
Energie und Umwelt											
Energieeffizienz fördern	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Nachhaltige Energieproduktion fördern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Zwischentotal	0	0	0	0	0	0.4	0.4	0	1	0.4	1
Volkswirtschaft											
Arbeitsplätze sichern	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Günstiger Strom als Standortfaktor	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Sichere Versorgung (Energie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gleiche Preise im Kantonsgebiet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Zwischentotal	0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.2	0.2	-0.3	0.2	0.2	0.4
Gesamttotal	-0.68	-0.16	0.22	0.32	0.32	0.57	0.58	0.12	0.47	0.48	0.44
Rang	11	10	8	7	6	2	1	9	4	3	5

Hinweis: Die Zwischentotale und das Gesamttotal ergeben sich aus der Gewichtung gemäss Abbildung 4-5 S. 52
Legende: - 3 Sehr negative Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo; 0 Keine Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo, + 3 Sehr positive Auswirkungen auf die Zielsetzung gegenüber dem Status quo

6.2 Empfehlungen in Bezug auf das Spitzenquintett (F, G, H2, I1 und I2)

Beim Spitzenquintett fällt auf, dass alle 5 Strategien (F, G, H2, I1 und I2) eine höhere kantonale Beteiligung bzw. ein höheres Bezugsrecht an der zukünftigen Nutzung der Urner Wasserkraft anstreben. Der Urner Anteil soll sich dabei sicherlich auf über 50% belaufen und in den Strategien G und I2 sogar 100% betragen. Bevor wir uns eingehender mit der Priorisierung der fünf Strategien auseinandersetzen folgen nachstehend Überlegungen zu den finanziellen Risiken und der Umsetzbarkeit der Strategien.

a) Finanzielle Risiken

Die fünf Strategien F, G, H2, I1 und I2 weisen gegenüber dem Status quo ein deutliches Potenzial an zusätzlichen Erträgen für den Kanton Uri auf. Die Realisierung dieses Ertragspotenzials erfordert bei den Strategien F, G, I1 und I2 langfristig ein verstärktes finanzielles Engagement bei Investitionen in neue Kraftwerkanlagen bzw. bei der Finanzierung von Erneuerungsinvestitionen an bestehenden Anlagen. Bei der Strategie H2 würde vor allem der Erwerb der höheren Beteiligung am EWA zu Buche schlagen.

Mit dem erhöhten finanziellen Engagement steigt die Risikoexposition des Kantons in Bezug auf die Wasserkraft. Die Risiken bei der Teilnahme am Strommarkt bestehen aus den Kreditrisiken, den Marktrisiken und den Währungsrisiken:

- Unter dem Kreditrisiko wird das Risiko verstanden, dass sich die Zahlungsfähigkeit des Geschäftspartners verschlechtert bis hin zur Zahlungsunfähigkeit.
- Das Marktrisiko ist das Risiko, dass aufgrund der Veränderung von Angebot und Nachfrage die Marktpreise sinken.
- Das Währungsrisiko besteht, weil eine relevante Menge Strom an der europäischen Strommarktbörse in Leipzig in Euro gehandelt wird. Wenn sich der Schweizer Franken gegenüber dem Euro aufwertet, sinken die Strommarktpreise in Schweizer Franken (vgl. auch den Exkurs auf S. 105).

Sinken die Strommarktpreise in Schweizer Franken langfristig unter die Gestehungskosten der Urner Wasserkraftanlagen, muss der Kanton im Ausmass der Beteiligung die Verluste mittragen.

Wie bereits in Kapitel 4.2.2c) erwähnt und in Anhang C (Kapitel 14) vertieft analysiert, ist bei langfristig tiefen Strommarktpreisen aber damit zu rechnen, dass auch die Wasserzinsen unter Druck geraten und der Kanton so oder so dem Risiko verminderter Einnahmen ausgesetzt ist. Bei einem solchen Szenario könnte der Kanton mit einer höheren Beteiligung an den bestehenden Wasserkraftanlagen den Rückgang an Wasserzinsen mindestens teilweise oder vollständig kompensieren. Der Anteil aus den Wasserzinsen sinkt zwar, aber dank den tieferen Gestehungskosten können bei einer höheren Beteiligung die Einnahmen aus dem Stromverkauf gesteigert werden. Eine Strompreisentwicklung, bei der die Preise langfristig nicht einmal mehr die Gestehungskosten ohne Wasserzinsanteil decken würden, erachten wir langfristig

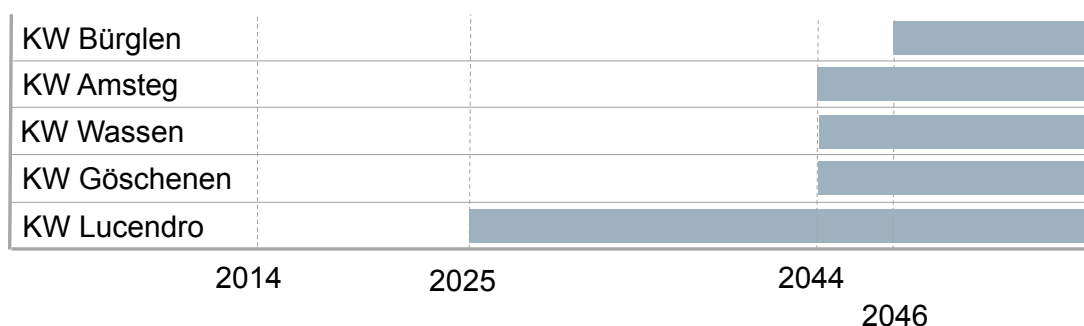
aufgrund der Produktionsverhältnisse in Uri als unwahrscheinlich, liegen doch die Gestehungskosten der Kraftwerke Amsteg, Göschenen, Wassen und Lucendo nach Abzug des Wasserezinsanteils in einer Range von 2.5 bis 5.2 Rp./kWh.

Basierend auf diesen Überlegungen und unter Berücksichtigung der tiefen Stromgestehungskosten bei den bestehenden Grossanlagen in Uri erachten wir ein verstärktes Engagement der öffentlichen Hand bei den Strategien F, G, I1 und I2 als vertretbar. Bei der Strategie H2 hängt die Einschätzung vor allem davon ab, wie hoch der Kaufpreis für das notwendige Aktienpaket von 18.1% ist, um eine Mehrheitsbeteiligung am EWA erwerben zu können. Als Berechnungsgrundlage für die detaillierten Abschätzungen in Anhang A (Kapitel 12) sind wir davon ausgegangen, dass das Aktienpaket zum aktuellen steueramtlichen Wert erworben werden könnte.

b) Umsetzbarkeit der Strategien

Aufgrund der bestehenden Konzessionsverhältnisse bei den grossen Wasserkraftanlagen in Uri stellt die Umsetzung der Eignerstrategien F, G, H, I1 und I2 ein sehr langfristiges Unterfangen dar (vgl. dazu Abbildung 6-2). Eine erste Möglichkeit zur Weichenstellung ergibt sich mit dem Auslaufen der Lucendo-Konzession per Ende 2024. Die zentrale Weichenstellung erfolgt dann im Jahr 2043, wenn gleichzeitig die Konzessionen von Amsteg, Wassen und Göschenen auslaufen.³⁴

Abbildung 6-2: Konzessionsablauf bei den grossen, bestehenden Wasserkraftanlagen



Trotzdem gibt es zwischen den Strategien in Bezug auf deren Umsetzbarkeit Unterschiede:

- Die Strategie H2 mit der Mehrheitsbeteiligung am EWA hängt davon ab, ob die CKW als Hauptaktionär überhaupt gewillt ist, ihren Anteil am EWA zugunsten des Kantons Uri zu vermindern.
- Die Strategie I2 mit einer alle Geschäftsbereiche umfassenden kantonalen Energiegesellschaft hängt davon ab, ob die im Kanton Uri tätigen Stromversorgungsunternehmen (EWA,

³⁴ Selbstverständlich kann und soll bei anstehenden neuen Konzessionsvergaben für Kleinwasserkraftwerke die gewählte Strategie schon vor Ablauf von 2023 bzw. 2043 umgesetzt werden. Jedoch gilt auch hier im Grundsatz, dass jedes Konzessionsgesuch bzw. jede Beteiligung an neuen Kraftwerksanlagen im Einzelfall auf die betriebswirtschaftliche Rentabilität zu prüfen ist.

EWE, EWU) bereit sind, ihr Verteilnetz in die Gesellschaft einzubringen. Der Aufbau einer parallelen Netzinfrastruktur wäre volkswirtschaftlich nicht zu verantworten und seine Zulässigkeit ist rechtlich umstritten.

- Bei der Strategie F wird davon ausgegangen, dass für die Nutzung der Wasserkraft mit Partnern aus der Strombranche zusammengearbeitet wird, welche das entsprechende Know-how und die notwendige Erfahrung mit dem Betrieb und Unterhalt von Kraftwerksanlagen mitbringen würden. Die Umsetzbarkeit der Strategie hängt somit davon ab, ob ein starker Partner gefunden wird, der sich mit einer Minderheitsbeteiligung von maximal 49% zufrieden geben würde.
- Relativ autonom umsetzen lassen sich im Grundsatz die Strategien G und I1. Allerdings würden sie bei der kantonalen Verwaltung oder in einer zu gründenden kantonalen Energiegesellschaft den Aufbau von entsprechendem Fachwissen und Know-how bedingen.

c) Priorisierung der Strategien

Nach unserer Einschätzung steht die Strategie H2 (Mehrheitsbeteiligung EWA) zurzeit nicht im Vordergrund, da das zum steueramtlichen Wert bewertete Aktienpaket rund 36 Mio. CHF kosten würde. Die steueramtliche Schätzung bzw. die Bewertung des EWA könnte sich ändern, wenn mit dem Auslaufen der Bürgler-Konzession (Kraftwerk Bürglen) das EWA nicht mehr über die gleichen Stromproduktionsmöglichkeiten verfügt wie heute. Daher sollte die Umsetzung der Strategie erst in einem späteren Zeitpunkt bzw. im Vorfeld des Auslaufens der Reuss- und Bürgler-Konzessionen (2043 und 2045) geprüft werden. Die CKW als Haupteigener des EWA könnte dannzumal an einer Lösung interessiert sein, bei welcher der Kanton Uri die EWA-Aktienmehrheit zu einem deutlich günstigeren Preis erwerben könnte als die heutige steueramtliche Bewertung.

Die Strategie I2 ist wie erwähnt nur realisierbar, wenn die Netze von EWA, EWU und EWE übernommen werden könnten. Die Bereitschaft der beteiligten Unternehmen müsste konkret abgeklärt werden. Erste Rückmeldungen aus den Gesprächen mit den drei Unternehmen haben eher Zurückhaltung signalisiert.

Im Vordergrund stehen somit F, G und I1. Die drei Strategien liegen in der Bewertung sehr nahe zusammen:

- I1 sieht nebst der Stromproduktion vor allem auch eine eigenständige Verwertung der erzeugten Energie durch die neue kantonale Energiegesellschaft vor. Ein erfolgreiches Agieren am Strommarkt erfordert erstens ein sehr grosses Knowhow und zweitens ist eine kritische Mindestenergiemenge erforderlich, um die Kosten decken zu können. Entsprechend lässt sich dieser Geschäftszweig erst entwickeln, wenn der Kanton über genügend Energie aus Beteiligungen verfügt. Dies dürfte frühestens mit dem Heimfall der Reusskonzessionen oder auf Initiative eines anderen EVU in Betracht kommen. Zum heutigen Zeitpunkt ist es allerdings noch nicht erforderlich, bereits abschliessend festzulegen, wer die Verwertung der Energie dannzumal vornehmen wird.
- Die Strategien F und G verfolgen bezüglich der Beteiligung an der Wasserkraft eine ähnliche Zielsetzung wie die Strategie I. Insofern kann auch zu einem späteren Zeitpunkt die

definitive Ausgestaltung der Energieverwertung festgelegt werden, wenn klar ist, ob für den wirtschaftlichen Betrieb einer kantonalen Energiegesellschaft genügend Energie zur Verfügung steht.

- Bei der Wahl zwischen der Strategie F und G gilt es folgende Punkte zu beachten:
 - Die Strategie G (Eigennutzung) lässt im Vergleich zur Strategie F (Mehrheitsbeteiligung) ein höheres Gewinnpotenzial erwarten. Mit dem höheren Engagement in Strategie G steigt aber auch die Risikoexposition des Kantons.
 - Die Umsetzung der Strategie G erfordert letztlich bei der kantonalen Verwaltung ein erhebliches Fachwissen, welches sie zur Planung und Realisierung der Kraftwerkprojekte aufbauen muss. Selbst wenn der eigentlich Betrieb und die Verwertung der Energie bei dieser Strategie an einen externen Partner vergeben würde, müsste trotzdem innerhalb der Verwaltung die Begleitung und Betreuung des Auftragnehmers sichergestellt werden.
 - Demgegenüber bietet die Strategie F den Vorteil, dass das jeweiligen Kraftwerk gemeinsam mit einem starken Partner aus der Strombranche betrieben wird, der sein Knowhow und seine langjährige Erfahrung in das Projekt einbringen kann und aufgrund seiner Beteiligung ebenfalls hohe Anreize an einem effizienten und gewinnbringenden Betrieb hat. Das Ertragspotenzial ist zwar nicht ganz so gross wie bei der Strategie G, dafür ist aber auch die Risikoexposition des Kantons geringer und er kann vom Wissen und den Erfahrungen des Partners aus der Strombranche profitieren.

d) Empfehlung der Kommission Energiepolitik Uri an den Regierungsrat

Basierend auf den obigen Überlegungen empfiehlt die Kommission Energiepolitik Uri dem Regierungsrat folgende Festlegungen zur Eignerstrategie Wasserkraft:

- Der Regierungsrat des Kantons Uri strebt eine angemessenen Beteiligung der Urner Bevölkerung an den Erträgen aus der Wasserkraftnutzung an. Vor diesem Hintergrund setzt sich der Kanton Uri folgende Ziele:
 - Bei Heimfällen bestehender Kraftwerksanlagen 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.
 - Bei neuen Kraftwerksanlagen strebt der Kanton Uri mindestens eine Mehrheitsbeteiligung an, sofern die Umsetzung des Projekts aus Sicht von Uri wirtschaftlich ist. Falls eine Mehrheitsbeteiligung nicht möglich ist, behält sich der Kanton Uri die Eigennutzung vor und verzichtet auf die Vergabe einer Konzession. Von diesem Grundsatz kann nur dann abgewichen werden, wenn bei einer neuen Konzession der Verzicht auf die kantonale Mehrheitsbeteiligung vom Konzessionspartner mit anderen, gleichwertigen volkswirtschaftlichen Vorteilen für den Kanton Uri kompensiert wird.

6.3 Vergleich der empfohlenen Eignerstrategie mit den Strategien anderer Gebirgskantone

Nicht nur für den Kanton Uri, sondern auch für die anderen Gebirgskantone hat die Wasserkraft eine strategisch hohe Bedeutung. In diesem Abschnitt werden daher die Strategien der Kantone Graubünden, Tessin und Wallis kurz gewürdigt. Anschliessend erfolgt ein Vergleich mit den für die Urner Strategie vorgeschlagenen Stossrichtungen.

a) Graubünden

Die Gewässerhoheit und die Konzessionsvergabe liegt im Kanton Graubünden bei den Gemeinden, wobei die Konzessionen durch den Regierungsrat genehmigt werden müssen. Die Strategie des Regierungsrates des Kantons Graubünden ist im Bericht über die Strompolitik vom 5. Juni 2012 enthalten. Der Regierungsrat hält zum Umgang mit Heimfällen fest: *„die konkrete Lösung müssen dem Einzelfall überlassen werden“*. *„Die Erfahrung mit den bisher geführten Heimfällen hat eindeutig bestätigt, dass nur unter Berücksichtigung des konkreten Einzelfalls eine massgeschneiderte, optimale Lösung erzielt werden kann.“* Bei dieser Einzelfallbetrachtung steht primär die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Folgende Faktoren werden explizit erwähnt:

- Höhe der Investitionen für den weiterbetrieb des Kraftwerks
- Gestehungskosten vor und nach dem Heimfall sowie erwartete Strommarktpreisentwicklung
- Bisherige Beteiligungshöhe an einem Werk durch die öffentliche Hand sowie 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

Im Rahmen der Einzelfallbetrachtung formuliert der Regierungsrat folgende Zielsetzungen:

- 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.
- 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.
- Bei grossen Wasserkraftwerken soll sich der Kanton grundsätzlich beteiligen. Bei kleinen Wasserkraftwerken ist eine Beteiligung des Kantons zu prüfen.

Ein Hinweis, wie diese Kriterien im Einzelfall umgesetzt werden, gibt das Verhandlungsergebnis der letzten Konzessionsverlängerungen:

- Bei der letzten Neukonzessionierung des Kraftwerks Tschar (Energieproduktion pro Jahr: 17 GWh, Investitionsvolumen 46 Mio. CHF) hat die öffentliche Hand eine Minderheitsbeteiligung von 49% und eine Heimfallverzichtsentschädigung von 8 Mio. CHF ausgehandelt.
- Unklar bleibt aus der Strategie, welche Stossrichtung bezüglich der beiden Beteiligungen an der REpower verfolgt werden soll. Bis jetzt wurde das Heimfallrecht bei sämtlichen Konzessionen an die REpower oder Gesellschaften von REpower nicht ausgeübt und die Konzession ohne Erhöhung der Beteiligung verlängert.

b) Wallis

Im Jahr 2011 hat eine Arbeitsgruppe zuhanden des Staatrats des Kantons Wallis eine Strategie Wasserkraft mit sieben Stossrichtungen erarbeitet. Folgende Stossrichtungen betreffen das Eigentum an den Wasserkraftanlagen:

- Ausschöpfung der Ressourcenrente durch die öffentliche Hand
- Bessere Abdeckung der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft
- Strategisch überlegte Ausübung des Heimfalls und anschliessende Neukonzessionierung
- Optimale Betriebsstrukturen (bezüglich Qualität und Kosten)

Basierend auf den Stossrichtungen des Berichts hat das Departement für Volkswirtschaft, Energie und Raumentwicklung ein Modell für die zukünftigen Wasserrechtskonzessionen entwickelt mit folgenden Rahmenbedingungen:

- Die öffentliche Hand soll sich mit 60% an den Kraftwerksanlagen beteiligen. Im Rahmen eines flexiblen Modells ist folgende Aufteilung vorgesehen (30% an das konzederende Gemeinwesen, 30% Kanton Wallis)
- Bei der Verwertung der Energie sind die einzelnen Gemeinwesen frei. Allerdings wird empfohlen, dass die Energie primär an Walliser Akteure verkauft wird.

c) Tessin

Der Kanton Tessin will seine lokalen Ressourcen weiterhin selber nutzen. Diese Strategie wurde auch gesetzlich festgeschrieben und der Kanton ist verpflichtet, die Heimfälle auszuüben und die Produktionsanlage ins Eigentum zu übernehmen.

d) Fazit

In der nachfolgenden Abbildung 6-3 werden die strategischen Positionen der Kantone mit der Auslegeordnung für die möglichen Urner Strategien verglichen. Die empfohlene Stossrichtung für die aktualisierte Eignerstrategie des Kantons Uri ist bei den Strategien F und G eingezeichnet. Die gestrichelten Pfeile sollen die langfristige Entwicklungsmöglichkeit dieser Positionierung aufzeigen. Der Vergleich der vorgeschlagenen Urner Position mit den Eignerstrategien der Gebirgskantone zeigt Folgendes:

- Die Kantone Graubünden, Tessin und Wallis streben ebenfalls ein starkes Engagement im Strommarkt an.
- Am weitesten geht das Engagement des Kanton Tessin, welcher mit seiner kantonalen Energiegesellschaft die Strategie I2 verfolgt und 100% Eigentum an sämtlichen Kraftwerksanlagen in seinem Kantonsgebiet angestrebt.
- Der Kanton Wallis verfolgt die Strategie F, indem er jeweils einen Eigentumsanteil der öffentlichen Hand von 60% erreichen will. Für die Verwertung der Energie wird im Prinzip die Strategie I verfolgt. Die Gemeinden haben aber trotzdem die Möglichkeit, die Energie auch durch andere Gesellschaften als die kantonale Elektrizitätsgesellschaft (FMV) verwerten zu lassen.
- Die Strategie des Kantons Graubünden ist an der Schnittstelle zwischen den Strategien E, F, H1 und H2 einzuordnen. Neben einer Erhöhung der Beteiligungen im Rahmen der Heimfälle (E oder F, abhängig von den Möglichkeiten) wird die Energie über die Verwertungsgesellschaft Grischelectra an den strategischen Partner REpower, an dem der Kanton Graubünden zu mehr als 50% beteiligt ist, zur Verwertung abgegeben (Strategie H2). Langfristig soll diese Mehrheitsbeteiligung aber an einen weiteren Partner abgegeben werden (Strategie H1).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Empfehlungen zur Urner Eignerstrategie durchaus im Einklang stehen mit der aktuellen Positionierung anderer Gebirgskantone.

Abbildung 6-3: Stossrichtungen der Urner Eignerstrategie und Energiestrategien der Kantone Graubünden, Wallis und Tessin

Strategievariante der Eignerstrategie	Einordnung der kantonalen Strategien			
	GR	TI	UR	VS
Strategie A: – Keine Energiebezugsrechte – Keine Beteiligungen – Abbau der Abgaben				
Strategie B: – Keine Energiebezugsrechte – Keine Beteiligungen – Erhöhung der Abgaben				
Strategie C: – Heutige Höhe der Energiebezugsrechte und Beteiligungen – Erhöhung der Abgaben – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern				
Strategie D: – Energiebezugsrechte auf 20% erhöhen, aber ohne Erhöhung der Minderheitsbeteiligung – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern				
Strategie E: – Anstreben von Energiebezugsrechten zwischen 30% und 49% – Sofern erforderlich: Minderheitsbeteiligung bis zur Höhe der Energiebezugsrechte – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern				
Strategie F: – Erhöhung Energiebezugsrechte auf mind. 51% – Mehrheitsbeteiligung an Kraftwerksanlagen – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern				
Strategie G: – Eigennutzung der Wasserkraft durch Kanton ohne Konzessionserteilung an Unternehmen – Verwertung der Energiebezugsrechte verbessern				
Strategie H1: – Festlegung auf einen strategischen Partner für die Nutzung der Urner Wasserkraft – Erhöhung der Minderheitsbeteiligung des Kantons am strategischen Partner auf max. 49% – Keine direkte Beteiligung des Kantons an Partnerwerken – Neukonzessionierung erfolgen an den strategischen Partner				
Strategie H2: – Wie Strategie H1, aber: – Erhöhung der Minderheitsbeteiligung des Kantons am strategischen Partner auf mind. 51%				
Strategie I1: Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft mit folgenden Aufgaben: – Produktion von Strom aus Wasserkraft sowie Übernahmen der Mehrheit von heimfallenden Kraftwerken – Verwertung des produzierten Strom				
Strategie I2: Wie Strategie I1, jedoch mit folgenden zusätzlichen Aufgaben: – Produktion von Strom aus sämtlichen im Kanton Uri zur Verfügung stehenden, erneuerbaren Energieressourcen – Übernahme der Mehrheit von neuen und bestehenden Energieunternehmen – Betrieb eines Verteilnetzes (Netzebene 3 bis 7) – Betrieb von Energiecontracting und ähnlichen Geschäften				

Teil II: Heimfall Lucendro

7 Fragestellungen zu den Handlungsoptionen Lucendro

Mit dem Ablauf der Lucendro-Konzession im Jahr 2024, steht mit dem Kraftwerk Lucendro die erste grosse Wasserrechtskonzession zum anteilmässigen Heimfall an die Kantone Uri und Tessin an. Der Kanton Tessin ist gesetzlich verpflichtet, den Heimfall geltend zu machen und wird die Nutzung der Gewässer seinem Kantonswerk, der AET (zu 100% im Besitz des Kantons), überlassen; diese Pflicht hat er heute faktisch bereits erfüllt, weil die AET sämtliche Aktien der (konzessionierten) AHT von der Alpiq übernommen hat. Für den Kanton Uri stellt sich die Frage, wie unter den gegebenen Bedingungen der Urner Wasseranteil im Kraftwerk Lucendro in Zukunft in optimaler Weise genutzt werden soll.

Ausgehend von den Erkenntnissen aus der vorangehenden Diskussion zur Eignerstrategien stehen dabei die Strategien F (Mehrheitsbeteiligung an einem Partnerwerk) und G (Eigennutzung des Urner Anteils) im Vordergrund. In einem ersten Grundsatzentscheid gilt es allerdings zu klären, ob der Kanton Uri das Wasser aus seinem Anteil, der bisher südwärts abgeleitet wird, im Norden nutzen soll? Je nachdem wie diese Frage beantwortet wird, ist anschliessend zu klären, welche Handlungsoption der Kanton Uri für die Nord- oder Südnutzung des Lucendro Wassers anstreben soll.

8 Handlungsoptionen Lucendro

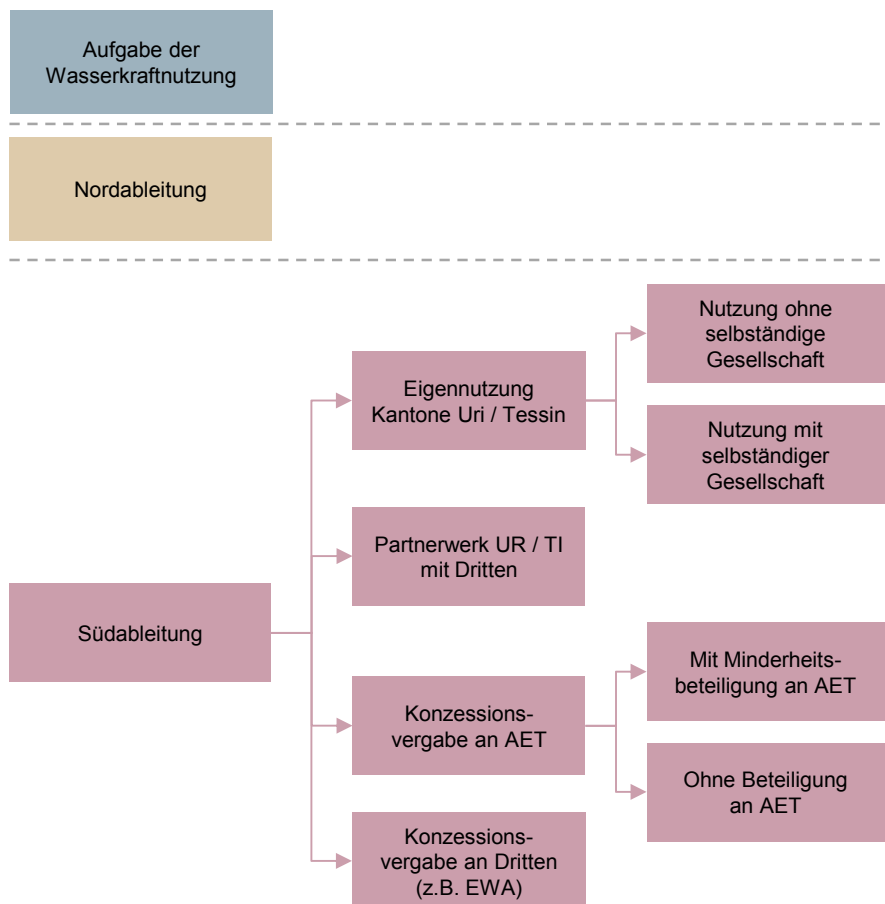
8.1 Überblick über die mögliche Handlungsoptionen

Im Rahmen der rechtlichen Analyse wurden geprüft, welche Rechte und Pflichten sich aus der Konzessionsvereinbarung und den weiteren Vereinbarungen zwischen den Kantonen Uri und Tessin im Hinblick auf das Konzessionsende im Jahr 2024 ergeben. Zudem wurde geprüft, welche rechtlichen Rahmenbedingungen der Kanton Uri bei der Ausübung des Heimfallrechts zu beachten hat. Die Darstellung in Abbildung 15-3 fasst die Handlungsoptionen aus der rechtlichen Analyse zusammen. Bei all diesen Optionen gilt es zu beachten, dass die Kantone Uri und Tessin die Konzession gemeinsam erteilt haben. Dies bedingt, dass die beteiligten Kantone über das Vorgehen einvernehmlich einigen müssen. Andernfalls würde die Konzession durch das UVEK erteilt.

Es stehen grundsätzlich die in der nachfolgenden Abbildung 8-1 beschriebenen Handlungsoptionen zur Verfügung.

- Die Nutzung der Wasserkraft aufgeben
- Bei der Süddableitung: Eigennutzung durch die Kantone Uri/Tessin, Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten, Konzessionsvergabe an die AET oder an einen Dritten.
- Bei der Nordableitung: die technische und wirtschaftliche Machbarkeit müsste vorweg geklärt werden.

Die Aufgabe der Wasserkraftnutzung ist trotz tiefer Strommarktpreise keine realistische Option. Daher wird diese Option nicht mehr weiter verfolgt. Die übrigen Optionen werden im nachfolgenden Abschnitt kurz beschrieben.

Abbildung 8-1: Handlungsoptionen beim Heimfall der Lucendro-Konzession

8.2 Nordableitung

Aktuell wird ein Teil des Urner Wassers am Gotthard im Lucendro-Stausee gesammelt und über einen 4.8 Kilometer langen Druckstollen in das Kraftwerk Lucendro südlich der Wasserscheide übergeleitet. Ohne diesen Eingriff würde das Wasser der Gotthard Reuss und weiterer Bäche – die sich zwar auf Tessiner Kantonsgebiet liegen, sich aber nördlich der Wasserscheide befinden – dem Verlauf der Reuss folgen und durchs Urserental ins Urner Reusstal bis nach Flüelen abfliessen, wo die Reuss in den Vierwaldstättersee mündet. Auf dieser Gefällstrecke könnte das Wasser in den bestehenden Kraftwerksanlagen spürbar genutzt werden.

Ein Ausbau der Nordableitung wurde im Jahr 1997 umfassend geprüft und hat sich als technisch machbar erwiesen.³⁵ Er wäre ohne grössere bauliche Risiken möglich und würde insbesondere folgende Elemente umfassen:³⁶

- Erhöhung der Staudämme vom Lucendro- und Göscheneralpstausee
- Fassung Mutenreuss

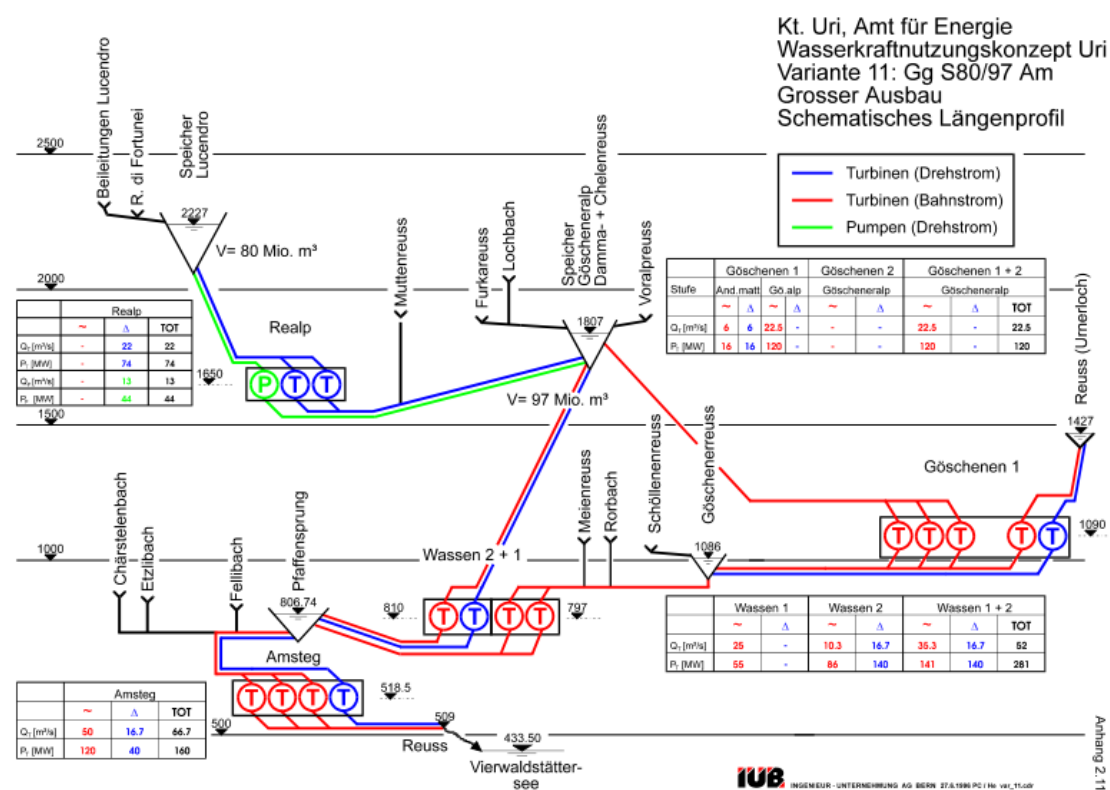
³⁵ Baudirektion Uri (1997), Wasserkraftnutzungskonzept Uri. Phase II – Feinkonzept.

³⁶ Baudirektion Uri (1997), Wasserkraftnutzungskonzept Uri. Phase II – Feinkonzept.

- Ausbau Kraftwerk Göschenen (mit und ohne Pumpstufe Göschenen → Göscheneralp)
- Ausbau Kraftwerk Wassen
- Ausbau Kraftwerk Amsteg
- Neubau Kraftwerk Realp (mit Speicherpumpe Lucendro und Göscheneralp)

Je nach untersuchter Variante werden die Ausbauten in unterschiedlicher Form kombiniert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft eine mögliche Ausbauvariante. Für die nachfolgende grobe Beurteilung wird an dieser Stelle nicht näher auf die Ausgestaltung der Varianten eingegangen, sondern auf den Bericht der Technischen Kommission verwiesen.³⁷ Die Kosten für den Ausbau liegen abhängig vom Umfang zwischen 2 und 2.5 Mrd. CHF.

Abbildung 8-2: Ausbau der Reuss-Kaskade bei einer Nordableitung des Urner Anteils an den Lucendro-Gewässern



³⁷ Baudirektion Uri (1997), Wasserkraftnutzungskonzept Uri. Phase II – Feinkonzept.

8.3 Südaleitung

Die Südaleitung entspricht dem Status quo. Über einen Druckstollen wird das Wasser in das Kraftwerk Lucendro übergeleitet, wo es anschliessend genutzt wird. Das Kraftwerk Lucendro und der Lucendro-Stausee sind als Pumpspeichieranlagen konzipiert. Nach Ablauf der Konzession stehen dem Kanton Uri in Bezug auf das Kraftwerk Lucendro und die Lucendro-Konzession grundsätzlich vier Handlungsoptionen offen mit entsprechenden Untervarianten:

- Eigennutzung der Wasserkraftanlagen durch die Kantone Uri / Tessin etwa über die Alpiq Hydro Ticino [AHT], welche die AET von der Alpiq übernommen hat)
- Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten (z.B. EWA)
- Konzessionsvergabe an die AET und Beteiligung an dieser
- Konzessionsvergabe an Dritten (zum Beispiel Vergabe der Konzession an das EWA)

Bezogen auf die Handlungsoptionen ist folgende zentrale Rahmenbedingungen zu berücksichtigen: Der Kanton Tessin ist gesetzlich dazu verpflichtet, den Heimfall geltend zu machen und die Anlagen seinem Kantonswerk (der AET) zu übergeben.

a) Eigennutzung der Wasserkraftanlage durch die Kantone Uri / Tessin

Wenn der Kanton Uri auf eine Neukonzessionierung zugunsten eines neuen Konzessionärs verzichtet, kann er die Nutzung der Wasserkraft selbst respektive gemeinsam mit dem Kanton Tessin (AET) wahrnehmen. Für die Eigennutzung stehen dem Kanton Uri verschiedene Varianten offen:

- Nutzung als öffentliche rechtliche Körperschaft ohne selbständige Gesellschaft
- Nutzung über eine selbständige Gesellschaft (Betreibergesellschaft), die sich im Besitz des Kantons befindet. Die Betriebsgesellschaft kann eine öffentlich-rechtliche sein (öffentlich-rechtliche Anstalt, öffentlich-rechtliche AG) oder eine privatrechtliche Gesellschaft, vorzugsweise eine privatrechtliche Aktiengesellschaft.

Um rechtliche Probleme, die sich aus dem Miteigentum an den Anlagen ergeben, zu vermeiden, wird es in dieser Konstellation sinnvoll sein, die Wasserkraftanlage in einer gemeinsamen Gesellschaft mit dem Kanton Tessin respektive der AET als Partnerwerk zu betreiben.

b) Partnerwerk Uri / Tessin mit Dritten (z.B. EWA)

Aus rechtlicher Sicht besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, gemeinsam mit einem Dritten eine Betriebsgesellschaft zu gründen. Der Kanton Uri würde die heimgefallenen nassen Teile und die übernommenen elektrischen Teile in diese Gesellschaft einbringen. Würde der Kanton Uri die Gesellschaft mit dem EWA gründen, müssten die beiden Partner die AHT anteilmässig für die Übernahme der verbleibenden elektrischen Teile entschädigen.³⁸ Nachdem allerdings

³⁸ Allerdings kann gestützt auf Art. 67 Abs. 1 WRG nur der Kanton Uri den Erwerb der elektrischen Anlagenteile gegenüber dem bisherigen Konzessionär durchsetzen und der Konzessionär seinerseits nur gegenüber dem Kanton

die AET die AHT von der Alpiq übernommen hat, würden allfällige Drittbeteiligungen am einfachsten über die bestehende AHT abgewickelt.

Auch hier besteht das Problem, dass die Betriebsgesellschaft das Kraftwerk nicht alleine, sondern gemeinsam mit dem Kanton Tessin respektive der AET betreiben müsste.

c) Konzessionsvergabe an die AET und Beteiligung an dieser

Der Kanton Tessin beabsichtigt, die heimgefallenen Anlagen in die AET einzubringen. Rechtlich ist es möglich und zulässig, dass der Kanton Uri der AET eine Konzession für die Urner Gewässer erteilt. Nach dem Kauf der AHT durch die AET von der Alpiq ist noch offen, ob die AET die Wasserkraftanlage Lucendro über die AHT betreiben wird. In diesem Fall würde nicht die AET, sondern direkt die AHT konzessioniert.

Rechtlich ist es ebenfalls möglich, dass der Kanton Uri mit dem Kanton Tessin vereinbart, im entsprechenden Umfang an der AET beteiligt zu werden (vgl. auch Art. 24 GNG sowie Art. 55 lit. c WRG). Dies erfordert allerdings die Zustimmung des Kantons Tessin.

d) Konzessionsvergabe an Dritten (z.B. Konzessionsvergabe an das EWA oder an ein anderes EVU)

Auch wenn der Urner Landrat das Verlängerungsgesuch der AHT im Grundsatz abgelehnt hat, besteht nach dem Ablehnungsentscheid gleichwohl die Möglichkeit, dereinst erneut einen Dritten zu konzessionieren.

Die Verleihung erfolgt durch eine neue Konzessionsvereinbarung mit einem Dritten (z.B. EWA oder einem anderen EVU). Die Konzessionierung des Kantons Uri betrifft nur diejenige Quote, welche dem Kanton Uri an den nassen Teilen zusteht. Auf den Anteil des Kantons Tessin, hat dies keinen Einfluss.

Wird zwischen dem Kanton Uri und dem Kanton Tessin keine Lösung für die Einbindung eines Dritten gefunden, läge der Entscheid über die Vergabe der Konzession wiederum beim UVEK, da gemäss Art. 38 Abs. 2 WRG Wasserrechte an Gewässerstrecken, die in verschiedenen Kantonen liegen, durch die beteiligten Kantone *im gemeinsamen Einvernehmen* verliehen werden und das UVEK die Konzession erteilt, wenn sich die Kantone über den Umfang oder über die gemeinschaftliche Ausübung ihrer Rechte aus der Konzession nicht einigen können (vgl. auch BGr, Urteil 2C_338/2013 vom 21. August 2013, E. 2.1).

Uri geltend machen, er habe die elektrischen Anlagenteile ebenfalls zu übernehmen. Kann man sich über den Preis nicht einigen (angemessene Entschädigung; vgl. Art. 67 Abs. 1 lit. b WRG), kann die richterliche Beurteilung der zutreffenden Entschädigung nur herbeigeführt werden, wenn der Kanton Uri oder der bisherige Konzessionär die Übernahme der elektrischen Anlagen verlangt; das EWA hat in diesem Zusammenhang keine Ansprüche.

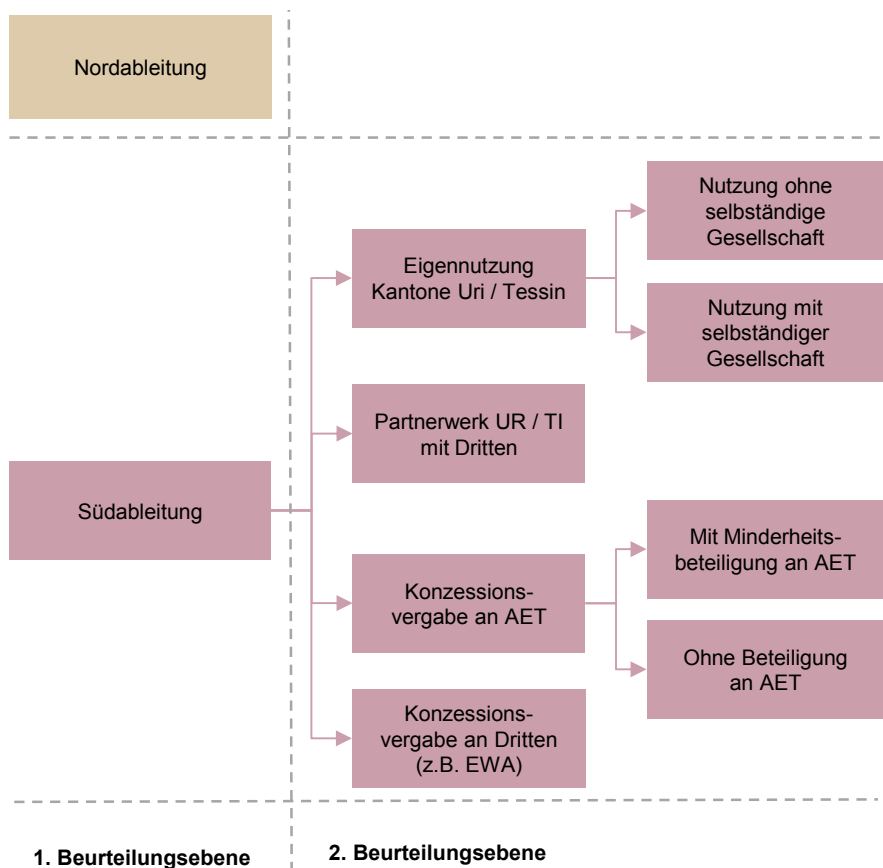
9 Beurteilung der Handlungsoptionen

9.1 Nordableitung vs. Südaleitung (1. Beurteilungsebene)

In diesem Abschnitt wird die Beurteilung der Handlungsoptionen vorgenommen. Wie in Kapitel 7 bereits erwähnt, wird die Beurteilung in zwei Hauptschritten vorgenommen (vgl. Abbildung 9-1):

- Im ersten Bewertungsschritt geht es um die generellen Gegenüberstellungen zwischen einer Nord- und Südaleitung.
- Im zweiten Bewertungsschritt erfolgt die Beurteilung der konkreten Ausgestaltung der Nord- oder Südnutzung.

Abbildung 9-1: Beurteilungskonzept



9.1.1 Einleitende Bemerkungen und Vorgehen für die Beurteilung

Als Ausgangspunkt für die Bewertung der Nord- bzw. Südaleitung dient das in Teil 1 verwendete Zielsystem. Für vorliegende Fragestellung können wir uns aber auf die folgenden sechs Beurteilungskriterien beschränken (vgl. die markierten Kriterien in Abbildung 9-2):

- Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion
- Erträge maximieren
- Finanzielle Risiken minimieren
- Technische Risiken minimieren
- Nachhaltige Energieproduktion fördern
- Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern und ausbauen

Zusätzlich berücksichtigt werden die je nach Variante unterschiedlichen Schnittstellen bzw. Konfliktpunkte mit dem Kanton Tessin. Dies vor dem Hintergrund, dass bei einer Nichteinigung mit dem Kanton Tessin die Konzessionsvergabe durch das UVEK erfolgt und in diesem Fall damit zu rechnen ist, dass aus Bundessicht vor allem die energiewirtschaftlichen Effizienzaspekte eine grosse Bedeutung bei der Entscheidungsfindung haben werden.

Abbildung 9-2: Ziele und Kriterien für die Beurteilung der Nord und der Südaleitung

Wettbewerbs- u. Ordnungspolitik	Finanzen	Energie und Umwelt	Volkswirtschaft	Umsetzungschancen
- Sicherung Grundversorgung (Netz) - Erhalt Handlungsspielraum des Kantons - Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion - Markteingriff minimieren bezüglich - Preisgestaltung - Abgaben - Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand	- Erträge maximieren (Erlöse aus Betrieb, Beteiligung, Bezugsrecht, Sonderentschädigung, Konzessionsabgabe) - Kontinuität der Einnahmen sichern - Finanzielle Risiken minimieren - Technische und operative Risiken minimieren	- Energieeffizienz fördern - Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien - Nachhaltige Energieproduktion mit möglichst geringem Eingriff in Landschaft, Natur und Gewässer - Hochwasserschutz	- Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern und ausbauen - Günstiger Strom als Standortfaktor - Sichere Versorgung - Gleiche Preise im Kantonsgebiet (Netz)	- Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin

9.1.2 Ergebnis der Beurteilung

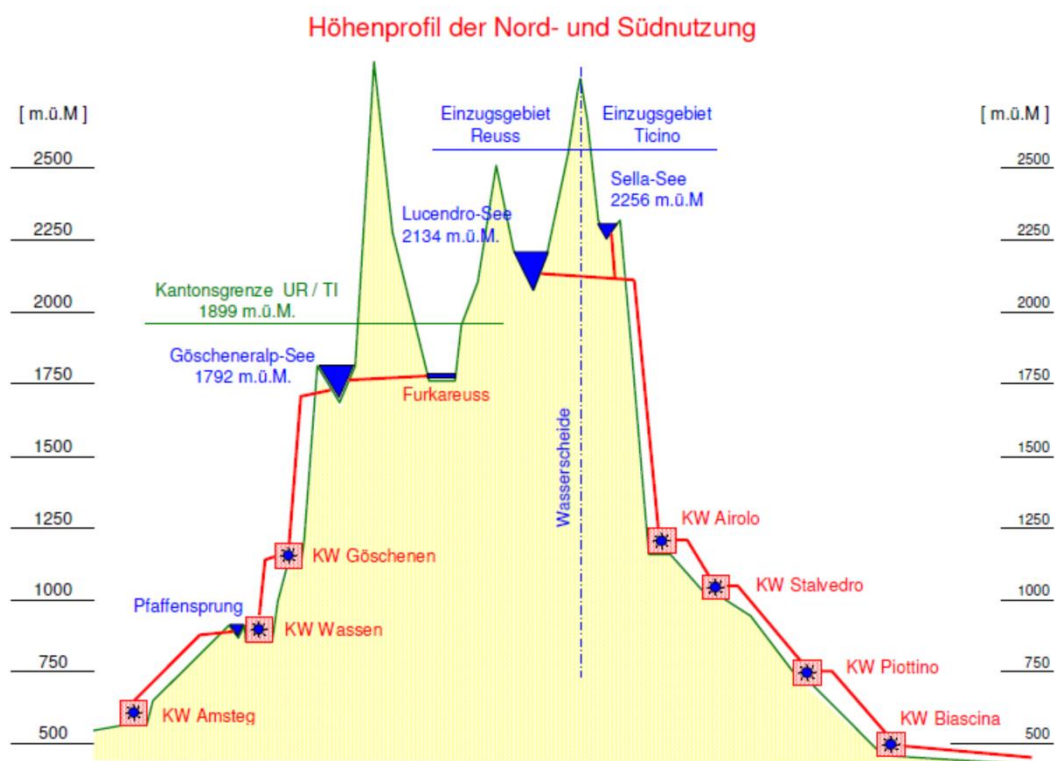
a) Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion

Mit dem Lucendro-Wasser kann auf der Südaleitung eine grössere Energieproduktion erzielt werden, als wenn das Wasser Richtung Norden abgeleitet würde.³⁹ Dafür gibt es zwei Gründe:

³⁹ Vgl. dazu die Abbildung 13-1, S. 116

Einerseits ist die Gefällstrecke Richtung Süden energiewirtschaftlich besser ausgebaut. Andererseits ist das Gefälle zwischen dem Lucendro-Stausee und dem Lago-Maggiore grösser als zwischen dem Lucendro-Stausee und dem Vierwaldstättersee (vgl. Abbildung 9-3). Während ersteres durch einen Ausbau der Nordableitung behoben werden kann, bleibt der topografische Nachteil auch nach einem Ausbau bestehen.

Abbildung 9-3 Höhenprofil der Nord und Südnutzung



Zudem würde die Realisierung der Nordableitung dazu führen, dass auf der Ticino-Kaskade die aufgebaute und vorhandene Infrastruktur schlechter ausgelastet wäre. Gleichzeitig ist für eine effiziente Nutzung der Reuss-Kaskade ein Ausbau notwendig. Da die Nordableitung gewissermassen zum Aufbau von Parallelstrukturen führt, schneidet die Südnutzung auch in diesem Punkt besser ab.

b) Erträge maximieren

Die finanzielle Bewertung zeigt, dass die Südnutzung aus Urner Sicht selbst dann noch lukrativer ist, wenn der Kanton Uri ausschliesslich Einnahmen aus dem Urner Wasseranteil im Kraftwerk Lucendro erzielen könnte, ohne dass er für die übrigen Staustufen der Tessiner-Kaskade eine Entschädigung erhalten würde.⁴⁰

⁴⁰ Der Urner Anteil an den nach Süden abgeleiteten Gewässern wird auch in den weiteren Staustufen der Ticino-Kaskade (KW Stalvedro, KW Piottino, KW Biascina) zur Stromproduktion genutzt.

Der Ausbau der Reuss-Kaskade ist mit den aktuellen Strompreisen demgegenüber nicht wirtschaftlich (vgl. hierzu die Ausführungen in Anhang B, Kapitel 13). Die Kraftwerke müssten mindestens einen Ertrag von 12 Rp./kWh erwirtschaften können, damit sich die Investition von rund 2 Mrd. CHF lohnen würde.⁴¹

c) Finanzielle Risiken minimieren

Die Investitionen für den Heimfall des Kraftwerks Lucendro werden auf 5 Mio. CHF geschätzt und beziehen sich auf eine bestehende und bewährte Anlage, der ein guter Zustand attestiert wird.⁴² Demgegenüber müssten für den Ausbau der Reuss-Kaskade rund 2 Mrd. CHF investiert werden, was – selbst wenn die technische Machbarkeit grundsätzlich gegeben ist - aufgrund der unsicheren Strompreisentwicklung mit einem grossen finanziellen Risiko verbunden ist. In jedem Fall könnte ein solches Projekt nicht allein durch den Kanton Uri realisiert werden. Selbst bei einer Minderheitsbeteiligung von z.B. 10% würde der Kanton bei diesen Investitionssummen rasch an seine finanziellen Grenzen stossen.

d) Technische Risiken

Mit dem Kraftwerk Lucendro kann ein fertiggestelltes Werk in einem guten Zustand übernommen werden. Zwar besteht das Risiko, dass in Zukunft Erhaltungsinvestitionen getätigt werden müssen. Dennoch ist das Risiko wesentlich geringer, als das Bau-, Finanzierungs- und Ertragsrisiko, welches mit einem Ausbau der Reuss-Kaskade verbunden wäre.

e) Nachhaltige Energieproduktion fördern

Der mit der Nordableitung verbundene Ausbau der Nord-Kaskade erfordert zusätzlich Eingriffe in die Natur. Demgegenüber kann bei der Südaleitung die bestehende Infrastruktur ohne zusätzliche Eingriffe genutzt werden.

f) Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern und ausbauen

Mit der Nordableitung würde ein signifikantes Bauvolumen ausgelöst. Zusätzlich würden langfristig Stellen für den Betrieb und den Unterhalt der Kraftwerke im Urserental und im Urner Reusstal geschaffen. Die Südaleitung bietet kein entsprechendes Potenzial für zusätzliche Arbeitsplätze im Kanton Uri.

⁴¹ Die Entschädigung, die der Kanton Uri bei einem Verzicht für die Nutzung des KW Lucendro erhalten würde, wurde von den Investitionskosten nicht in Abzug gebracht, weil die Höhe unbekannt ist und weil diese Finanzmittel nicht in einem unmittelbaren Zusammenhang zum Ausbau der Nordableitung stehen, sodass sie auch im allgemeinen Staatshaushalt eingesetzt werden könnten.

⁴² Vgl. Regierungsrat des Kantons Uri (2013), Bericht und Antrag des Regierungsrates an den Landrat zum Gesuch der Alpiq Hydro Ticino SA um Verlängerung der Lucendro-Konzession.

g) Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin

Die Chancen, dass sich der Kanton Tessin und der Kanton Uri über eine Nordableitung einigen können, müssen u.E. als vergleichsweise gering eingeschätzt werden. Der Grund hierfür ist, dass die Nordableitung auch die Produktion der weiteren Kraftwerke auf der Ticino-Kaskade negativ beeinflussen würde. Wenn sich der Kanton Tessin der Nordableitung widersetzt, kann er einen Entscheid des UVEK herbeiführen. Aufgrund der energetischen und wirtschaftlichen Ausgangslage ist davon auszugehen, dass sich das UVEK im Streitfall kaum für die Nordableitung entscheiden würde.

h) Fazit

Die Beurteilung zeigt, dass die Nordableitung in sechs von sieben Kriterien deutlich schlechter abschneidet als die Südaleitung. Einzig beim „Kriterium Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern“ weist die Nordableitung aus Urner Sicht klare Vorteile auf. Bei allen übrigen Kriterien schneidet sie aber wie erwähnt deutlich schlechter ab. Als eigentliches No-Go in der aktuellen Strommarktsituation müssen die hohen Gestehungskosten betrachtet werden. Selbst mit einer sehr optimistischen Annahme bezüglich Strompreisentwicklung (Szenario Hoch) würde nach 80 Jahren ein negativer Nettobarwert (-1.8 Mrd.) resultieren. Vor diesem Hintergrund kann eine Investition von rund 2 Mrd. CHF nicht empfohlen werden – losgelöst von der Frage, ob in der heutigen Situation überhaupt die entsprechenden Finanzmittel beschafft werden könnten.

9.2 Beurteilung der einzelnen Handlungsoptionen der Südaleitung (2. Beurteilungsebene)

9.2.1 Einleitende Bemerkungen

Die Aktualisierung der Eignerstrategien zeigt, dass primär die Strategien F (Mehrheitsbeteiligung an der Nutzung der Wasserkraft im Hoheitsgebiet des Kantons Uri) und G (Eigennutzung der Wasserkraft im Hoheitsgebiet des Kantons Uri) im Vordergrund stehen.⁴³ Übertragen auf die Ausgangslage beim Kraftwerk Lucendro sind somit die Handlungsoptionen „Eigennutzung Kantone Uri/Tessin“ und „Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten“ zu priorisieren. Die Handlungsoption „Konzessionsvergabe an AET“ (entspricht in etwa der Strategie H1, wobei der strategische Partner die AET und nicht das EWA wäre) und die Handlungsoption „Konzessionsvergabe an Dritte“ (entspricht in etwa der Strategie B) kommen aufgrund der schlechten Beurteilung in Teil I nicht infrage und werden daher im vorliegenden Teil II nicht weiter vertieft.

⁴³ Das Einzugsgebiet des KW Lucendro liegt im Hoheitsgebiet der Kantone Uri und Tessin. Unabhängig von diesem Spezialfall beziehen sich die Strategien immer auf den Hoheitsanteil des Kantons Uri. Dies bedeutet, dass die Strategie Eigennutzung beim KW Lucendro einem Partnerwerk mit dem Kanton Tessin entspricht und damit beide Kantone die Eigennutzung der Wasserkraft in ihrem Hoheitsgebiet realisieren.

Für die Beurteilung der verbleibenden beiden Handlungsoptionen wird vom angepassten Zielsystem gemäss Abschnitt 9.1.1 ausgegangen, wobei wir uns auf die in Abbildung 9-4 farblich hinterlegten Kriterien beschränken:

- Erträge maximieren
- Finanzielle Risiken minimieren
- Technische und operative Risiken minimieren
- Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin

Für die übrigen Beurteilungskriterien lassen sich beim aktuellen Detaillierungsgrad keine Unterschiede zwischen den verbleibenden Handlungsoptionen feststellen.

Abbildung 9-4: Ziele und Kriterien für die Beurteilung der Handlungsoptionen der Südaleitung

Wettbewerbs- u. Ordnungspolitik	Finanzen	Energie und Umwelt	Volkswirtschaft	Umsetzungschancen
- Sicherung Grundversorgung (Netz) - Erhalt Handlungsspielraum des Kantons - Betriebswirtschaftliche Effizienz der Stromproduktion - Markteingriff minimieren bezüglich - Preisgestaltung - Abgaben - Unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand	- Erträge maximieren (Erlöse aus Betrieb, Beteiligung, Bezugsrecht, Sonderentschädigung, Konzessionsabgabe) - Kontinuität der Einnahmen sichern - Finanzielle Risiken minimieren - Technische und operative Risiken minimieren	- Energieeffizienz fördern - Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien - Nachhaltige Energieproduktion mit möglichst geringem Eingriff in Landschaft, Natur und Gewässer - Hochwasserschutz	- Arbeitsplätze im Elektrizitätsbereich sichern und ausbauen - Günstiger Strom als Standortfaktor - Sichere Versorgung - Gleiche Preise im Kantonsgebiet (Netz)	- Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin

9.2.2 Ergebnis der Beurteilung

a) Erträge maximieren

Bei der Zielsetzung Erträge maximieren steht die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ klar im Vordergrund. Da der Kanton Uri keinen weiteren Partner an seinem Hoheitsanteil beteiligen muss, kann er den gesamten Ertrag für sich selbst einbehalten.

b) Finanzielle Risiken minimieren

Es gilt, wie in Abschnitt 4.2.2c) ausgeführt, zwischen zwei Arten von Risiken zu unterscheiden:

- Rentabilitätsrisiko der Kraftwerksanlagen: Ein Rentabilitätsrisiko besteht kurzfristig dann, wenn der Ertrag aus der Stromproduktion tiefer ist als die Gestehungskosten. Langfristig

gehen wir davon aus, dass bei anhaltend tiefen Strommarktpreisen die Wasserzinsen reduziert würden, sodass ein Rentabilitätsrisiko nur dann besteht, wenn die Gestehungskosten abzüglich der Wasserzinsen grösser sind als der Ertrag aus der Stromproduktion.

- Risiko einer Reduktion der Wasserzinsen: Das Risiko, dass mindestens ein Teil der Wasserzinserträge wegfällt, besteht dann, wenn die Gestehungskosten (inkl. Wasserzinsen) einer grossen Zahl von Kraftwerken nicht mehr durch den Marktpreis gedeckt werden können. In diesem Fall ist es wahrscheinlich, dass die Ansätze für Wasserzinsen reduziert werden, um die Rahmenbedingungen für die Wasserkraftnutzung in der Schweiz zu verbessern.

Die Wahl der geeigneten Handlungsoption hängt somit massgeblich davon ab, wie die Eintretenswahrscheinlichkeit der folgenden Ereignisse eingeschätzt wird:

- Die Gestehungskosten (inkl. Wasserzinsen) liegen kurzfristig über den Strommarktpreisen
- Die Gestehungskosten (ohne Wasserzinsen) liegen langfristig über den Strommarktpreisen.
- Die Gestehungskosten (inkl. Wasserzinsen) liegen bei einer grossen Zahl an Wasserkraftwerksanlagen langfristig über den Strommarktpreisen.

Das Kraftwerk Lucendro weist im Quervergleich tiefe Gestehungskosten auf, die auf unter 5 Rp/kWh geschätzt werden. Ohne Wasserzinsen belaufen sich die Gestehungskosten auf geschätzte 2.6 Rp./kWh. Auch wenn der Ertrag pro kWh, den das Kraftwerk Lucendro erwirtschaftet, ebenfalls nicht genau bekannt ist, kann aus der Ausgestaltung als Speicherkraftwerk und der tiefen Anzahl Vollaststunden pro Jahr gefolgert werden, dass mit dem Werk qualitativ gute (das heisst teure) Energie (Spitzenlaststrom und Regelenenergie) produziert werden kann. Für diesen Strom werden höhere Preise bezahlt als für Grundlaststrom, auf dem die Modellrechnungen basieren. Im Jahr 2013 war Spitzenlaststrom rund 14% teurer als Grundlaststrom.

Trotz der guten Ausgangslage beim Kraftwerk Lucendro können die Risiken nur mit grösster Unsicherheit beurteilt werden. Das mögliche Eintretensrisiko wird wie folgt beurteilt:

- Dass der Strommarktpreis langfristig unter die Gestehungskosten des Kraftwerkes Lucendro ohne Wasserzinsen fällt, ist aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich. Die Strommarktpreise für Grundlaststrom liegen zurzeit bei 3.9 Rp./kWh.⁴⁴ Langfristig ist kaum zu erwarten, dass die Strommarktpreise unter 2.6 Rp./kWh fallen werden. Der Grund dafür ist, dass die Strommarktpreise langfristig nicht nur die variablen Kosten der Kraftwerke decken müssen, sondern auch sicherstellen müssen, dass die Investitionen langfristig amortisiert werden können. Gleichzeitig ist nicht anzunehmen, dass die starke Subventionierung der neuen erneuerbaren Energien langfristig so weitergeführt werden kann. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass auch der Preis der Zertifikate für jede ausgestossene Tonne CO₂ steigen werden und sich die zum Zeitpunkt der Berichterstattung bestehende Überbewertung des Schweizer Franken zukünftig wieder reduzieren wird.

⁴⁴ BFE (2014), Marktpreise gemäss Art. 3f, Abs. 3 EnV. Stand 7. Oktober 2014.

- Dass die Strommarktpreise unter die Gestehungskosten des Kraftwerks Lucendro inkl. Wasserzinsen fallen wird wie folgt beurteilt:
 - Dieses Szenario ist wahrscheinlicher als ein Absinken der Strommarktpreise unter die Gestehungskosten des Kraftwerks Lucendro exklusive der Wasserzinsen. Würden die Strommarktpreise langfristig unter den Gestehungskosten inkl. Wasserzinsen verharren, würde wie bereits erwähnt die Gefahr bestehen, dass die Wasserzinsen unter Druck geraten. Nur so könnten die meisten bestehenden Wasserkraftanlagen im Kanton Uri im rentablen Bereich betrieben werden. In diesem Fall würde Uri (und selbstverständlich auch Tessin) einen Rückgang bei den Wasserzinseinnahmen erleiden.
 - Die Möglichkeit, dass die Strommarktpreise kurzfristig unter die Gestehungskosten des Kraftwerks Lucendro inkl. Wasserzinsen fallen, erachten wir aufgrund der tiefen Gestehungskosten ebenfalls als gering. Es ist aber wohl von den drei Szenarien insgesamt am wahrscheinlichsten. Mit den Speicherkapazitäten des Kraftwerks Lucendro besteht allerdings die Chance, dass selbst in diesen Tiefpreisperioden die Speicherkapazitäten so eingesetzt werden können, dass ein positiver Nettoertrag resultiert.

Basierend auf diesen Einschätzungen erachten wir die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ in Bezug auf die Gesamteinnahmen aus Wasserzins und Stromertrag des Kraftwerks Lucendro als gut vertretbar. Sie ist u.E. nicht mit höheren Risiken verbunden als die Handlungsoption „Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten“, weil bei dieser Option bei starkem Druck auf die Strompreise Mindereinnahmen bei den Wasserzinseinnahmen befürchtet werden müssen, ohne dass diese durch höhere Energieanteile mindestens teilweise kompensiert werden können.

Der entscheidende Vorteil der Strategie F gegenüber der Strategie G ist, dass der Kanton Uri ein Kraftwerk nicht alleine betreiben muss, sondern die Risiken mit einem Partner teilen kann. Im Falle des Kraftwerks Lucendro, welches von zwei Kantonen konzessioniert wird, ergibt sich diese Ausgangslage auch dann, wenn bezogen auf den Urner Hoheitsanteil die Strategie G umgesetzt wird. Daher bietet die Strategie F im Fall des Kraftwerks Lucendro gegenüber der Strategie G keine wesentlichen Vorteile mehr.

c) Technische und operative Risiken minimieren

Die technischen operativen Risiken können bei der Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ mit dem Kanton Tessin respektive der AET geteilt werden. Der Beizug eines Dritten in der Handlungsoption „Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten“) würde daher keine wesentlichen zusätzlichen Vorteile bringen.

d) Schnittstelle und Konflikte mit dem Kanton Tessin

Die Kantone Tessin und Uri verfolgen letztendlich ähnliche Interessen. Zugunsten der eigenen Bevölkerung möchten die beiden Kantone die Erträge aus der Wasserkraftnutzung erhöhen. Trotz dieser gemeinsamen Ausgangslage wird natürlich jeder Kanton beim Aushandeln der

konkreten Zusammenarbeitsform in einem Partnerwerk seine spezifischen Interessen vertreten. Umstritten könnten bei einem gemeinsamen Partnerwerk insbesondere die folgenden Punkte sein:

- Höhe der jeweiligen Beteiligung am gemeinsamen Partnerwerk
- Höhe der jeweiligen Energiebezugsrechte
- Energiebezugsrechte und allenfalls Beteiligungen an weiteren Kraftwerken der Ticino-Kaskade für das Urner-Lucendro-Wasser
- Verwertung und Entschädigung der Energiebezugsrechte

Wir gehen allerdings davon aus, dass sich diese Punkte nicht einfacher klären lassen, wenn ein dritter Partner im Rahmen der Handlungsoption „Partnerwerk Uri/Tessin mit Drittem“ beigezogen würde. Im Gegenteil muss erwartet werden, dass die Lösungsfindung zwischen den Kantonen Uri und Tessin mit dem Einbezug eines Dritten mit wiederum eigenen Interessen eher erschwert wird. Aufgrund dieser Überlegungen ist die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ in Bezug auf die Schnittstellen zu favorisieren.

e) Fazit

Die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ (entspricht der Eignerstrategie G) weist sowohl bezüglich der Maximierung der Erträge wie auch der Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin entscheidende Vorteile auf. Bezüglich den finanziellen Risiken ist dies Handlungsoption aufgrund der sehr tiefen Gestehungskosten im Kraftwerk Lucendro ebenfalls zu bevorzugen. Und bei den technischen und operativen Risiken könnte mit dem Beizug eines weiteren, dritten Partners keine wesentliche Risikominderung erreicht werden, weil auf Seiten des Kantons Tessin mit der AET bereits ein kompetenter Partner beteiligt ist.

10 Priorisierung der Handlungsoptionen mit Schlussfolgerungen zum Vorgehen

Die Beurteilung hat gezeigt, dass die Nordnutzung des Lucendro-Wassers aus wirtschaftlicher Sicht keine Option darstellt. Für den notwendigen Ausbau der Reuss-Kaskade, um das Lucendro-Wasser optimal zu nutzen, sind die Strommarktpreise aktuell zu tief. Zudem ergeben sich Probleme bei der Umsetzung, weil bezüglich der Nordnutzung eine Einigung mit dem Kanton Tessin notwendig wäre.

Bei der Süddableitung wurde basierend auf den Erkenntnissen aus Teil I geprüft, welche der beiden – mit den Strategien G(Eigennutzung) oder F (Mehrheitsbeteiligung) – kongruenten Handlungsoptionen beim Lucendro zu favorisieren sind. Die vorgenommene Beurteilung zeigt, dass die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ der Option „Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten“ vorzuziehen ist. Folgende Gründe sprechen für diese Wahl:

- Die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ schneidet bezüglich der Maximierung der Erträge besser ab.
- Die Schnittstellen und Konflikte mit dem Kanton Tessin sind bei der Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ geringer, weil sich nur der Kanton Tessin und der Kanton Uri einigen müssen, ohne dass noch ein dritter Partner beteiligt ist.
- Auch bezüglich der Risikoexposition bietet die Option „Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten“ aufgrund der sehr tiefen Gestehungskosten im Kraftwerk Lucendro kaum Vorteile. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass die Strommarktpreise langfristig unter die Gestehungskosten des Kraftwerks Lucendro ohne Wasserzinsen fallen.

Basierend auf dieser Einschätzung empfiehlt die Kommission Energiepolitik Uri dem Regierungsrat, sich auf die Eigennutzung des KW Lucendro gemeinsam mit dem Kanton Tessin zu konzentrieren, ohne einen weiteren, dritten Partner beizuziehen. Für die Umsetzung ist mit dem Kanton Tessin respektive mit der AET ein Partnerwerk zu gründen.

11 Weiteres Vorgehen

Mit dem vorliegenden Bericht liegen wichtige Zwischenergebnisse zur Frage der zukünftigen Eignerstrategie und zur Positionierung Uris zum Heimfall Lucendro vor. Basierend auf einer umfangreichen Auslegeordnung kommt die Kommission Energiepolitik Uri für den Heimfall Lucendro zu folgenden Empfehlungen:

- Für die Nutzung der Urner Wasserkraft beim Heimfall stehen die Strategien F „Mehrheitsbeteiligung“ oder G „Eigennutzung“ im Vordergrund.
- In Bezug auf den Heimfall Lucendro sollte sich Uri auf die Handlungsoption „Eigennutzung zusammen mit dem Kanton Tessin“ konzentrieren.

In einem nächsten Schritt sind die Zwischenergebnisse der EPU und anschliessend dem Regierungsrat zu präsentieren. Der Regierungsrat hat basierend darauf zu entscheiden, ob er mit der aktualisierten Version der Eignerstrategie mit Fokus auf die Strategie F („Mehrheitsbeteiligung“) und G (Eigennutzung) einverstanden ist. Ebenso hat er festzulegen, ob für die weiteren Arbeiten zum Heimfall Lucendro von der Eigennutzung Uri / Tessin auszugehen ist.

Sobald diese Richtungsentscheide vorliegen, ist das weitere Vorgehen wie folgt geplant:

- Beantwortung des Postulats zur „Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft“
- Klärung des Vorgehens für die Kontaktaufnahme dem Kanton Tessin bezüglich Kraftwerk Lucendro. Ausgehend von der Zielsetzung, einen möglichst hohen Anteil an der Energieproduktion für Uri zu sichern, muss geprüft werden, welche Möglichkeiten im weiteren Vorgehen gegenüber dem Kanton Tessin angezeigt sind:
 - Denkbar wäre zum Beispiel die Einholung eines zeitlich vorgezogenen Tessiner Angebots zur Abgeltung der Stromproduktion in Unterliegerwerken aus Urner Wasserkraft. Mit diesem Vorgehen könnte unter Umständen die Verhandlungsposition Uris bei der Erteilung der eigentlichen Lucendro-Konzession gestärkt werden, weil später losgelöst von der Unterliegerproblematik bei Bedarf verschiedenen Anbietern Angebote für die Nutzung der Urner Wasserkraft im Kraftwerk Lucendro eingeholt werden könnten.
 - Möglich wäre aber auch, zeitgleich beim Kanton Tessin ein Angebot für die Konzessionserteilung ans Kraftwerk Lucendro und für die Abgeltung der Unterliegerproblematik einzuholen. In diesem Fall ist zu klären, welche Vorgaben Uri für die Ausarbeitung des Tessiner Angebots festlegen will.

Im Rahmen dieser Überlegungen ist auch die mögliche Reaktion des Kantons Tessins zu antizipieren. Es gilt insbesondere zu überlegen, wie eine von Uri favorisierte Lösung die Zielsetzungen und Ertragsmöglichkeiten des Kantons Tessin tangiert und wie er sich in diesem Fall je nach gewählter Vorgehensvariante verhalten wird.

12 Anhang A: Finanzielle Bewertung der Eignerstrategien

12.1 Bewertungsmethode

Die zukünftigen finanziellen Auswirkungen der Eignerstrategien für den Kanton Uri sind schwierig abzuschätzen. Für die Bewertung müssen zahlreiche Annahmen zu verschiedenen ergebnisrelevanten Inputgrössen wie zum Beispiel die verfügbare Wassermenge und die Strompreise getroffen werden. Deren Entwicklung lässt sich über einen Zeitraum von 40 oder 80 Jahren nicht abschliessend bestimmen. Es verbleiben somit bei einer noch so sorgfältigen Berechnungsmethode grosse Unsicherheiten über die tatsächliche Ergiebigkeit einer bestimmten Strategie und die damit eingegangenen finanziellen Risiken. Daher können die nachstehenden Berechnungen eine eingehende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Zeitpunkt der konkreten Umsetzung der Strategie nicht ersetzen. Bei jedem einzelnen Konzessionsentscheid wird aufgrund der jeweils spezifischen Gegebenheiten (Gestehungskosten, erwartete Erträge aus Stromverkauf, Höhe einer allfälligen Beteiligung usw.) zu prüfen sein, ob sich die Umsetzung der einmal festgelegten Strategie lohnt.

Die nachstehenden Berechnungen dienen somit ausschliesslich zur Abschätzung von Grössenordnungen. Es geht darum, die potenziellen Ertragsdifferenzen zwischen den einzelnen Strategien aufzuzeigen und nicht um eine Ermittlung einer möglichst genauen Ertragszahl oder die Durchführung einer spezifischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im konkreten Entscheidfall. In diesem Sinne werden in den Berechnungen auch verschiedene Vereinfachungen vorgenommen und nicht alle Details modelliert. Dieses Vorgehen erachten wir als zulässig, weil durch die Vereinfachungen die Reihenfolge der Strategien und damit die Bestimmung der aus Uner Sicht „richtigen“ Strategie nicht tangiert sind.

Für die Abschätzung der finanziellen Auswirkungen werden die Erträge aus der Wasserkraftnutzung und der Beteiligung des Kantons am EWA für die einzelnen Strategien über den Untersuchungszeitraum 2015 bis 2085 berechnet. Die gewählte lange Zeitdauer hängt damit zusammen, dass verschiedene grosse Konzessionen erst im Jahr 2043 bzw. 2045 auslaufen und somit sich für Uri erst zu diesem Zeitpunkt die Möglichkeit bietet bestimmte Strategie (z.B. Eigennutzung) voll umzusetzen. Will man danach die Auswirkungen über eine Konzessionsdauer von mindestens 40 Jahren berücksichtigen, muss ein entsprechend langer Zeithorizont bis ins Jahr 2085 gewählt werden.

Für die Ermittlung des Ertrags werden in allen Strategien folgende Elemente berücksichtigt:

- Erträge aus der Wasserkraftnutzung:
 - Erträge aus der Stromproduktion (Produktion und Verkauf von Strom)
 - Einnahmen aus Wasserzinsen
 - Steuereinnahmen aus den Wasserkraftwerken
 - Dividenden aus den Beteiligungen an Partnerwerken
- Erträge aus Beteiligungen am EWA

In den Strategie I1 und I2 würden zusätzlich noch Erträge anfallen aus der Stromverteilung und den Energiedienstleistungen. Es wird darauf verzichtet, diese Einnahmen im Rahmen der Berechnungen zu berücksichtigen, weil der Aufbau eines Parallelnetzes rechtlich heikel ist und die Übernahmen bestehender Netze nur im Einverständnis mit dem bisherigen Eigentümer möglich ist. Im Kaufpreis wären die Erwartungen bezüglich der zukünftigen Erträge bereits erhalten, weshalb für den Kanton letztendlich kein Mehrertrag resultieren würde.

Basierend auf den Erträgen aus den einzelnen Ertragselementen wird anschliessend der Nettobarwert der einzelnen Strategien berechnet. Der Nettobarwert ist eine Kennzahl, welche hilft, Zahlungen vergleichbar zu machen, die über eine lange Zeitdauer erfolgen.

In Abschnitt 12.2 werden die Ertragselemente sowie die für die Berechnung verwendeten Basisannahmen vorgestellt. In Abschnitt 12.2 wird gezeigt, inwiefern die Basisannahmen für die einzelnen Strategien verändert werden.

12.2 Ertragselemente und Basisannahmen

12.2.1 Erträge aus der Wasserkraftnutzung

Für die Bewertung der Erträge aus der Stromproduktion wird ein Market-to-Market-Modell verwendet. Dies bedeutet, dass die Bewertung der bezugsberechtigten Energie gemäss dem voraussichtlich zu erzielenden Marktpreis vorgenommen wird. Davon abgezogen werden die Selbstkosten für die Produktion der Energie. Die Differenz zwischen Erlös und Kosten ergibt den jährlichen Nettoertrag. Sämtliche Berechnungen erfolgen auf realen Werten also ohne Berücksichtigung einer Teuerung.⁴⁵

Für die Berechnung der Erträge aus der Stromproduktion werden aufgrund der Datenverfügbarkeit nur die fünf grössten Kraftwerksanlagen berücksichtigt, die mit Urner Wasser betrieben werden. Es handelt sich dabei um die Kraftwerke Amsteg, Bürglen, Göschenen, Lucendro und Wassen. Diese Kraftwerke decken zusammen über 75 % der Urner Stromproduktion ab. Auf den Einbezug der übrigen Kraftwerke sowie möglichen neuen Kraftwerkanlagen wird bewusst verzichtet: Der zusätzliche Erkenntnisgewinn wäre im Vergleich zum Berechnungsaufwand und der grossen Unsicherheit den Berechnungsergebnissen zu gering.

Die Abbildung 12-1 gibt für die ausgewählten grossen Kraftwerksanlagen einen Überblick über die für die weiteren Berechnungen verwendeten Inputdaten:

⁴⁵ Für die vorliegende Fragestellung ist es üblich, auf teuerungsbedingte Veränderungen auf Kosten- und Ertragsseite zu verzichten.

Abbildung 12-1: Berechnungsgrundlagen für die Kraftwerksanlagen

	KW Amsteg	KW Göschenen	KW Wassen	KW Bürgeln	KW Lucendro
Durchschnittliche Jahresproduktion 2003 - 2013 in GWh	450.59	422.59	287.64	102.21	56.27
Wasserzinsen 2013 in Mio. CHF	6.92	5.70	4.10	1.49	1.22
Kantons und Gemeindesteuern in Mio. CHF	0.00	0.77	0.87	0.00	0.00
Steuerausfallentschädigung in Mio. CHF	0.76	0.33	0.00	0.00	0.00
Steuerertrag Total in Mio. CHF	0.76	1.10	0.87	0.00	0.00
Energiebezugsrecht in %	10%	0%	10%	25%	20%
Entschädigung Energiebezugsrecht in Mio. CHF	0.00	0.00	0.12	0.13	0.17
Beteiligung in %	10%	10%	10%	0%	0%
Dividende in Mio. CHF	0.33	3.60	0.96	0.00	0.00

- **Durchschnittliche Jahresproduktion:** Für die Modellierung wird die durchschnittliche Produktionsmenge der letzten 10 Jahre verwendet und in die Zukunft fortgeschrieben.
- **Durchschnittliche Jahreskosten:** Die Jahreskosten entsprechen den Produktionskosten des Kraftwerks. Diese beinhalten einerseits die Kosten für den Betrieb und Unterhalt, die Abschreibungen und die Dividenden sowie weitere Kapitalkosten. Andererseits sind darin auch die jährlichen Abgaben an die öffentliche Hand enthalten. Für die Modellierung werden die durchschnittlichen Jahreskosten der letzten fünf Jahre (2008 bis 2013) berücksichtigt.⁴⁶ Die durchschnittlichen Jahreskosten werden für die Zukunft unverändert übernommen. Einzig bei der Höhe der Dividende sowie den Abgaben an die öffentliche Hand werden je nach Strategie Anpassungen vorgenommen.
- **Durchschnittlicher Ertrag pro kW/h:** Als Ausgangspunkt für die Modellierung wird der durchschnittliche Ertrag pro kWh berechnet, welcher von der Kraftwerksanlage im heutigen Marktumfeld erzielt werden kann. Dazu werden die Strommarktpreise des Sommer- und Winterhalbjahres mit den jeweiligen Produktionsmengen gewichtet. Diese Berechnung wurde mit den verfügbaren Marktdaten des Jahres 2012/2013 durchgeführt. Als Basis dienten die Schweizer Strommarktpreise für Grundlaststrom (Monatswerte SWISSIX Base). Grundlaststrom ist i.d.R. der günstigste Strom. Während den Spitzenstunden wird i.d.R. ein höherer Strompreis bezahlt. Im Jahr 2013 war Spitzenstrom zwischen 9% und 20% teurer als Grundlaststrom. Neben Grundlast- und Spitzenlaststrom wird auch Regelernergie in unterschiedlichen Qualitäten gehandelt. Dabei wird unterschieden zwischen Primärregelung,

⁴⁶ Mit der gewählten Dauer von 5 Jahren können Schwankungen im periodischen Unterhaltsbedarf zumindest teilweise aufgefangen werden.

Sekundärregelung, Tertiärregelung und Quartiärregelung.⁴⁷ Speicherkraftwerke eignen sich besonders für die Produktion von Sekundärregelung und Tertiärregelung.⁴⁸ Wie beim Spitzenstrom wird erwartet, dass die Preise rund 20% über den Grundlastspotpreisen liegen.⁴⁹ Obschon die Produktionsprofile der Kraftwerke unbekannt sind, kann folgende Schlussfolgerung gezogen werden: Je mehr Speicherkapazitäten eine Kraftwerksanlage hat, umso grösser ist der Anteil der Spitzenlastenergie (resp. der Regelenergie)⁵⁰, die eine Kraftwerksanlage produzieren kann. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass mindestens bei den Kraftwerken Lucendro und Göschenen der durchschnittliche Ertrag um bis zu 20% höher liegt, als angenommen.

- Der durchschnittliche Ertrag pro kWh, der abhängig von der Verteilung der Jahresproduktion auf das Sommer- und Winterhalbjahr ist, wird anhand der Strompreisszenarien in die Zukunft fortgeschrieben. Die Strompreisszenarien bilden drei unterschiedliche mögliche Entwicklungen ab (vgl. Abbildung 12-2):
 - Im mittleren Szenario wird davon ausgegangen, dass die Strompreise ab 2015 bis in Jahr 2034 um 2% pro Jahr wachsen. Ab 2044 wird von konstanten Strompreisen ausgegangen. Dem Strommarktszenario unterliegt ein Wechselkurs von 1.10.
 - Das Szenario Hoch sieht vor, dass die Strommarktpreise ab 2015 um 3% pro Jahr wachsen. Wiederum wird ab 2044 eine Plafonierung auf dem zu diesem Zeitpunkt erreichten Strompreisniveau angenommen. Für das Szenario Hoch wird von einem Wechselkurs von 1.20 ausgegangen.
 - Im tiefen Szenario wird angenommen, dass die Strommarktpreise ab 2015 um 0.5% pro Jahr wachsen. Wiederum wird angenommen, dass die Strommarktpreise ab 2044 konstant bleiben. Im tiefen Szenario wird angenommen, dass langfristig ein Euro für einen Franken getauscht werden kann.

In allen 3 Szenarien werden somit langfristig Strompreise angenommen, welche unter dem Niveau des Jahres 2009 lagen.

Die Szenarien basieren auf der Entwicklung der Preise für Grundlaststrom. Bezüglich der Preise für Regelenergie und der Preise für Spitzenlaststrom wird davon ausgegangen, dass die zunehmende Verfügbarkeit von neuen erneuerbaren Energien eher dazu führt, dass die Preisunterschiede zwischen Grundlaststrom und Spitzenlaststrom kleiner werden, so wie sich dies auch in den letzten Jahren gezeigt hat. Erst eine Verteuerung der CO₂-Emissionen oder eine Räumung des Überangebotes an neuer erneuerbarer Energie mit tiefen Grenzkosten würde wieder zu ansteigenden Strompreisen führen.⁵¹

⁴⁷ Die Qualität der Regelenergie unterscheidet sich abhängig von der Zeit bis die Regelleistung zur Verfügung steht. Primärregelung muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen. Sekundärregelung muss innerhalb von 5 Minuten erbracht werden können und die Tertiärregelung innerhalb von 15 Minuten.

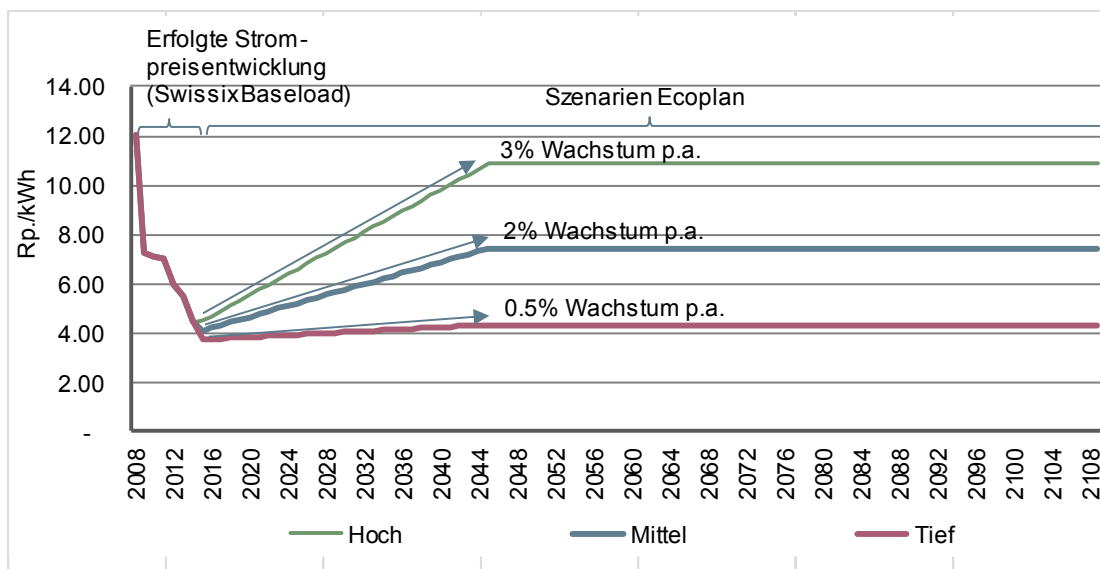
⁴⁸ Vgl. BFE (2013), Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050.

⁴⁹ BFE (2013), Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050.

⁵⁰ Bezüglich der Regelenergie gilt es zu beachten, dass der Markt relativ klein ist. Swissgrid beschafft aktuell ca.

⁵¹ Vgl. dazu auch ausführlicher: BFE (2013), Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. S. 26ff.

Abbildung 12-2: Strompreisentwicklung



- **Wasserzinsen:** Die Wasserzinsen basieren auf dem aktuellen Wasserzinsmaximum. Ab 1. Januar 2015 wurde das Wasserzinsmaximum erneut um 10% erhöht. Dieses Maximum ist bis Ende 2019 gesetzlich fixiert. Erst zu diesem Zeitpunkt soll wieder über die Weiterentwicklung des Wasserzinsmaximums entschieden werden (eine andere gesetzliche Entwicklung ist aber nicht ausgeschlossen). Vorschläge zu einem Verzicht auf die Wasserzinsen liegen bereits für den Bau von neuen Wasserkraftwerken vor und es ist nicht auszuschliessen, dass der Verzicht auf die Wasserzinsen auch auf bestehenden Anlagen ausgedehnt werden könnte⁵² Im Rahmen der Modellierung wird die Wasserzinserhöhung von 2015 dennoch berücksichtigt. Ab 2020 wird angenommen, dass die Wasserzinsen auf dem Niveau von 2015 bleiben werden.
- **Steuerertrag Total:** Der Steuerertrag setzt sich zusammen aus den Steuererträgen sowie den bezahlten Steuerausfallentschädigungen der SBB und des Kraftwerks Lucendro.⁵³ Für

⁵² Angesichts der aktuell schwierigen Lage für Wasserkraftwerke auf dem europäischen Markt hat die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) dem BFE den Auftrag erteilt, die Rentabilität der bestehenden Wasserkraftanlagen zu untersuchen, um eine Grundlage für allfällige Unterstützungsmassnahmen zu erhalten. Als Unterstützungsmassnahmen wurde neben Darlehen und Bürgschaften auch eine Reduktion der Wasserzinsen vorgeschlagen (vgl. BFE (2014), Rentabilität der bestehenden Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N, S. 2 und 10). Im Bericht für die UREK-N zur Förderung neuer Wasserkraftwerke (Gross- und Kleinwasserkraft) hat das BFE vorgeschlagen, dass die Kantone während 10 Jahren vollständig oder teilweise auf das Erheben von Wasserzinsen – für die durch den Neu- bzw. Ausbau erzielte zusätzliche Produktion – verzichten (vgl. BFE (2014), Neues Fördermodell Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N, S. 10.).

⁵³ Die Steuerausfallentschädigungen werden von den SBB an den Kanton Uri überwiesen als Entschädigung für entgangene Steuereinnahmen im Kraftwerk Amsteg und Göschenen. Im Kraftwerk Amsteg wird Bahnstrom produziert, denn die SBB zu Gestehungskosten übernimmt, entsprechend fällt im Kraftwerk selbst kein Gewinn an. Würde die produzierte Energie zu Marktpreisen bewertet, würde jedoch abhängig vom jeweiligen Strommarktpreis ein Gewinn anfallen.

die Modellierung der Steuern wird angenommen, dass die Kraftwerke die Umsatzsteuer (9.4% für Kanton und Gemeinden) basierend auf dem Nettoertrag (Erlös aus Stromverkauf – Jahreskosten) entrichten müssen. Bei Partnerwerken wird angenommen, dass nur die Hälfte des Nettoertrags aus der Stromproduktion im Kanton Uri versteuert wird.⁵⁴

- **Entschädigung Energiebezugsrecht:** Die Entschädigung der Energiebezugsrechte wird für die bestehenden Energiebezugsrechte wie folgt modelliert. Der Kanton besitzt in kleinem Umfang Energiebezugsrechte ohne Pflicht. Das heisst der Kanton kann für eine bestimmte Zeit entscheiden, ob er das Bezugsrecht wahrnehmen will oder nicht und gleichzeitig dafür eine fixe Entschädigung vereinbaren. Zur Vereinfachung dieser modelltechnisch schwierig zu implementierenden Vereinbarung wird folgende vereinfachende Berechnungsannahme getroffen: Der Kanton Uri erhält in Jahren, in denen der Strompreis unter den Jahreskosten der Kraftwerksanlagen liegt, keine Entschädigung für die Energiebezugsrechte. In den übrigen Jahren entspricht die Entschädigung dem Nettoertrag der Energie aus dem Energiebezugsrecht.

Im heutigen Strommarktumfeld erachten wir es als unwahrscheinlich, dass die Kraftwerksbetreiber das Risiko von tiefen Strommarktpreisen alleine tragen würden. Bei neuen Energiebezugsrechten wird daher davon ausgegangen, dass diese auch eine Bezugspflicht enthalten.

- **Dividenden:** Die Dividenden entsprechen den im Jahr 2013 ausgeschütteten Dividenden. Da die Dividenden (resp. die von den Partnerwerken ausgeschütteten Gewinne) vertraglich vereinbart wurden, wird davon ausgegangen, dass sich die Höhe der Dividenden zukünftig nicht verändern wird.

12.2.2 Erträge aus der Beteiligung am EWA

Der Kanton Uri hält einen Anteil von 29% am Aktienkapital des EWA. Die Dividendenausschüttungen des EWA sind abhängig vom ausgewiesenen Jahresgewinn. Sie waren in den letzten Jahren konstant. Aufgrund der gebildeten Reserven wird davon ausgegangen, dass die Dividenden des EWA auch in Zukunft konstant bleiben werden, solange sich am vom EWA betriebenen Kraftwerkspark nichts ändert.

⁵⁴ Die Annahme wird wie folgt begründet. Bei Partnerwerken wird i.d.R. nur ein kleiner Gewinn am Standort des Kraftwerks versteuert, während die Erträge aus der Stromproduktion am Sitz der Eigentümer des Kraftwerks versteuert wird, respektive dort, wo auch der Stromhandel abgewickelt wird. Aufgrund der mit der Market-to-Market-Bewertung verbundenen Doppelbesteuerungsproblematik gehen wir für die Modellierung als konservative Annahme davon aus, dass sich die Kantone langfristig darauf einigen werden, dass die Besteuerung des Gewinns aus dem Stromhandel zu 50% am Sitz des Partnerwerks und 50% am Sitz des Eigners des Partnerwerks erfolgen wird.

12.2.3 Weitere Annahmen zu den Rahmenbedingungen

a) Kapitalkosten

Es wird angenommen, dass der durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) 4.63% beträgt und dieser über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant bleibt.⁵⁵

b) Wechselkurs

Der Schweizer Strom wird (teilweise) an der europäischen Strommarktbörse in Euro gehandelt. Für die Berechnung der Strommarktpreise gehen wir, um die Währungsrisiken in den Strompreisszenarien abzubilden von unterschiedlichen Wechselkursen zwischen 1 CHF pro Euro im Szenario Tief und 1.20 CHF pro Euro im Szenario Hoch aus.

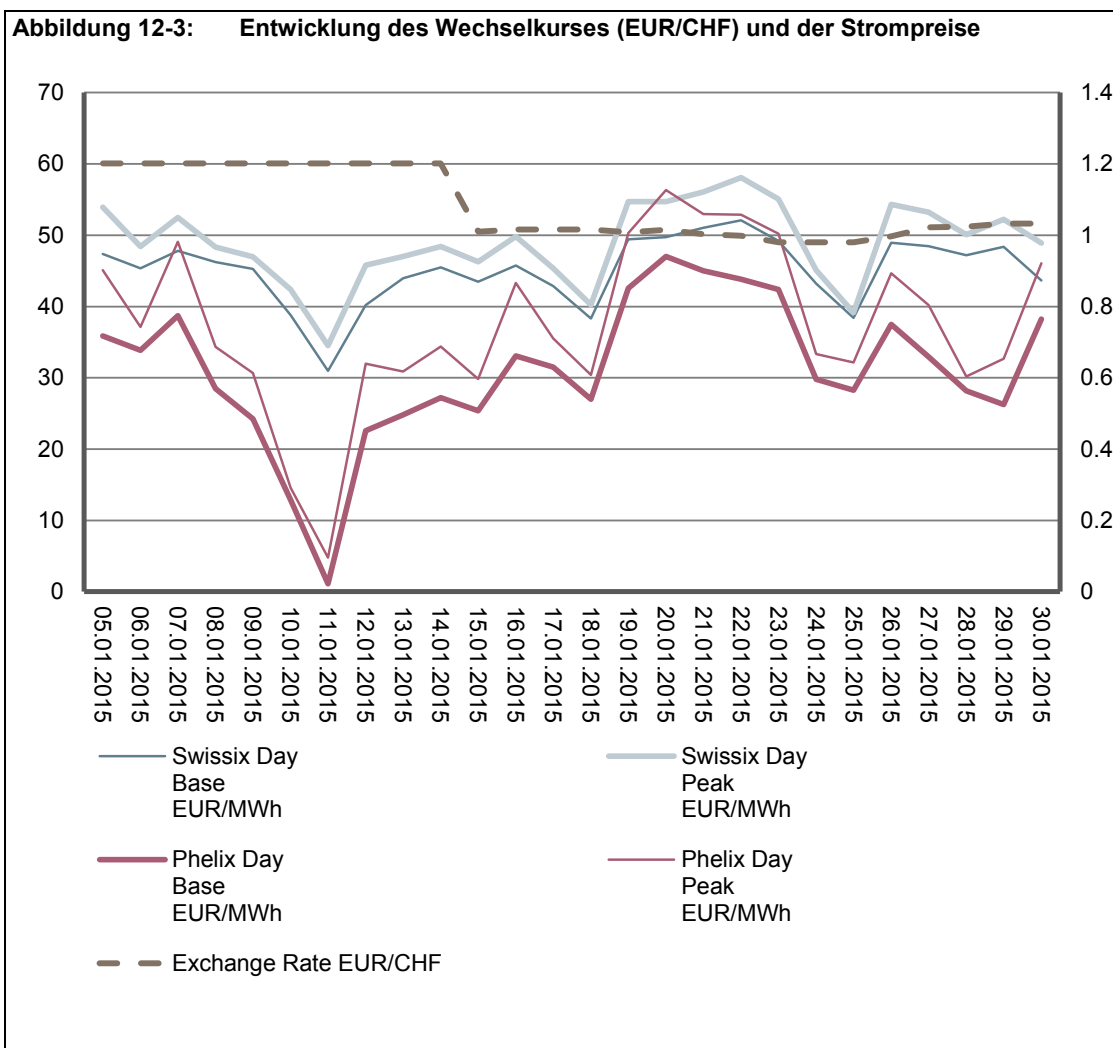
Exkurs zu den Währungsrisiken im Strommarkt

Strom, dessen Austausch nicht ausserbörslich bilateral vereinbart wird (z.B. langfristige Lieferverträge zwischen Kraftwerk und EVU oder zwischen EVU), wird an der europäischen Energiebörse EEX in Leipzig in Euro gehandelt. Wenn sich der Euro gegenüber dem Schweizer Franken abwertet, hat dies folgende Auswirkungen:

- Die Abwertung des Euro führt dazu, dass in die Schweiz importierter Strom günstiger wird und Schweizer Strom relativ teurer wird.
- Wenn die Nachfrage nach Strom aus dem Euro-Raum zunimmt, steigt auch die Nachfrage nach Grenzkapazitäten. Grenzkapazitäten sind die Übertragungskapazitäten zwischen zwei Ländern. Aus historischen Gründen weisen diese oft zu geringe Kapazitäten auf, weshalb die Zuteilung der Grenzkapazitäten basierend auf einem Auktionsverfahren erfolgt.
- Die steigende Nachfrage nach Grenzkapazitäten führt zu einem höheren Preis für die Nutzung der Grenzkapazitäten.

Folglich wäre zu erwarten gewesen, dass durch die Abwertung des Euros am 15. Januar 2015 der Preisunterschied zwischen in der Schweiz verbrauchtem Strom (Swissix) und Strom aus dem deutschen Marktgebiet (phelix) zugenommen hätte. Die nachfolgende Abbildung 12-3 zeigt, dass dies nicht der Fall war. Die Differenz zwischen Swissix und Phelix hat zwar zwischen dem 14. Januar 2015 und dem 15. Januar 2015 leicht zugenommen. Bereits am 16. Januar hat sich die Preisdifferenz aber wieder drastisch verkürzt. Allfällige Unterschiede aufgrund des Wechselkurses dürften folglich von anderen wesentlich stärkeren Einflussfaktoren überlagert worden sein.

⁵⁵ Vgl. BFE (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, S. 22



12.3 Umsetzung der Eignerstrategien in den Berechnungen

12.3.1 Unterschiedliche Annahmen zur Höhe der einzelnen Parameter

Für die Umsetzung der verschiedenen Eignerstrategien im Berechnungsmodell werden insbesondere die folgenden Parameter variiert:

- Wasserzins
- Höhe der Steuern
- Höhe der Bezugsrechte
- Beteiligung an Kraftwerksanlagen
- Höhe der Beteiligung am EWA
- Konzessionsgebühren

Die nachfolgende Abbildung 12-4 fasst die getroffenen bzw. je nach Strategie unterschiedlichen Annahmen zusammen.

Abbildung 12-4: Umsetzung der Eignerstrategien

Strategie	Wasserzins	Steuern	Konzessionsgebühren	Bezugsrechte	Beteiligung KW-Anlagen	Beteiligung EWA
Strategie A	Verzicht auf Wasserzinsen	9.4% des ausgewiesenen Jahresgewinn ⁵⁶	Keine Konzessionsgebühren	0%	0%	Unverändert (29 %)
Strategie B	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	0%	0%	Unverändert (29 %)
Strategie C	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Unverändert	Unverändert	Unverändert (29 %)
Strategie D	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Erhöhung auf 20% ¹	Unverändert	Unverändert (29 %)
Strategie E	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Erhöhung auf 40%	Erhöhung auf 40%	Unverändert (29 %)
Strategie F	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Erhöhung auf 51%	Erhöhung auf 51%	Unverändert (29 %)
Strategie G	Verzicht auf Wasserzinsen	Verzicht auf Steuern	Keine Konzessionsgebühren	Eigenutzung	Eigenutzung	Unverändert (29 %)
Strategie H1	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Konzessionierung an EWA	Konzessionierung an EWA	Erhöhung auf 33%
Strategie H2	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Konzessionierung an EWA	Konzessionierung an EWA	Erhöhung auf 51%
Strategie I	Unverändert (22.04 Mio. CHF)	9.4% von der Hälfte des Nettoertrags aus Stromverkauf	Doppelter jährlicher Wasserzins	Konzessionierung an kantonale Energiegesellschaft	Konzessionierung an kantonale Energiegesellschaft	Unverändert (29 %)

¹ Wo bereits ein höheres Energiebezugsrecht besteht (KW Bürgeln) erfolgt keine Anpassung nach unten.

Dazu folgende Bemerkungen:

- Steuern: Anstelle der bisherigen Steuern und Steuerausfallentschädigungen wird eine marktpreisbasierte Besteuerung der Kraftwerksanlagen umgesetzt. Da in der Strategie A auf die Einführung einer marktpreisbasierten Besteuerung der Energie verzichtet wird, muss die Ausgangsgrösse für die Berechnung der Umsatzsteuer entsprechend angepasst werden. Für die Ermittlung der Steuern wird neu nicht mehr vom Nettoertrag aus dem Stromverkauf ausgegangen, sondern vom ausgewiesenen Jahresgewinn.
- Wasserzins: Obschon in einigen Strategien (B - F und H1/2) eine Erhöhung des Wasserzinsmaximums angestrebt wird, verzichten wir angesichts der aktuellen Marktlage darauf, ab dem Jahr 2019 eine weitere Erhöhung im Modell vorzusehen.
- Beteiligung am EWA: Die Strategie H1 und H2 sehen vor, dass die bisherigen Bezugsrechte und Beteiligungen dem EWA verkauft werden. Das EWA würde die Beteiligungen mit Aktien entschädigen. Die heutigen Strompreise sowie die angewendeten Szenarien führen dazu, dass die Energiebezugsrechte und Beteiligungen zwischen 2015 und dem Ablauf der Konzessionen zum heutigen Zeitpunkt einen Wert von rund 8 Mio. CHF haben.⁵⁷ Damit könnte basierend auf dem aktuellen Steuerwert des EWA der Anteil am Aktienkapital des EWA um 4 % erhöht werden. Die Strategie H2 sieht eine Beteiligung von mind. 51 % vor. Die Erhöhung des Aktienkapitals von 37 % auf 51 % würde den Kanton Uri rund 36 Mio. CHF kosten.

12.3.2 Unterschiedlicher Handlungsspielraum im Zeitverlauf

Die Umsetzbarkeit der Strategien unterscheidet sich im Zeitverlauf:

- Die hoheitlichen Funktionen als Eigner der Wasserkraft (darunter fällt beispielsweise der Wasserzins oder die Steuern) können sofort oder nach entsprechender Anpassung kantonaler Gesetze umgesetzt werden.
- Der Handlungsspielraum bei der Funktion als Eigentümer an Kraftwerkanlagen (darunter fällt beispielsweise die Höhe der Beteiligungen und der Bezugsrechte) ist bezüglich der zeitlichen Fristigkeit unterschiedlich:
 - Die Strategien A, B, C, H1 und H2, die eher einen Rückzug respektive den Status quo vorsehen, können sofort umgesetzt werden.
 - Die Strategien D, E, F, G und I, die einen Ausbau der Bezugsrechte und Beteiligungen vorsehen, können erst nach dem Konzessionsende oder im Zusammenhang mit einer vom Konzessionär gewünschten Änderung umgesetzt werden.

⁵⁷ Der Wert des Energiebezugsrechts bestimmt sich aus dem Nettobarwert der abdiskontierten Jahresergebnisse zwischen 2015 und dem jeweiligen Ablauf der der entsprechenden Konzession.

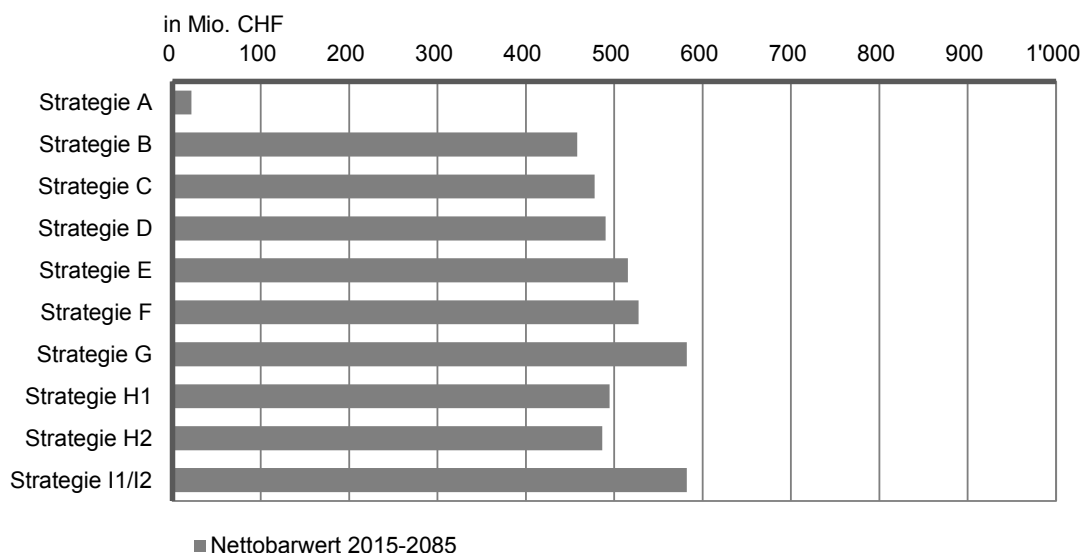
12.4 Geschätztes Ertragspotenzial pro Strategie

12.4.1 Nettobarwert 2015 bis 2085

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Nettobarwerte der einzelnen Strategien. Dazu werden die jährlichen zwischen 2015 und 2085 auf das Jahr 2015 abdiskontiert. Bezüglich der geschätzten Ertragspotenziale der einzelnen Strategien lässt sich eine klare Rangfolge zwischen den Strategien sowie der einzelnen Ertragselemente erkennen (vgl. Abbildung 12-5):

- Die Strategie A schneidet mit Abstand am schlechtesten ab. Der Rückzug aus der Wasserkraftnutzung sowie der Verzicht auf die Wasserzinsen führen zu einem massiven Einnahmenausfall.
- Für die Strategien B bis G sowie I gilt bezüglich der Rangfolge folgender Grundsatz: Je grösser das Engagement des Kantons in der Wasserkraftnutzung (Beteiligungen und Energiebezugsrechte), umso grösser sind die finanziellen Erträge aus der Wasserkraftnutzung. Folglich schneiden bezüglich der finanziellen Erträge die Strategien G (Eigennutzung) und I (Kantonale Energiegesellschaft) am besten ab.
- Der Vergleich der Strategie H2 mit der Strategie F zeigt, dass eine direkte Beteiligung an den Kraftwerksanlagen zu höheren Erträgen führt als die indirekte Beteiligung über das EWA. Der Grund dafür ist, dass in der Strategie H2 eine vergleichbare Beteiligung am EWA rund 36 Mio. CHF kosten würde.⁵⁸

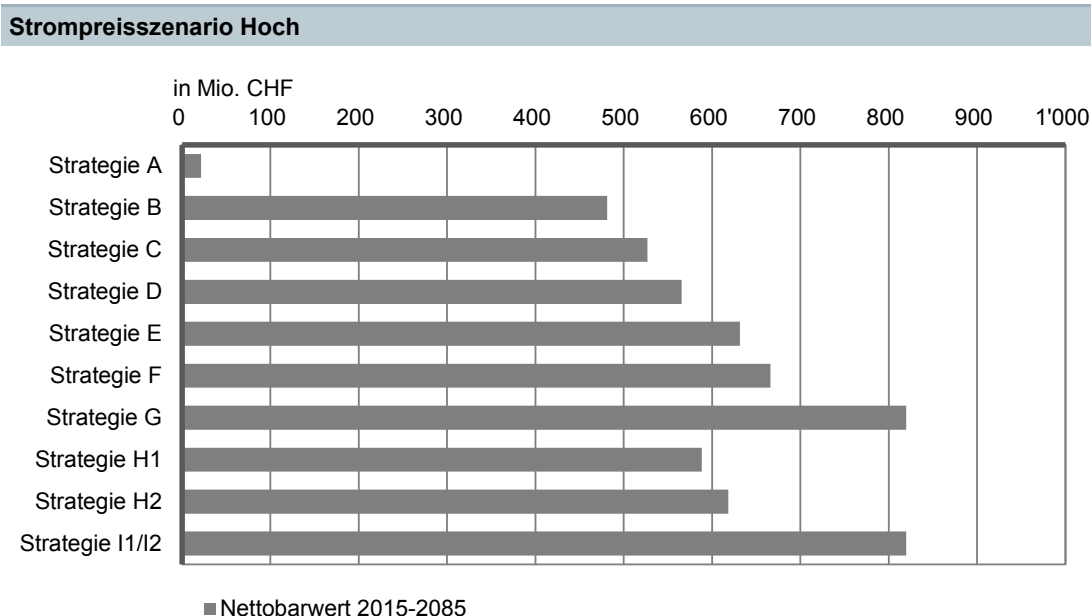
Abbildung 12-5: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 nach Strategien (mittleres Preisszenario)

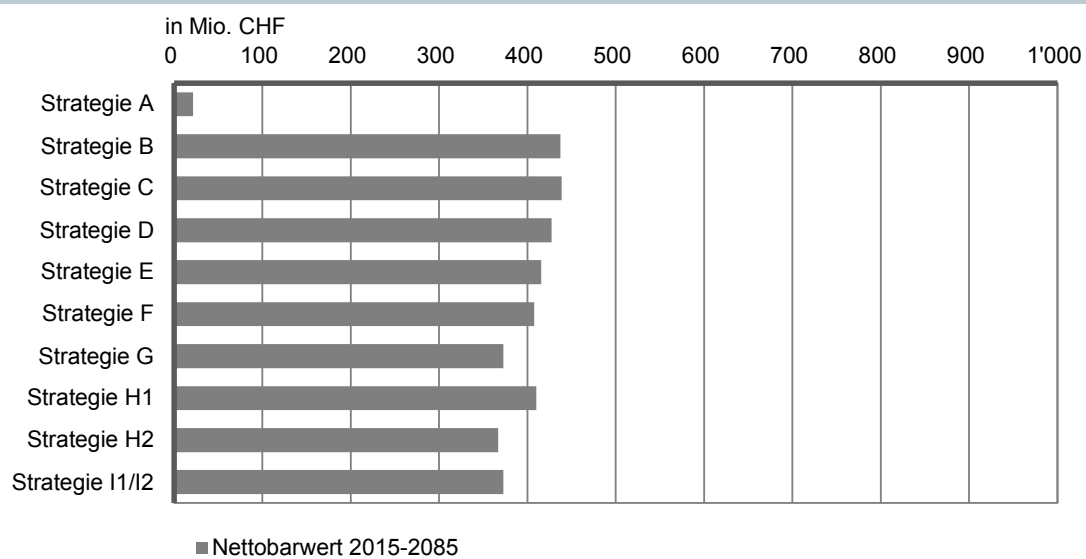


⁵⁸ Dabei wurde angenommen, dass die Transaktion vor Abschluss der Heimfälle abgeschlossen würde. Die Variante würde besser abschneiden, wenn erst die Heimfälle ausgeübt würden und anschliessend die Kraftwerksanlagen dem EWA im Tausch gegen Aktien überlassen würden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für das hohe und tiefe Strompreisszenario. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass sich bei einer positiveren Entwicklung der Strompreise keine Unterschiede in der Rangfolge der Strategien ergeben (Szenario Hoch). Geht man allerdings von einer langsameren Erholung der Strompreise aus (Szenario Tief) werden die mit dem Engagement im Strommarkt verbunden Risiken deutlich. Die unterschiedliche Risikoexposition verändert auch die Rangfolge der Strategien: Dabei gilt, dass die Strategien mit einer hohen Exposition am Strommarkt schlechter abschneiden als die Strategien, die ein geringeres Engagement am Strommarkt vorsehen. Insofern schneidet die Strategie B am besten ab, wenn die Strompreise langfristig unter den Gestehungskosten liegen. Unverändert abgeschlagen ist die Strategie A. Der freiwillige Verzicht auf die Wasserzinseneinnahmen ist selbst bei der Eigennutzung grösser, als die im Strommarkt erzielten Verluste.

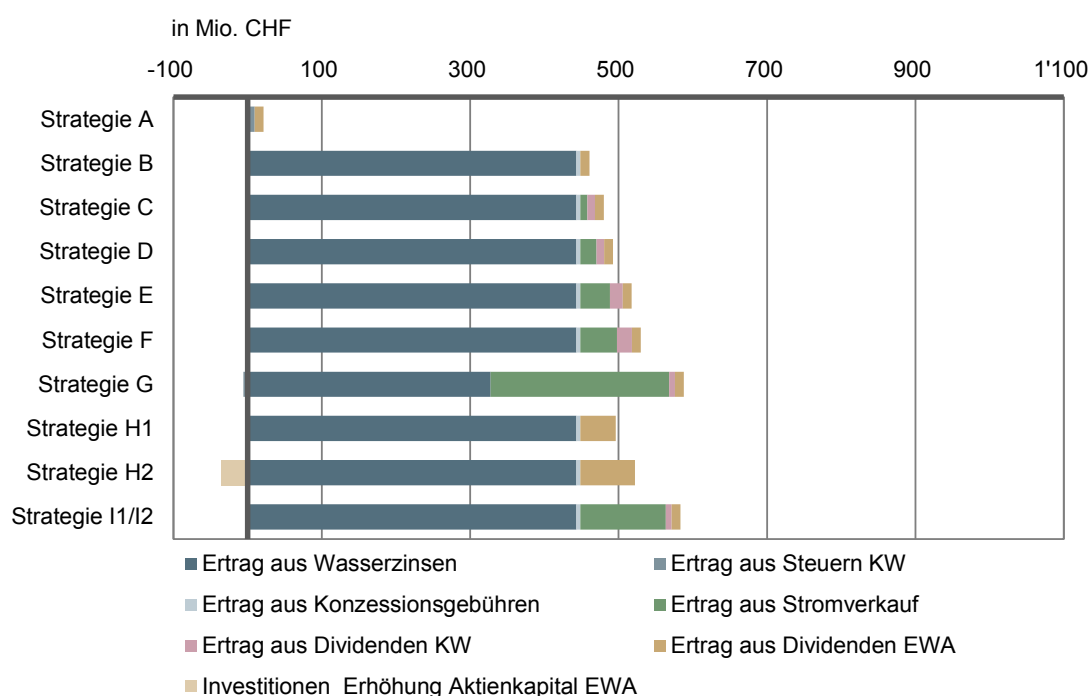
Abbildung 12-6 Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 nach Strategie (hohes und tiefes Strompreisszenario)



Strompreisszenario Tief

In der Abbildung 12-7 sind die Nettobarwerte für das mittlere Preisszenario differenziert nach den einzelnen Ertragselementen aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass die Wasserzinsen und der Ertrag aus dem Stromverkauf die grösste Bedeutung aufweisen. Die Darstellung der Erträge für ausgewählte Schlüsseljahre im nächsten Abschnitt wird zeigen, dass abhängig von der Strategie und dem Betrachtungszeitpunkt die Bedeutung der einzelnen Ertragselemente unterschiedlich ist.

Abbildung 12-7: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 nach Strategien (mittleres Preisszenario) differenziert nach einzelnen Ertragselementen



12.4.2 Geschätzte Nettoerträge für einzelnen Jahre

Wie in Abschnitt 12.3.2 ausgeführt, unterscheidet sich der Handlungsspielraum bezüglich der Umsetzung der einzelnen Strategien im Zeitverlauf. Es gibt folgende Schlüsselstellen:

- Die Strategien H1 und H2 sowie A, B und C können ab sofort umgesetzt werden.
- Im Jahr 2024 läuft die Lucendro-Konzession aus. Ab diesem Zeitpunkt können somit die Strategien D bis G sowie I1/I2 für das Kraftwerk Lucendro umgesetzt werden.
- Im Jahr 2043 fallen sämtliche Reusskonzessionen und im Jahr 2045 auch das KW Bürgeln heim

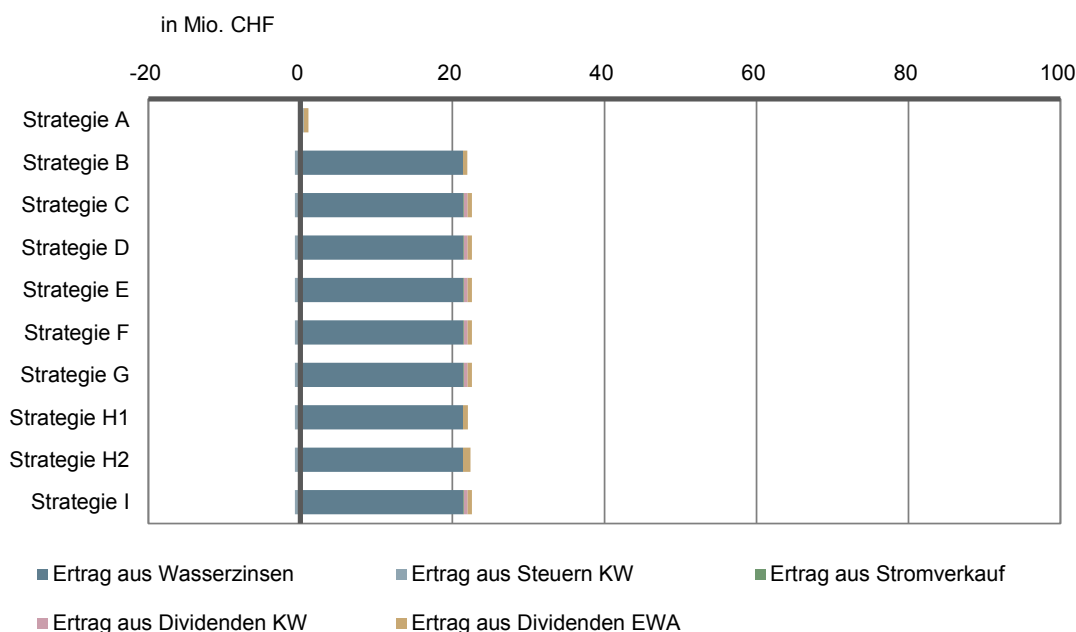
Nachfolgend werden die Erträge pro Jahr für die Jahre 2020, 2026, 2046 dargestellt.

a) Potenzielle Nettoerträge im Jahr 2020

Die Abbildung 12-8 zeigt, welche Nettoerträge für den Kanton Uri im Jahr 2020 aus den einzelnen Strategien resultieren, bevor die erste grosse Konzession heimfällt:

- Die Umsetzung der Strategie A und der damit verbundene Verzicht auf Einnahmen führen dazu, dass bereits im Jahr 2020 deutlich geringere Einnahmen resultieren.
- Die übrigen Strategien liegen praktisch gleich auf. Der Grund dafür ist, dass aufgrund des fehlenden Handlungsspielraums das höhere Ertragspotenzial der übrigen Strategien noch nicht realisiert werden kann. Die tiefen Erträge aus dem Stromverkauf im Vergleich mit den Jahren 2025 und 2046 sind allerdings nicht nur auf den fehlenden Handlungsspielraum zurückzuführen. Ein weiterer Einfluss sind die tiefen Strommarktpreise. Diese führen dazu, dass die Kraftwerke Amsteg, Göschenen, Lucendro und Bürgeln noch einen Jahresverlust erleiden. Einzig das Kraftwerk Wassen erzielt im Jahr 2009 einen bescheidenen Jahresgewinn von 40'000 CHF.

Abbildung 12-8: Potenzielle Erträge im Jahr 2020 (mittleres Preisszenario)

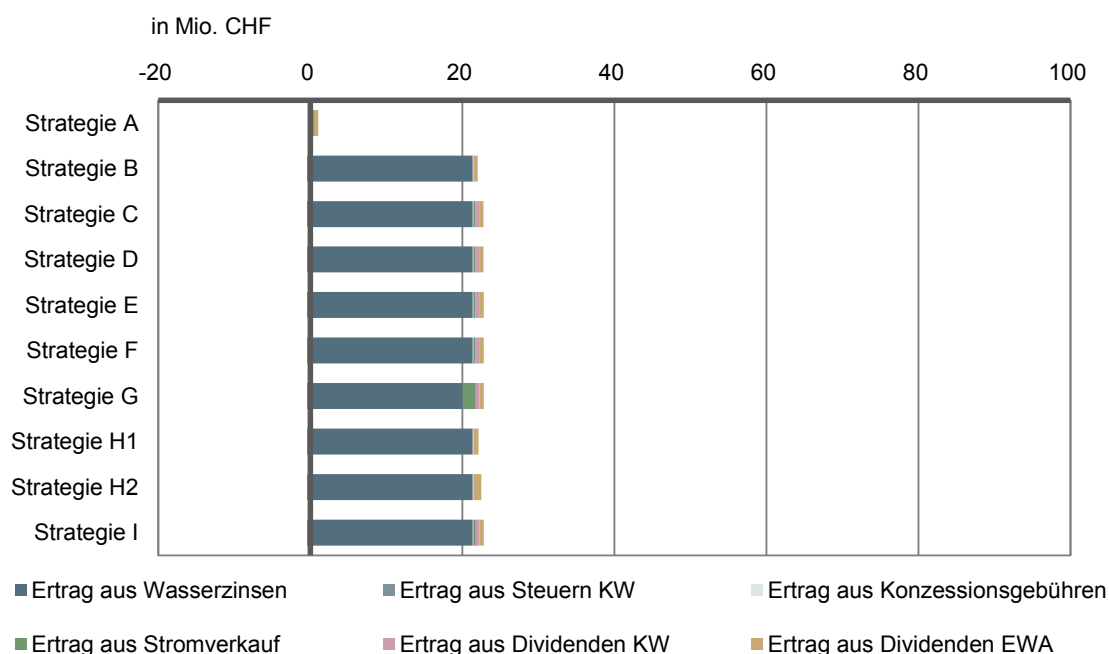


b) Potenzielle Erträge im Jahr 2025

In der Abbildung 12-9 sind die potenziellen Nettoerträge für die verschiedenen Strategien im Jahr 2025 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass nach Ablauf der Lucendro-Konzession erste, leichte Unterschiede bezüglich der Rangfolge der einzelnen Strategien festgestellt werden können. Die Strategien mit einer höheren Exposition am Strommarkt (Eigennutzung, sowie grosse Beteiligungsanteile und Energiebezugsrechte) weisen leicht höhere Erträge auf, als die übrigen Strategien. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Strategien sind allerdings noch nicht sehr deutlich. Dafür sind folgende Gründe anzuführen:

- Die mit der Lucendro-Konzession heimgefallene Energieproduktionsmenge ist vergleichsweise gering. Der Anteil beläuft sich auf 3 % der gesamten produzierten Strommenge mit Urner Wasserkraft (1'500 GWh).
- Die Strompreise liegen im mittleren Preisszenario nur knapp über den Gestehungskosten respektive bei einigen Werken mit bestehenden Beteiligungen/Energiebezugsrechten noch unter den Gestehungskosten, sodass die Erträge aus dem Stromverkauf gering sind.
- Das Kraftwerk Lucendro allein würde aber bereits im Jahr 2025 im mittleren Strompreisszenario einen Nettoertrag von 140'000 CHF aufweisen, wobei im tiefen Szenario ein Verlust von rund 420'000 CHF resultieren würde. Dabei gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass die Kalkulation basierend auf den Preisen für Grundlaststrom erfolgte. Mit dem Kraftwerk Lucendro wird jedoch vorwiegend Spitzen- und Regelenenergie produziert. Unter der Annahme, dass wie in der Vergangenheit auch in der Zukunft rund 20% höhere Erträge für Spitzenenergie erzielt werden könnten, würde auch im tiefen Szenario ein kleiner Gewinn erzielt. In diesem Sinne zeigt sich erneut, wie wichtig einerseits eine kraftwerksbezogene Umsetzung der Strategie ist und wie notwendig andererseits eine im Zeitpunkt der Entscheidung aktualisierte Wirtschaftlichkeitsanalyse ist. Eine Erhöhung der Beteiligung bzw. der Bezugsrechte muss jeweils im konkreten Einzelfall geprüft werden und ist nur angesagt, wenn aus der Gegenüberstellung der zu erwartenden Kosten und Erträge ein positives Ergebnis resultiert.

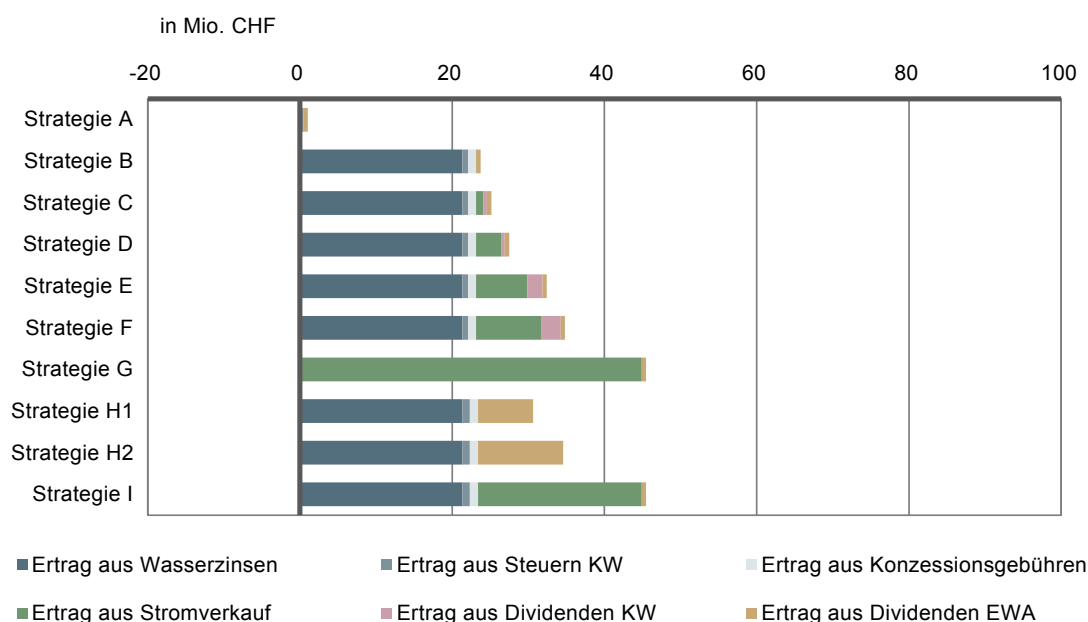
Abbildung 12-9: Potenzielle Erträge im Jahr 2025 (mittleres Preisszenario)



c) Potenzielle Erträge im Jahr 2046 (mittleres Preisszenario)

Im Jahr 2046 – nachdem sämtliche in diesen Berechnungen berücksichtigte Konzessionen heimgefallen sind – zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Strategien. Dabei werden die bereits im Jahr 2025 erkennbaren Muster verstärkt. Der Grund dafür sind insbesondere die gestiegenen Strompreise. Diese liegen im Vergleich zum Jahr 2025 deutlich über den Gestehungskosten der Kraftwerke.

Abbildung 12-10: Potenzielle Erträge im Jahr 2046 (mittleres Preisszenario)



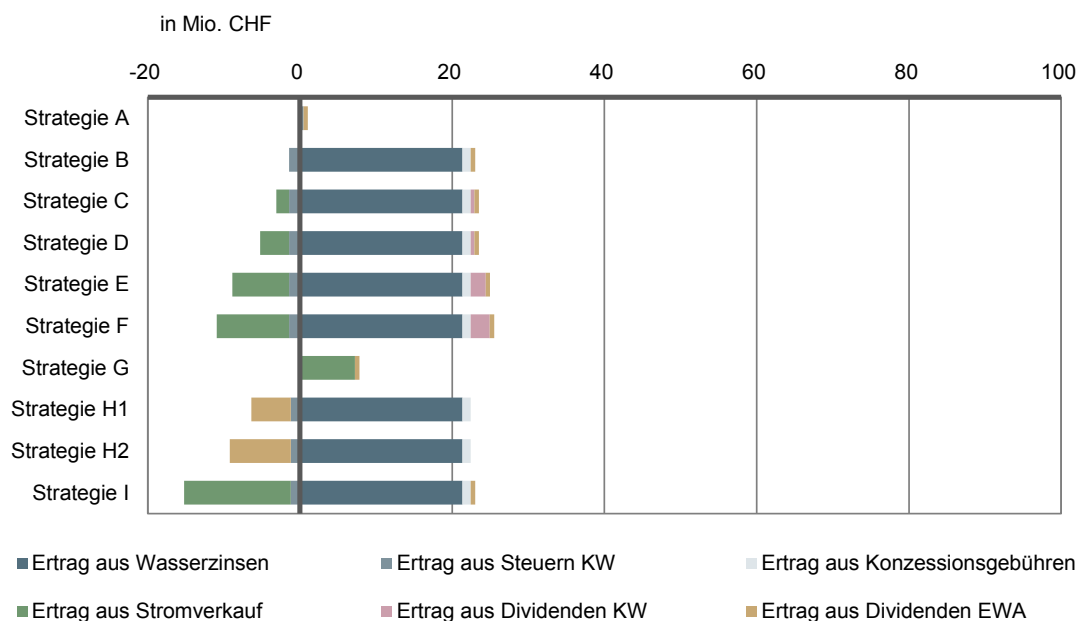
Die Abbildung 12-11 zeigt die Entwicklung für das tiefe Strompreisszenario und verdeutlicht die Risiken im Strommarkt. Diese zeigen sich an den negativen Erträgen aus dem Stromverkauf in den Strategien C bis F sowie an den negativen Dividendenerträgen des EWA. Bei der Strategie G wird aufgrund der Eigennutzung der Anlagen auf die Erhebung von Wasserzinsen verzichtet. Diese stellen für die Kraftwerke einen wesentlichen Kostenfaktor dar, der bei der Eigennutzung wegfällt. Dadurch liegen die Bruttoerlöse aus dem Stromverkauf über den Gestehungskosten, sodass ein positiver Ertrag aus dem Stromverkauf erzielt wird. Dieser ist allerdings geringer als die bei den übrigen Strategien erzielten Wasserzinseinnahmen.

Diese negativen Erträge aus dem Stromverkauf (bzw. reduzierten Erträge in der Strategie G) sind Folge davon, dass im tiefen Szenario nur beim Kraftwerk Wassen im Betrachtungszeitraum ein positiver Nettobarwert erwirtschaftet wird. Die Gewinne aus dem Kraftwerk Wassen können die bei den übrigen Kraftwerksanlagen (Amsteg, Göschenen, Bürglen und Lucendro)

entstehenden Verluste nicht kompensieren.⁵⁹ Dies verdeutlicht den Bedarf der individuellen Beurteilung der Kraftwerksanlagen zum Zeitpunkt der Umsetzung. Aus heutiger Sicht würde man, wenn die Strompreisentwicklung dem tiefen Strompreisszenario folgen würde im Jahr 2043 die Strategien mit einem stärkeren Engagement im Strommarkt nur bei den Kraftwerk Wassen und Göschenen umsetzen. Bei diesen beiden Kraftwerksanlagen könnte eine Strategie mit einem stärkeren Engagement aus rein finanzieller Sicht für den Kanton Uri gewinnbringend umgesetzt werden.

In der Strategie H1 und H2 werden die Erträge aus dem Stromverkauf mit den Wasserzinsen verrechnet. Dies führt im tiefen Preisszenario zu negativen Dividenden und entsprechendem Abbau des Eigenkapitals.

Abbildung 12-11: Potenzielle Erträge im Jahr 2046 (tiefes Preisszenario)



⁵⁹ Dabei gilt es zu beachten, dass die Erträge des Lucendro im Vergleich zu den übrigen berücksichtigten Kraftwerksanlagen konservativ gerechnet wurden. Die Konservativität der Schätzung begründet sich wie folgt: Einerseits sind die Gestehungskosten des KW Lucendro unbekannt. Daher wurde die konservative Annahme übernommen, dass diese knapp unter 5 Rp./kWh liegen. Zum Vergleich: Die Gestehungskosten des KW Wassen betragen 3.96 Rp./kWh gerechnet. Darüber hinaus wird der Ertrag des KW Lucendro konservativ geschätzt. Das KW Lucendro eignet sich zur Produktion von Spitzen- und Regelenergie. Diese Stromqualitäten erzielen im Handel höhere Erträge als der im Berechnungsmodell hinterlegte Preis für Grundlaststrom.

12.5 Auswirkungen einer Reduktion der Wasserzinsen auf das Ertragspotenzial

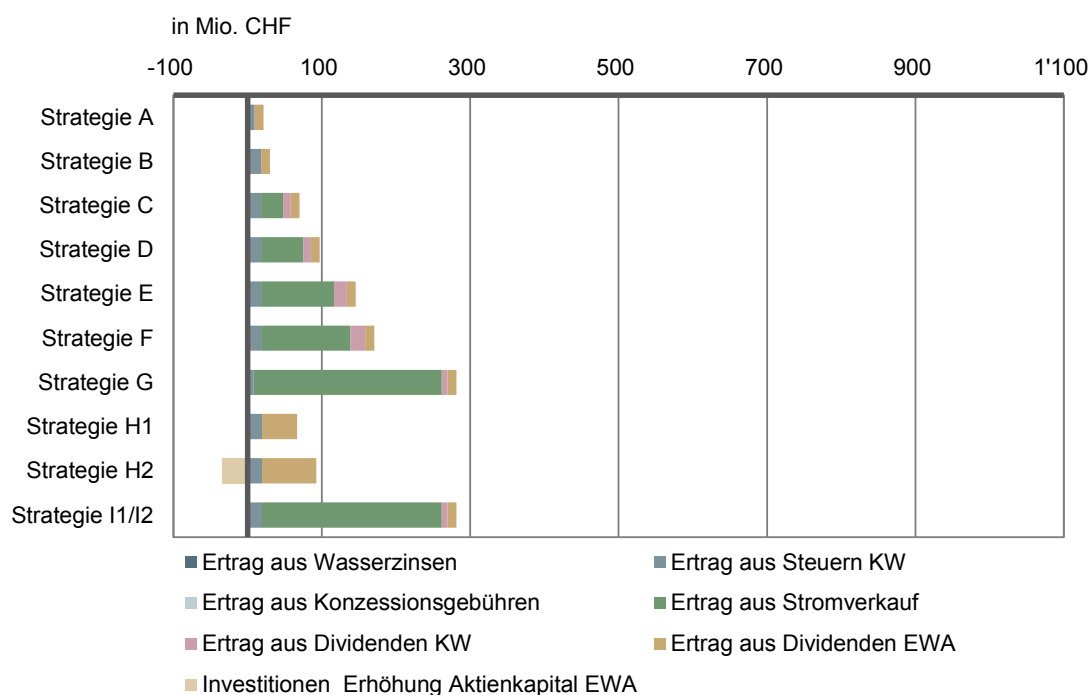
Die internationale Strompreisentwicklung führt dazu, dass die Erträge der Wasserkraftwerke seit 2008 stark zurückgegangen sind und die Rentabilität der Wasserkraftwerke in Frage gestellt ist. Dies betrifft insbesondere die neueren Anlagen, die aufgrund der noch nicht getätigten Abschreibungen höhere Gestehungskosten aufweisen. Vor diesem Hintergrund werden in der Politik Forderungen laut, die Wasserzinsen zu senken oder zumindest nicht mehr, wie vorgesehen, zu erhöhen. Die fehlende Rentabilität der Wasserkraft liegt allerdings nicht nur bei den Wasserzinsen. Vielmehr sind durch die Subventionierung von neuen erneuerbaren Energien Überkapazitäten im Markt entstanden. Gleichzeitig kann aufgrund der tiefen CO₂-Preise günstiger Kohlestrom produziert werden. Für die Problematik der Überkapazitäten und der CO₂-Besteuerung fehlt der Schweiz im europäischen Strommarkt der Handlungsspielraum. Demgegenüber kann die Schweiz mit der Gestaltung der Wasserzinsen relativ rasch die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft verändern. Ein Verzicht auf die Wasserzinsen würden die Herstellungskosten für Wasserkraft im Schnitt um ca. 20% senken. Bei Werken, die bereits grösstenteils abgeschrieben sind und daher einen tiefen Abschreibungsaufwand aufweisen, kann der Anteil der Wasserzinsen auch wesentlich höher ausfallen.

Es ist kaum zu erwarten, dass die Schweiz auf die Nutzung der Wasserkraft verzichten wird. Einerseits ist Energie aus Wasserkraft eine vergleichsweise saubere Form der Energieproduktion. Andererseits würde die Aufgabe der Wasserkraft auch den Standortkantonen der Wasserkraft nichts nützen, weil damit ebenfalls die Einnahmen aus der Wasserkraft zurückgehen würden. Insofern interessiert, welche Auswirkungen ein Wegfall der Wasserzinsen auf die Ertragssituation der einzelnen Strategien haben würde. Um dies zu simulieren, wurden in dem in diesem Abschnitt eingeführten Berechnungsmodell die Wasserzinsen in sämtlichen Strategien auf 0 gesetzt. Dies führt dazu, dass sich die Gestehungskosten der Wasserkraftanlagen um den Betrag des Wasserzinses reduzieren. Der Vergleich der Situation ohne Wasserzinsen (Abbildung 12-12) mit der Situation mit Wasserzinsen (Abbildung 12-5) zeigt folgendes:

- Da in der Strategie A so oder so ein Abbau der Wasserzinsen vorgesehen ist, ist der Nettobarwert in beiden Strategien gleich hoch.
- Am stärksten (-444 Mio. CHF) verringern sich die Nettobarwerte bei der Strategie B., weil die Strategie B als einzige Einnahmequelle massgeblich auf die Wasserzinsen setzt. Da auf Beteiligungen an Kraftwerksanlagen verzichtet wird, können die fehlenden Wasserzeins-einnahmen nicht durch zusätzliche Erträge aus dem Stromverkauf kompensiert werden. Dies gilt selbstverständlich nur solange, wie der Strommarktpreise tatsächlich die Stromgestehungskosten ohne Wasserzinsen decken
- Entsprechend verringern sich die Nettobarwerte bei den übrigen Strategien im Verhältnis zu ihrer Beteiligung an der Stromproduktion aus Wasserkraft. Am tiefsten ist die Reduktion aufgrund der fehlenden Wasserzinsen bei den Strategien G und I. Diese Strategien vermögen der Verlust an Wasserzinsen langfristig am besten zu kompensieren, da ab 2045 sämtliche grossen Kraftwerksanlagen bei diesen Strategien im Eigentum der öffentlichen Hand wären. Dennoch resultiert ein um rund 309 Mio. CHF geringerer Nettobarwert. Der Grund dafür ist, dass der Einnahmenverlust aus den wegfallenden Wasserzinsen bis zum Heimfall

der grossen Wasserrechtskonzessionen andauert. In der verbleibenden Betrachtungsperiode kann dieser Rückgang nicht oder nur im geringem Ausmass durch die Mehrerträge aus dem Stromverkauf (infolge der höheren Beteiligung oder Eigennutzung Uri) kompensiert werden.

Abbildung 12-12: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 nach Strategie ohne Wasserzinsen



12.6 Fazit zu den finanziellen Ergebnissen

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der finanziellen Bewertung der Strategien können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Ergebnisse hängen zentral von der Entwicklung der Strompreise ab. Deren Entwicklung lässt sich im heutigen Zeitpunkt nur mit grossen Unsicherheiten prognostizieren. Entsprechend gross ist auch die Bandbreite der finanziellen Ergebnisse. Eine höheres Engagement des Kantons Uri bei der Stromproduktion öffnet ein beachtliches Ertragspotenzial, beinhaltet aber auch ein nicht zu unterschätzendes Risiko. Klar ist aber auch, dass die alleinige Fokussierung auf den Wasserzins ebenfalls mit Risiken behaftet ist.
- Der Handlungsspielraum für die Umsetzung der einzelnen Strategien unterscheidet sich für die einzelnen Kraftwerke im Zeitverlauf:
 - Für das Kraftwerk Lucendro steht der Umsetzungsentscheid bereits im Jahr 2024 an. Beim Kraftwerk Lucendro zeigen sich für das mittlere und das hohe Strompreisszenario zu diesem Zeitpunkt bereits positive finanzielle Ergebnisse. Entsprechend interessant ist es für den Kanton Uri, aus finanzieller Sicht sich einen möglichst grossen Anteil an

der im Kraftwerk Lucendro produzierten Energie zu sichern. Die Analyse zeigt allerdings auch die finanziellen Risiken, die mit einem höheren Engagement verbunden sein können. Im Jahr 2024 würde im tiefen Strompreisszenario noch ein Jahresverlust von rund 420'000 CHF resultieren.

- Bei den anderen Kraftwerken stehen die grossen Umsetzungsentscheide erst im Jahr 2043 (Amsteg, Göschenen, Wassen) sowie 2045 (Bürglen) an. Gemäss den aktuellen Abschätzungen sind für sämtliche Werke zu diesem Zeitpunkt unter Anwendung des mittleren Strompreisszenarios positive Ergebnisse zu erwarten. Im Hinblick auf den konkreten Umsetzungsentscheid müsste auf jeden Fall zum Zeitpunkt des Umsetzungsentscheids eine kraftwerkspezifische Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt werden.
- Über die gesamte Zeitperiode von 2015 – 2085 betrachtet zeigt sich aus heutiger Sicht, dass die Strategien, die ein grösseres Engagement des Kantons Uri im Strommarkt vorsehen, ein interessantes Einnahmenpotenzial für Uri darstellen. Dies ist für einzelne Anlagen (Göschenen, Wassen) selbst dann der Fall, wenn die Strommarktpreise ausgehend vom heutigen Strompreisniveau nur geringfügig steigen würden.
- Bei einer Reduktion der Ansätze der Wasserzinsen auf Bundesebene würde sich an der Reihenfolge der Strategien grundsätzlich nichts ändern. Je höher die Beteiligung, umso besser könnten die Einnahmenverluste aus den Wasserzinsen kompensiert werden. Dies gilt allerdings nur solange die Gestehungskosten abzüglich der Wasserzinsen unter den Strommarktpreisen liegen.

13 Anhang B: Finanzielle Bewertung der Handlungsoptionen am Lucendro

13.1 Bewertung der Nord- und der Südaleitung ohne Ausbauten

13.1.1 Bewertungsansatz

Ziel der finanziellen Bewertung der Handlungsoptionen am Kraftwerk Lucendro ist ein einfacher Vergleich zwischen den finanziellen Erträgen der Nord- und Südaleitung. Für die Bestimmung der wirtschaftlicheren Variante sind in dieser Untersuchungsphase einzig die Gröszenordnungen relevant. Daher werden für die Berechnungen verschiedenen Vereinfachungen vorgenommen. Für die Bewertung der Energieproduktion der Nord- und der Südaleitung wird wie bei der finanziellen Bewertung der möglichen Eignerstrategien (vgl. Anhang A [Kapitel 12]) ein Market-to-Market-Modell verwendet. Analog der finanziellen Bewertung der Eignerstrategien wird auch für die Bewertung der Nord- und der Südaleitung ein Untersuchungszeitraum zwischen 2015 und 2085 berücksichtigt.

Die für die Bewertung notwendigen Grundlagen sind im nachfolgenden Abschnitt 13.1.2 dargestellt. Im Kapitel 13.1.3 wird ganz zum Abschluss ein Fazit zu den einzelnen Varianten gezogen.

13.1.2 Bewertungsgrundlagen

Für die Berechnungen sind im Prinzip drei Schritte notwendig:

- Bestimmung der Energieproduktion mit dem Lucendro-Wasser
- Bestimmung des Ertrags aus der produzierten Energie
- Bestimmung der Gestehungskosten für die Energieproduktion

a) Energieproduktion mit Lucendro-Wasser

Die konzedierte Wassermenge des Kantons Uri für das Kraftwerk Lucendro beträgt $0.85\text{m}^3/\text{s}$.⁶⁰ Die Abbildung 13-1 zeigt die für die Berechnung der Energieproduktion mit Lucendro-Wasser benötigten Annahmen. Um die Energieproduktion zu berechnen muss zuerst die Nettoleistung, die mit Lucendro-Wasser produziert werden kann, bestimmt werden. Dazu wird die Nettofallhöhe (Bruttofallhöhe abzüglich Fliesswegbedingtem Fallhöhenverlust [0.4% des Fliesswegs])

⁶⁰ Vgl. Wasserrechtsverleihung des Kantons Uri vom 12. März 1942 an die Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität (Atel).

mit der konzidierten Wassermenge und einer Konstante für die Dichte, die Erdbeschleunigung und dem Wirkungsgrad (8.12) multipliziert.⁶¹

Die Abbildung zeigt, dass aufgrund der topografischen Gegebenheiten und dem Ausbaustandard auf der Südaleitung mit dem Lucendro-Wasser eine grössere Energieproduktion erzielt werden kann, als wenn das Wasser Richtung Norden abgeleitet würde.⁶² Bei dieser Betrachtung ist noch nicht berücksichtigt, dass die Nordableitung gar nicht auf die zusätzliche Wassermenge ausgelegt ist, sodass nicht die gesamte Wassermenge turbinieren werden könnte. Dieser Aspekt wurde im Sinne der Vereinfachung der Berechnung nicht weiter geprüft.

Abbildung 13-1: Annahmen zur Nordableitung ohne Ausbauten

Kraftwerke	Bruttofallhöhe in m	Fließweg in m	Fallhöhenverlust in m	Nettofallhöhe in m	Netto-Leistung mit Lucendro Wasser in MW	Energieproduktion mit Lucendro Wasser in GWh
Nordableitung	1'075	19'805	79	996	6.9	60.2
KW Hospental	158	2'220	9	149	1.0	9.0
KW Göschenen (Andermatt)	341	2'800	11	330	2.3	19.9
KW Wassen	279	6'925	28	251	1.7	15.2
KW Amsteg	297	7'860	31	266	1.8	16.1
Südaleitung	1'766	32'950	132	1'634	11.3	98.8
KW Lucendro	1'002	7'050	28	973	6.7	58.8
KW Stalvedro	134	4'400	18	116	0.8	7.0
KW Piottino	330	9'500	38	292	2.0	17.7
KW Biascina	300	12'000	48	252	1.7	15.2

b) Ertrag aus der Stromproduktion

Die Berechnungsmethode für den Ertrag aus der Stromproduktion ist die gleiche wie bei der Bestimmung des Ertrages aus der Wasserkraftnutzung im Rahmen der finanziellen Bewertung der Eignerstrategien (vgl. Anhang A [Kapitel 12]). Ausgangspunkt für die Modellierung bildet der durchschnittliche Strompreis, der von der Kraftwerksanlage im heutigen Marktumfeld und der prognostizierten Strompreisentwicklung (vgl. Abschnitt Abbildung 12-2, S. 103) erzielt werden kann. Die Ausgangswerte sind in der Abbildung 13-2 dargestellt. Sie beziehen sich auf die Produktion von günstigem Grundlaststrom. Da mit den Kraftwerksanlagen auch ein gewisser Anteil teurere Spitzenenergie produziert wird, wird entsprechend unterschätzt.

⁶¹ Für die Berechnungen werden Angaben verwendet aus der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz und dem Bericht der IUB zur Wasserkraftnutzung am Gotthard (vgl. IUB 2010, Wasserkraftnutzung am Gotthard. Analyse und Beurteilungen, S. 15ff.

⁶² Vgl. dazu auch das Höhenprofil in Abbildung 9-3, S. 84

Abbildung 13-2: Durchschnittlich erzielter Strompreis pro Jahr

Kraftwerke Nordableitung	Strompreis pro kWh in Rp./kWh	Kraftwerke Südableitung	Strompreis pro kWh in Rp./kWh
KW Hospental	4.90	KW Lucendro	5.51
KW Göschenen (Andermatt)	4.92	KW Stalvedro	5.13
KW Wassen	5.04	KW Piottino	5.16
KW Amsteg	5.01	KW Biascina	5.09
Total	4.97		5.35

Die Abbildung zeigt, dass die von den Kraftwerksanlagen auf der Ticino-Kaskade realisierten Strompreise höher geschätzt werden als auf der Reuss-Kaskade. Der Grund dafür ist, dass auf der Ticino-Kaskade mehr Strom im Winter produziert werden kann. Im Winter sind die Strompreise tendenziell höher als im Sommer. Dieser Vorteil hängt unmittelbar mit den Speicherkapazitäten des Lucendro-Stausees zusammen, die sich über die gesamte Ticino-Kaskade auswirken.

c) Gestehungskosten der Stromproduktion

Die Gestehungskosten der Stromproduktion sind für diejenigen Werke bekannt, an denen der Kanton Uri beteiligt ist. Für die übrigen Kraftwerksanlagen wurden Annahmen getroffen (KW Hospental sowie die Kraftwerksanlagen der Ticino-Kaskade). Die entsprechenden Werte sind in der Abbildung 13-3 dargestellt.

Abbildung 13-3: Gestehungskosten der Stromproduktion

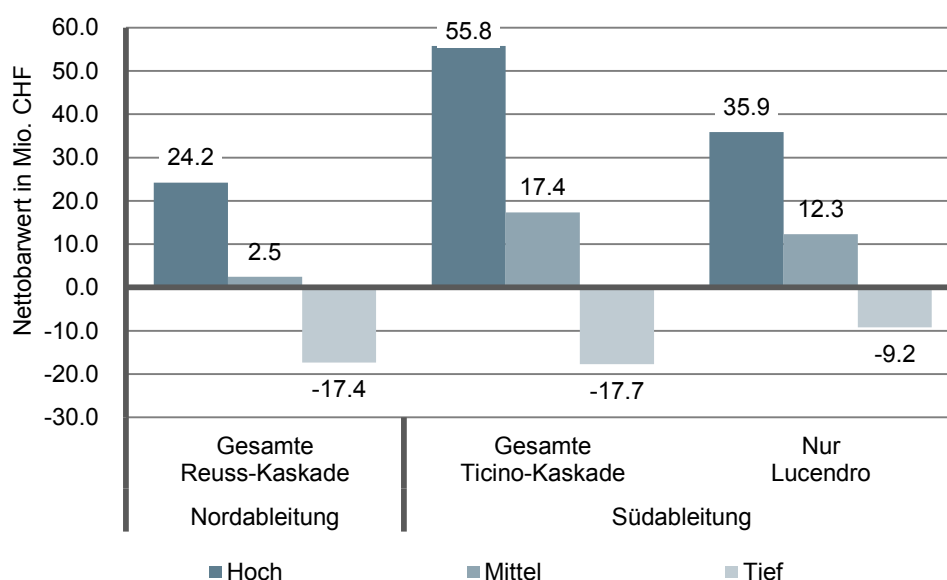
Kraftwerke Nordableitung	Gestehungs- kosten in Rp./kWh	Kraftwerke Südableitung	Gestehungs- kosten in Rp./kWh
KW Hospental	3.5*	KW Lucendro	4.8*
KW Göschenen (Andermatt)	5.2	KW Stalvedro	4.8*
KW Wassen	4.0	KW Piottino	4.8*
KW Amsteg	6.8	KW Biascina	4.8*
Total	5.1		4.8

* Annahmen

13.1.3 Fazit zu den finanziellen Ergebnissen

Das finanzielle Ergebnis zeigt, dass mit der Süableitung unter den bestehenden Rahmenbedingungen und den getroffenen Berechnungsannahmen ein finanziell besseres Ergebnis erzielt werden kann. Das bedeutet allerdings nicht, dass das Wasser auf der nördlichen Gefässstrecke nicht auch spürbar genutzt werden könnte. Der Grund für das schlechtere Abschneiden der Nordableitung ist, dass bei in der Grössenordnung vergleichbaren Gesteungskosten auf der Ticino-Kaskade (Süableitung) eine grössere Höhendifferenz genutzt werden kann. Das Kraftwerk Lucendro nutzt alleine ein Gefälle von 970m. Dies entspricht fast der gesamten ausgebauten Nettofallhöhe der Reusskaskade (995m).

Abbildung 13-4: Finanzielle Ergebnisse der Nord- und der Süableitung: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085



Die Abbildung zeigt, dass im tiefen Strompreisszenario ein negatives Ergebnis beim Kraftwerk Lucendro resultiert. Hierzu ist anzufügen, dass der Ertrag aus dem Stromverkauf beim Kraftwerk Lucendro in der Tendenz unterschätzt wird. Die Berechnungen stützten sich auf die Tarife für Grundlaststrom ab. Mit den Speicherkapazitäten des Lucendro-Stausees können aber auch Spitzenlaststrom und Regenergie für die Sicherstellung der Netzstabilität produziert werden. Die Tarife für Spitzenlaststrom und Regenergie waren in der Vergangenheit rund 20% höher als die Preise für Grundlaststrom (vgl. Abschnitt 12.2.1, S. 100). Würden diese um 20% höheren Strommarktpreise für die Berechnungen verwendet, würde beim Kraftwerk Lucendro auch im tiefen Szenario ein leicht positiver Nettobarwert resultieren.

13.2 Bewertung des Ausbaus der Nordableitung

13.2.1 Einleitende Bemerkungen und Bewertungsansatz

Die Ergebnisse des Vergleich zwischen der Nord und der Süddableitung haben gezeigt, dass die Nordableitung im Vergleich zur Süddableitung weniger wirtschaftlich ist. Der Vergleich geht allerdings von den bestehenden Kraftwerksanlagen aus und berücksichtigt die Möglichkeiten für die Steigerung der Qualität und der Menge der produzierten Energie auf der Reuss-Kaskade nicht. In diesem Abschnitt soll folglich beurteilt werden, ob sich der Ausbau der Reusskaskade und die Nordableitung für den Kanton Uri wirtschaftlich lohnen würde.

Die Grundlagen für den Ausbau der Nordnutzung wurden im Jahr 1997 erarbeitet.⁶³ Der Ausbau des Lucendro-Stausees war in den Varianten der Stossrichtung „Erhöhung der Speicherkapazität mit Beseitigung des Leistungsengpasses“ vorgesehen. Im Rahmen einer groben Wirtschaftlichkeitsrechnung soll geprüft werden, ob sich ein Ausbau der Reuss-Kaskade unter Einbezug des Lucendro-Stausee lohnen würde. Dazu werden die Ausbauvarianten, die den Lucendro-Stausee miteinbeziehen mit der Referenzvariante verglichen. Dabei wird der Einfachheit halber ausgeklammert, dass die Fassung der Mutenreuss und die Überleitung in den Göscheneralpsee mit dem Bau des KW Realp II nicht mehr möglich ist. Insgesamt können 6 relevante Ausbauvarianten unterschieden werden.⁶⁴

Für die Bewertung der Energieproduktion einzelnen Varianten wird, wie bei der finanziellen Bewertung der möglichen Eignerstrategien (vgl. Anhang A [Kapitel 12]) ein Market-to-Market-Modell verwendet. Um eine Konzessionsdauer von 80 Jahren zu simulieren, wird ein Untersuchungszeitraum zwischen 2015 und 2095 angenommen. Dabei wird davon ausgegangen, dass sämtliche Investitionen im 1. Betriebsjahr anfallen. Die den Berechnungen unterliegenden Annahmen werden im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

13.2.2 Bewertungsgrundlagen

Als Grundlage für die Bewertung werden folgende Angaben benötigt:

- Investitionskosten für die einzelnen Varianten
- Energieproduktion in GWh
- Strompreise 2012/2013 in Rp./kWh
- Gestehungskosten in Rp./kWh

⁶³ Auf eine Aktualisierung der Grundlagen und eine Überprüfung der möglichen Ausbauvarianten wurde verzichtet, weil die Bewertung basierend auf den bisherigen Grundlagen deutlich zeigt, dass eine Nordableitung zum jetzigen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich ist.

⁶⁴ Vgl. für eine Beschreibung der Varianten den Bericht der Technischen Kommission. Baudirektion Uri (1997), Wasserkraftnutzungskonzept Uri. Phase II – Feinkonzept.

a) Investitionskosten

Die Investitionskosten basieren auf den Angaben im Bericht der technischen Kommission. Die im Jahr 1997 geschätzten Investitionskosten wurden anhand des Baukostenindexes auf das Jahr 2014 hochgerechnet. Gemäss Baukostenindex sind die Baukosten in der Zentralschweiz 24.7% höher als im Jahr 1998. Zahlen von früher sind nicht direkt verfügbar und es wurde aufgrund des groben Charakters der Abschätzung darauf verzichtet, diese detailliert abzuklären. Je nach Variante belaufen sich die Investitionskosten bezogen auf Preise des Jahres 2014 auf 2.5 bis 3.2 Mrd. CHF (vgl. Abbildung 13-5). Für die Herstellung des Referenzzustands im Jahr 2015 werden knapp 50 Mio. CHF veranschlagt.

Abbildung 13-5: Investitionskosten in Mio. CHF

	Variante 7	Variante 8	Variante 9	Variante 10	Variante 11	Variante 12	Referenzvariante
Investitionskosten in Mio. CHF	2'686	3'221	2'685	2'584	2'518	3'053	50

b) Energieproduktion

Die Angaben zur jährlichen Energieproduktion stammen ebenfalls aus dem Bericht der Technischen Kommission. Die Produktionsmengen werden differenziert nach Winter-, Sommer- und Übergangsperiode ausgewiesen und in der nachfolgenden Abbildung 13-6 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass der Ausbau der Reuss-Kaskade im Vergleich zur Referenzvariante eine Steigerung der Energieproduktion von 1'150 GWh/a auf bis 1'365 GWh/a erlaubt. Neben der Produktionssteigerung ermöglichen die zusätzlichen Speicherkapazitäten eine Verlagerung der Stromproduktion in den Winter, wo die Energie i.d.R. zu höheren Strommarktpreisen verkauft werden kann.

Für die Pumpspeicherkraftwerke wird ebenfalls Energie benötigt. Der Pumpenergiebedarf wird auf 90 GWh/a bis 122.9 GWh/a geschätzt. Die Aufwendungen für die Pumpenergie müssen grundsätzlich von den Erträgen aus der Stromproduktion abgezogen werden. Um die Berechnung zu vereinfachen, wird im Sinne der groben Schätzung bereits die Energieproduktion korrigiert. Dazu wird der Anteil Pumpenergie entsprechend dem Verhältnis zwischen Grundlast- und Spitzenstrom abgezogen.⁶⁵ Als Ergebnis resultiert die Energieproduktion abzüglich Pumpenergie, die für die Ermittlung des Ertrags aus der Wasserkraftnutzung verwendet wird.

⁶⁵ Im Jahr 2012 waren die Kosten für Spitzenenergie 14% teurer als Grundlaststrom. Grundlastenergie ist folglich rund 12% weniger wert als Spitzenenergie. Daher werden nur 87% der Pumpenergie berücksichtigt und von der Energieproduktion des Kraftwerks abgezogen.

Abbildung 13-6: Energieproduktion in GWh/a

	Variante 7	Variante 8	Variante 9	Variante 10	Variante 11	Variante 12	Referenz-variante
Energieproduktion in GWh/a	1'365	1'382	1'363	1'335	1'333	1'351	1'150
Winter	371	385	372	363	364	377	199
Übergangsperiode	401	408	401	403	400	412	319
Sommer	593	590	590	568	568	562	632
Energieproduktion abzüglich Pumpenergie in GWh/a	1'286	1'275	1'286	1'293	1'291	1'281	1'150

c) Strompreise und Ertrag pro kWh

Die Berechnungsmethode für den Ertrag aus der Stromproduktion pro kWh ist die gleiche wie bei der Bestimmung des Ertrages aus der Wasserkraftnutzung im Rahmen der finanziellen Bewertung der Eignerstrategien (vgl. Anhang A [Kapitel 12]). Ausgangspunkt für die Modellierung bildet die Stromproduktion differenziert nach den Produktionsperioden sowie nach den in diesen Perioden geltenden Strommarktpreisen. Verwendet wurden die Monatsdurchschnittspreise des Jahres 2012/2013. Der so ermittelte durchschnittliche Ertrag pro kWh (vgl. Abbildung 13-2) wird anschliessend anhand der erwarteten Strompreisentwicklung in die Zukunft fortgeschrieben.

Abbildung 13-7: Ertrag pro kWh

	Variante 7	Variante 8	Variante 9	Variante 10	Variante 11	Variante 12	Referenz-variante
Durchschnittlicher Ertrag pro kWh in Rp./kWh	5.21	5.22	5.21	5.22	5.22	5.23	5.07

d) Gestehungskosten

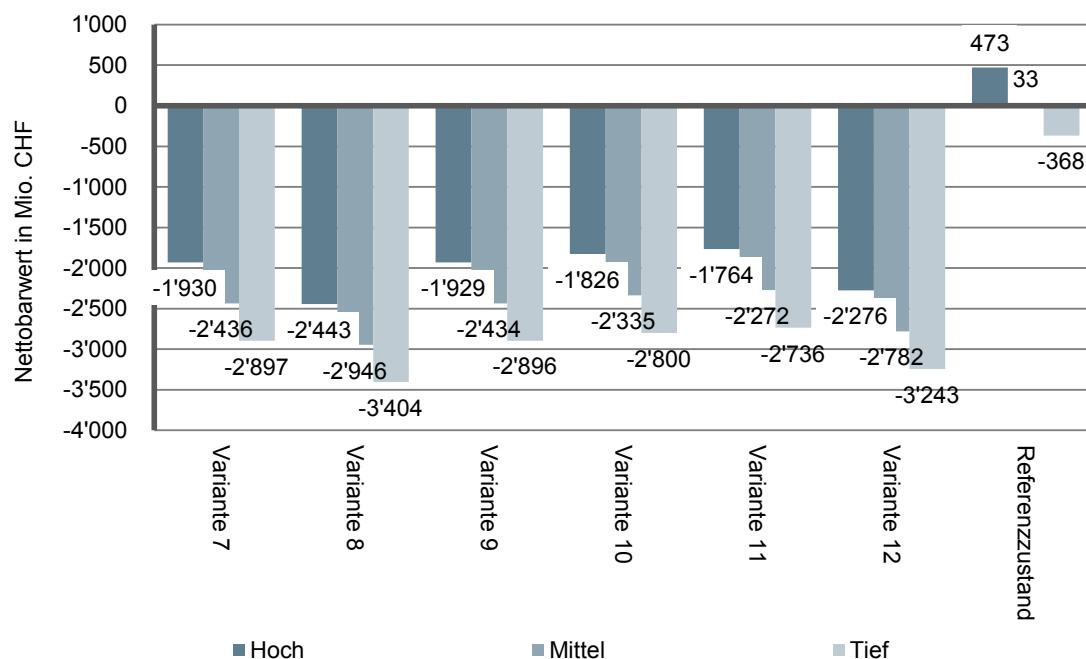
Es werden dieselben Gestehungskosten verwendet, wie sie für die gesamte Reuss-kaskade ermittelt wurden (vgl. Abbildung 13-3). Sie betragen 5.1 Rp./kWh. Dabei wurde angenommen, dass sich die Gestehungskosten durch die Ausbauten, abgesehen von den mit den Investitionen verbundenen Abschreibungsaufwand und Kapitalkosten, nicht verändern würden.⁶⁶

⁶⁶ Der Abschreibungsaufwand und die Kapitalkosten müssen in den Gestehungskosten nicht explizit berücksichtigt werden, da sie bereits über die Investitionen und den Diskontierungssatz in die Nettobarwertberechnung einfließen.

13.3 Ergebnis der Bewertung

Das Ergebnis der Beurteilung ist eindeutig. Die Nettobarwertbetrachtung über 80 Jahre zeigt, dass ein Ausbau der Reuss-Kaskade zum jetzigen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich ist. Der Grund dafür sind die tiefen Strommarktpreise und die geringe Differenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrom. Damit sich der Ausbau finanziell rechnen würde, müsste ein durchschnittlicher Ertrag von über 10 Rp./kWh erzielt werden können.

Abbildung 13-8: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2095 für die verschiedenen Ausbauvarianten und den Referenzzustand



14 Anhang C: Vertiefung der Risikobetrachtung

Die Aktualisierung der Eignerstrategien zeigt, dass die beiden Strategien F und G für die zukünftige Ausrichtung im Vordergrund stehen. Sowohl die Strategie F (Bezugsrechte > 51% mit allfälliger Mehrheitsbeteiligung) wie auch die Strategie G (Eigennutzung) würden gegenüber der heutigen Situation ein vermehrtes finanzielles Engagement im Rahmen der Kraftwerkinvestitionen erfordern. Mit dem Engagement ergeben sich einerseits wesentlich höhere Ertragsmöglichkeiten, andererseits vergrössern sich aber auch die potenziellen Risiken. Im Rahmen der Aktualisierung der Eignerstrategie wurde diesen Risikoüberlegungen Rechnung getragen, indem die „Minimierung der finanziellen Risiken“ explizit als Kriterium in die Bewertung der Strategien eingeflossen ist.

Können mit einer geschickten Wahl der Eignerstrategie die zukünftigen Erträge aus der Wasserkraftnutzung gesteigert werden, so ist dies für Uri sehr bedeutsam. Aktuell belaufen sich die Erträge aus der Wasserkraft auf gut einen Viertel der gesamten Steuererträge. Aufgrund der Kleinheit des Kantons können aber auch Verlustrisiken an die Substanz gehen, ist doch das finanzielle „Polster“ des Kantons eng beschränkt. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die Risikobetrachtung im Rahmen dieses Anhangs zu vertiefen. Hierzu wird wie folgt vorgegangen:

- Im folgenden Abschnitt 14.1 wird untersucht, ob und wenn ja, wie sich die Rangfolge der Strategien verändern würde, wenn der „Minimierung der finanziellen Risiken“ eine noch höhere Gewichtung gegeben wird als dies bereits in der Grundanalyse der Fall ist.
- In Abschnitt 14.2 wird die Frage beleuchtet, wie die Risikoexposition der im Vordergrund stehenden Strategien F und G zu beurteilen ist, wenn die Höhe des Wasserzinses unter Druck geraten würde.
- Im abschliessenden Abschnitt 14.3 werden die Erkenntnisse aus der Vertiefung der Risikobetrachtung zusammengefasst.

14.1 Höhere Gewichtung der finanziellen Risiken

Die Gewichtung der Ziele und Kriterien zur Beurteilung der Strategien im Haupttext wurden von der EPU festgelegt.⁶⁷ Das Hauptgewicht der gesamten Beurteilung liegt gemäss der Festlegung der EPU auf dem Zielbereich „Finanzen“, sie werden mit einer Gewichtung von 50% berücksichtigt.⁶⁸ Innerhalb des Finanzbereichs dominieren die Teilkriterien „Erträge maximieren“ mit einer Gewichtung von 50% und „Finanzielle Risiken minimieren“ mit 30%.⁶⁹

⁶⁷ Vgl. für eine vollständige Darstellung des Zielsystems die Abbildung 4-5 auf S. 50.

⁶⁸ Die drei weiteren Zielbereiche mit einer deutlich kleineren Gewichtung sind: Wettbewerbs- und Ordnungspolitik (20%), Energie und Umwelt (20%) und Volkswirtschaft (10%).

⁶⁹ Die zwei weiteren Teilkriterien innerhalb des Finanzbereichs sind „Kontinuität der Einnahmen sichern (5%)“ sowie „Technische und operative Risiken minimieren (15%)“.

Im Sinne einer Sensitivitätsanalyse wird nachstehend geprüft, wie sich die Bewertung bzw. Rangfolge der Eignerstrategien ändern würde, wenn das Teilkriterium „Finanzielle Risiken minimieren“ zulasten des Teilkriteriums „Erträge maximieren“ ein höheres Gewicht erhält. Diese Analyse soll insbesondere aufzeigen, ob und wenn ja ab bei welcher Änderung in der Gewichtung die Reihenfolge der Strategien kippen würde. Hierzu wird, wie in Abbildung 14-1 aufgezeigt, das Gewicht des Teilkriteriums „Finanzielle Risiken minimieren“ in mehreren Stufen erhöht, von 30% gemäss Festlegung EPU über 40% und 45% bis 50%.

Abbildung 14-1: Annahmen für die Sensitivitätsanalyse der Risikogewichtung

Teilkriterium	Gewichtung gemäss Festlegung EPU	Gewichtung für Sensitivitätsanalyse I	Gewichtung für Sensitivitätsanalyse II	Gewichtung für Sensitivitätsanalyse III
Erträge maximieren	50%	40%	35%	30%
Finanzielle Risiken minimieren	30%	40%	45%	50%

In der folgenden Abbildung 14-2 werden die Beurteilungsergebnisse für die 11 untersuchten Strategien je nach der gewählten Gewichtung für das Teilkriterium „Finanzielle Risiken minimieren“ zusammengefasst. Rot hinterlegt sind in den Spalten jeweils jene Strategien, die am besten oder zweitbesten bewertet werden. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt interpretieren:

- Unabhängig davon, ob die Risiken oder die Maximierung der Erträge stärker gewichtet wird, ist die Strategie F („Mehrheitsbeteiligung“) immer im Spitzenduo vertreten.
- Die Strategie G („Eigennutzung“), die grössere finanzielle Risiken aufweist als die Strategie F, verbleibt auch dann im Spitzenduo, wenn das Kriterium „finanziellen Risiken minimieren“ gleich (vgl. Sensitivitätsanalyse I) oder leicht stärker (vgl. Sensitivitätsanalyse II) gewichtet wird als das Kriterium „Erträge maximieren“. Erst wenn die Gewichtung der beiden Teilkriterien vollständig getauscht wird (vgl. Sensitivitätsanalyse III) ist die Strategie G nicht mehr im Spitzenduo vertreten.

Abbildung 14-2: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse

	ursprüngliche Gewichtung (Erträge Maximieren: 50% / Risiken minimieren: 30%)		Sensitivitäts-analyse I (Erträge Maximieren: 40% / Risiken minimieren: 40%)		Sensitivitäts-analyse II (Erträge Maximieren: 35% / Risiken minimieren: 45%)		Sensitivitäts-analyse III (Erträge Maximieren: 30% / Risiken minimieren: 50%)	
	Gesamt-total	Rang	Gesamt-total	Rang	Gesamt-total	Rang	Gesamt-total	Rang
Strategie A keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Abbau Abgaben	-0.68	11	-0.48	11	-0.38	11	-0.28	11
Strategie B keine Bezugsrechte, keine Beteiligung, Erhöhung Abgaben	-0.16	10	-0.06	10	-0.01	8	0.04	6
Strategie C Bezugsrechte und Beteiligung wie heute, Erhöhung Abgaben	0.22	8	0.17	7	0.14	5	0.12	3
Strategie D Erhöhung Bezugsrechte auf 20% ohne Erhöhung Beteiligung	0.32	7	0.23	5	0.18	3	0.14	2
Strategie E Erhöhung Bezugsrechte (30-49%) mit evtl. Minderheitsbeteiligung	0.32	6	0.17	6	0.09	7	0.01	7
Strategie F Erhöhung Bezugsrechte (>51%), allenfalls mit Mehrheitsbeteiligung	0.57	2	0.40	1	0.32	1	0.24	1
Strategie G Eigennutzung	0.58	1	0.33	2	0.21	2	0.08	4
Strategie H1 Erhöhung Beteiligung EWA < 50% / Rückzug aus Beteiligungen an KW	0.12	9	-0.03	9	-0.11	10	-0.18	10
Strategie H2 Erhöhung Beteiligung EWA > 50% / Rückzug aus Beteiligungen an KW	0.47	4	0.26	3	0.15	4	0.04	5
Strategie I1 Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft zur Produktion und Verwertung von Strom aus Wasserkraft	0.48	3	0.23	4	0.11	6	-0.02	8
Strategie I2 Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft aktiv in sämtlichen Bereichen des Strommarktes	0.44	5	0.14	8	-0.01	9	-0.16	9

14.2 Risikoexposition bei erodierenden Wasserzinsen

14.2.1 Zukunft der Wasserzinsen⁷⁰

Mit dem starken Rückgang der Strompreise seit 2008 hat sich in jüngster Vergangenheit der Druck auf die Wasserzinsen erhöht. Um die Konkurrenzfähigkeit der Stromproduktion aus der Wasserkraft gegenüber der teilweise im Ausland massiv subventionierten neuen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind) stärken zu können, werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert:

- Substituierung des Wasserzins durch einen Wasserrappen: Eine Vertretung aus der Strombranche hat den Vorschlag eingebracht, auf den Wasserzins zwar nicht gänzlich zu verzichten, diesen aber durch einen Wasserrappen zu ergänzen oder substituieren. Dieser würde auf der Stromrechnung ausgewiesen und wäre von den Endverbrauchern zu bezahlen. Mit der Lösung wird angestrebt, eine Lastenverschiebung weg von den Energieproduzenten hin zu den Konsumenten durchzusetzen. Weil der Wasserrappen nur bei den Stromkonsumenten in der Schweiz erhoben werden könnte, bestehen Zweifel, ob sich für die Gebirgskantone das gleiche Einnahmenvolumen wie bei den heutigen Wasserzinsen generieren liesse.
- Verzicht auf die Ausschöpfung des per Anfang 2015 erhöhten Wasserzinsmaximums: Einzelne Kraftwerksbetreiber versuchen, bei der konzessionserteilende Behörde zu erreichen, dass diese freiwillig von der vollen Ausschöpfung des Wasserzinsmaximums absehen.
- Senkung und/oder Flexibilisierung der Wasserzinsmaxima: Die von der UREK-N eingereichte Motion beauftragt den Bundesrat, die Wasserzinsregelung nach 2019 unter Berücksichtigung der konkreten Lage der Wasserkraftwerke zügig an die Hand zu nehmen. Der Bundesrat beantragt die Annahme der Motion. In ersten Gesprächen der Energiewirtschaft und teilweise der Kantone wird eine Flexibilisierung angesprochen, die in einen Zusammenhang mit der Rentabilität der Anlage oder allenfalls den CO₂-Preisen gestellt werden soll.
- Ausweitung der KEV-Entschädigung auf Grosswasserkraftwerke: Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) beantragt, die vom Bundesrat vorgeschlagene Obergrenze für Investitionsbeiträge von 10 MW aufzuheben. Dadurch könnten bei Erweiterung und Erneuerung bis zu 40% der anrechenbaren Investitionskosten über die KEV vergütet werden.⁷¹

Aus den aktuellen Entwicklungen zeigt sich der klare Wille, an der bisher fixen Wasserzinshöhe in der Zukunft nicht mehr festhalten zu wollen. Wie bereits im Haupttext erwähnt, muss aufgrund dieser Entwicklungen befürchtet werden, dass die heute für Uri vergleichsweise hohen Einnahmen aus den Wasserzinsen in Zukunft nicht mehr gesichert sind.

⁷⁰ Entspricht dem Stand der Diskussionen am 6. August 2015. Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates wird die konkrete Ausgestaltung der Massnahmen zur Unterstützung der Wasserkraft nach der Sommerpause 2015 beschliessen (vgl. <http://www.parlament.ch/d/mm/2015/Seiten/mm-urek-s-2015-08-12.aspx>)

⁷¹ Allerdings würden darunter nur wesentliche Kraftwerk-Erweiterungen oder Erneuerungen fallen. Für den Heimfall der Lucendro Konzession käme also eine ausgeweitete KEV-Förderung kaum zum Tragen.

14.2.2 Auswirkungen einer Reduktion der Wasserzinsen auf die Einnahmen des Kantons Uri aus der Wasserkraft

Vor dem erläuterten Hintergrund zukünftig potenziell sinkender Einnahmen aus den Wasserzinsen stellt sich die Frage, welche Auswirkungen eine solche Entwicklung auf die aus der Wasserkraft erzielbaren Einnahmen in den einzelnen Strategien hätte. Von besonderem Interesse ist dabei ein Vergleich der Einnahmenentwicklung im „status quo“ (Strategie C) mit den beiden favorisierten Strategien F und G.⁷² Zu diesem Zweck werden im Sinn einer groben Abschätzung die Einnahmenentwicklungen für die vier folgenden Wasserzinsszenarien ermittelt:

- Szenario 1: Beibehaltung der heutigen Wasserzinsen (100%)
- Szenario 2: Reduktion der Wasserzinsen auf 75% des heutigen Wasserzinsniveaus
- Szenario 3: Reduktion der Wasserzinsen auf die Hälfte der heutigen Wasserzinsen
- Szenario 4: Vollständige Abschaffung der Wasserzinsen

In den drei Szenarien 2 bis 4 wird zur Vereinfachung der Berechnungen von einer sofortigen Senkung der Wasserzinsen ab 2015 ausgegangen. Selbstverständlich ist dies in der Praxis nicht der Fall. Mit einer Reduktion der Wasserzinsen und entsprechender Reduktion der Einnahmen muss wohl frühestens ab 2019 gerechnet werden. Für die grundsätzlichen Erkenntnisse aus der Abbildung 14-3 ist diese modelltechnische Vereinfachung jedoch nicht von Bedeutung. Die Abbildung zeigt die Nettoerträge des Kantons Uri aus Stromverkauf abzüglich Gestehungskosten und den Wasserzinseinnahmen für die drei Strompreisszenarien Hoch, Mittel und Tief.⁷³ Die Berechnungen wurden analog zur Ermittlung der Nettobarwerte bei der finanziellen Bewertung der Eignerstrategien in Anhang A (Kapitel 12) vorgenommen. Es können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Einnahmen⁷⁴ des Kantons aus der Urner Wasserkraft hängen in der heutigen Strategie C massgeblich von der Höhe der Wasserzinsen ab. Ein Rückgang bei den Wasserzinsen führt in dieser Strategie in allen drei Strompreisszenarien zu einem massiven Einbruch bei den Einnahmen aus der Wasserkraft. In diesem Sinne weist die Strategie C eine vergleichsweise hohe Risikoexposition gegenüber der Entwicklung der Wasserzinsen auf.
- Ein sofortiger Rückgang der Wasserzinse führt bei einer Betrachtung über den gesamten Zeitraum auch bei den Strategien F und G zu Mindereinnahmen. Dies hängt damit zusammen, dass die Energiebezugsrechte in den Strategien F und G erst mit dem Heimfall der grossen Konzessionen massgeblich ausgebaut werden können, demgegenüber der Ausfall der Wasserzinsen bereits kurzfristig Wirkung zeigt.
- Es zeigt sich jedoch, dass mit den Strategien F und G in den Strompreisszenarien Mittel und Hoch ein wesentlich grösser Teil des Wasserzinsausfalls kompensiert werden könnte als mit der heutigen Eignerpolitik in der Strategie C. Auch im Strompreisszenario Tief

⁷² Vgl. zu den beiden Strategien die Ausführungen in Abschnitt 6.2.

⁷³ Vgl. zu den Strompreisszenarien die Ausführungen im Abschnitt 12.1.2.

⁷⁴ Es gilt zu beachten, dass in Abbildung 14-3 nicht die Einnahme für ein bestimmtes Jahr ausgewiesen werden, sondern die Barwerte der abdiskontierten Jahreseinnahmen über den gesamten Betrachtungsraum 2015 bis 2085.

schneiden die Strategien F und G bei einem starken Rückgang der Wasserzinsen auf 25% oder 0% besser ab als die Strategie C. Einzig wenn im Tiefpreisszenario die Wasserzinsen langfristig auf dem heutigen Niveau (100%) oder auf 75% gehalten werden könnten – was vor dem Hintergrund der aktuell laufenden Diskussion auf nationaler Ebene nicht zu erwarten ist – wäre der Gesamtertrag in der Strategie C grösser als in den Strategien F und G.

Abbildung 14-3: Nettobarwert für die Periode 2015 – 2085 für die Strategien C, F und G differenziert nach Strompreisszenario und Wasserzinsniveau

Wasserzins	Strompreisszenario Mittel				Strompreisszenario Hoch				Strompreisszenario Tief			
	100%	75%	50%	0%	100%	75%	50%	0%	100%	75%	50%	0%
Strategie C	478	375	273	70	527	426	325	125	439	335	232	26
Strategie F	528	438	348	171	632	540	449	268	408	317	226	46
Strategie G	582	506	431	281	666	578	490	315	373	296	219	67

Noch deutlicher werden die Unterschiede zwischen der Strategie C sowie F und G erkennbar, wenn die Erträge aus der Wasserkraft für ein einzelnes Jahr nach dem Auslaufen der Reuss und Bürgler Konzession betrachtet werden. In Abbildung 14-4 sind die entsprechenden Beträge für Jahr 2046 wiederum für die drei Strompreisszenarien und differenziert nach den Strategien C, F und G ausgewiesen. Aus der Abbildung können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Strategie G ist als einzige Strategie in der Lage die Ertragseinbusse aus der Wasserzinsreduktion mit Erträgen aus der Stromproduktion und -verkauf vollständig zu kompensieren. Bei den zwei anderen Strategien führt eine Reduktion der Wasserzinse immer zu einer Ertragsabnahme. Dies lässt sich damit erklären, dass der Eigentumsanteil in den Strategien C und F weniger als 100% ist und daher der Kostenvorteil aus der Wasserzinsreduktion zulasten der öffentlichen Hand mit dem Partner geteilt werden muss.
- Nur im Strompreisszenario Tief und bei Aufrechterhaltung der Wasserzinsen auf dem heutigen Niveau oder mindestens bei 75% wäre der Status quo der Strategie G respektive F klar überlegen. Wie bereits oben erwähnt, erachten wir es aber als wenig realistisch, dass bei einer langfristig tiefen Strompreisentwicklung die Wasserzinsen trotzdem auf dem heutigen Niveau belassen werden. Viel wahrscheinlicher ist, dass das Wasserzinsniveau deutlich reduziert würde. Dies hätte zur Folge, dass die finanziellen Ergebnisse der Strategien C, F und G wieder in einer ähnlichen Grössenordnung liegen würden. Es zeigt sich somit, dass die tatsächlichen Einbussen im tiefen Szenario im Vergleich mit den zusätzlichen Ertragspotenzialen im mittleren und hohen Szenario vergleichsweise gering sind.

Abbildung 14-4: Erträge für das Jahr 2046 für die Strategien C, F und G differenziert nach Strompreisszenario und Wasserzinsniveau in Mio. CHF

Wasserzins	Strompreisszenario Mittel				Strompreisszenario Hoch				Strompreisszenario Tief			
	100%	75%	50%	0%	100%	75%	50%	0%	100%	75%	50%	0%
Strategie C	25	20	15	5	30	25	20	10	20	15	10	0
Strategie F	34	32	29	24	57	54	51	46	14	11	9	4
Strategie G	45	45	45	45	87	87	87	87	7	7	7	7

14.2.3 Ertragspotenziale und finanzielle Risiken beim KW Lucendro

Während bis zum Heimfall der Reusskonzessionen noch rund 30 Jahre vergehen, steht mit dem Ablauf der Lucendro-Konzession im Jahr 2024 die erste grosse Wasserrechtskonzession zum anteilmässigen Heimfall an die Kantone Uri und Tessin an. Die bisherigen Erkenntnisse zeigen, dass sich ein verstärktes Engagement des Kantons Uri basierend auf den Strompreis-erwartungen lohnen würde. Dieses Engagement ist aber auch mit finanziellen Risiken verbun- den. Dieses könnte sich einstellen, wenn die heutigen Erwartungen zur Strompreisentwicklung zu optimistisch sind und sich die tatsächlichen Strompreise in Zukunft weniger erhöhen.

Es ist daher angezeigt, den bestehenden Ertragspotenzialen auch die möglichen Risiken ge- genüberzustellen. Die Abbildung 14-5 zeigt die Ertragspotenziale respektive die Verlustpoten- ziale für den Status quo (entspricht der Strategie C) und die Handlungsoption „Eigennutzung Kanton Uri/Tessin (entspricht der Strategie G) für verschiedene Fälle:

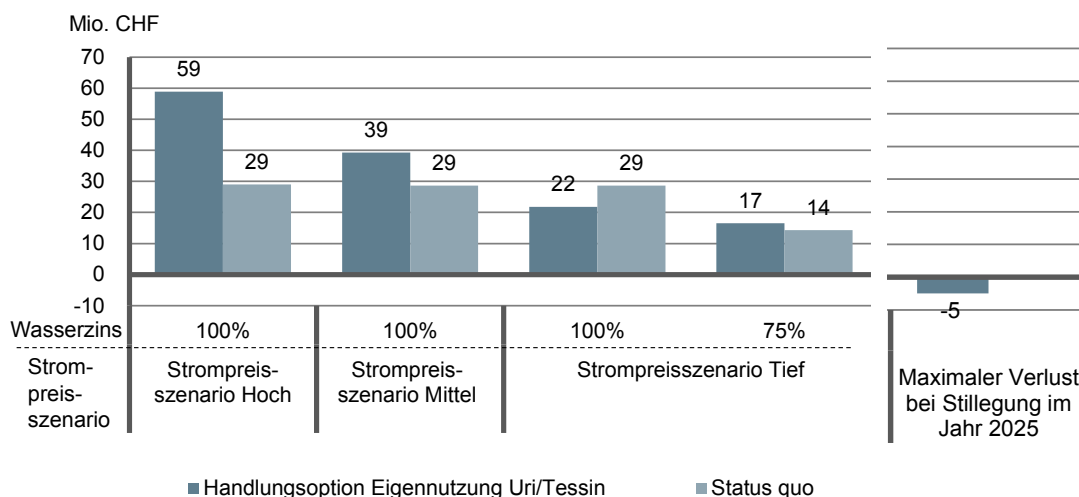
- Die Szenarien Hoch, Mittel und Tief zeigen jeweils den Nettobarwert, der erzielt wird, wenn das entsprechende Strompreisszenario eintritt.
- Beim tiefen Szenario werden zusätzlich zwei Fälle differenziert. Im ersten Fall kann das heutige Wasserzinsniveau trotz tiefer Strommarktpreise gehalten werden. Im zweiten Fall soll die Wasserkraft mit einer Senkung auf 75% des heutigen Niveaus vor allem im Tief- preisszenario konkurrenzfähiger werden.
- Ganz rechts auf der Abbildung wird der potenzielle Verlust im „worst case“ gezeigt.

Die Ergebnisse zeigen folgendes:

- Die Handlungsoption „Eigennutzung Uri/Tessin“ schneidet bei allen Strompreisszenarien besser ab, als der Status quo. Einzig wenn trotz tiefer Strommarktpreise die Wasserzinsen auf dem heutigen Niveau bleiben würden, liesse sich mit der Strategie C ein besseres Er- gebnis erzielen. Langfristig ist dies, wie die aktuelle Diskussion um die Höhe der Wasser- zinsen zeigt, allerdings eher unwahrscheinlich.
- Würden im "worst case" die Strommarktpreise sogar unter das Tiefpreisszenario fallen, so- dass nach der erfolgten Übernahme mit den Erträgen aus der Stromproduktion selbst die variablen Kosten der Produktion nicht mehr gedeckt werden können, müsste der Betrieb des Kraftwerks eingestellt werden. Davon ausgehend, dass in diesem Fall das Kraftwerk

auch nicht mehr verkauft werden könnte, müsste die Investition von 5 Mio. CHF für die Restwertentschädigung abgeschrieben werden.⁷⁵

Abbildung 14-5: Ertragspotenziale und Risiken für die Strategien Eigennutzung Uri/Tessin und Status quo (Nettobarwert für die Jahre 2015 – 2085 in Mio. CHF)



Hinweis: Die Handlungsoption Eigennutzung Uri/Tessin entspricht der Strategie G, der Status quo entspricht der Strategie C.

14.3 Fazit: Risikosituation bei Umsetzung der Eignerstrategie F in den nächsten Jahren

Die Erkenntnisse aus der vertieften Analyse der finanziellen Risiken haben gezeigt, dass sich die **Rangfolge** der beiden favorisierten Strategien F (Mehrheitsbeteiligung) und G (Eigennutzung) als äusserst stabil erweist. Selbst wenn die Minimierung der finanziellen Risiken im Vergleich zur ebenfalls angestrebten Ertragsmaximierung gleich oder leicht höher gewichtet wird, nehmen die beiden favorisierten Varianten F und G die beiden Spitzenpositionen ein. Erst wenn die Festlegung der EPU (Maximierung Erträge: 50%, Minimierung finanzielle Risiken: 30%) ins Gegenteil gekehrt wird (Erträge: 30%, Risiken: 50%), fällt die Eigennutzung der Strategie G aus den Spitzenpositionen. Nach wie vor verbleibt aber die Mehrheitsbeteiligung der Strategie F an der Spitze.

Wichtig ist die Erkenntnis, dass der Kanton Uri **zurzeit eine vergleichsweise hohe Risikoexposition gegenüber einer allfälligen Erosion bzw. Senkung der Wasserzinsen** aufweist. Diese Exposition ergibt sich aus den beiden folgenden Umständen:

⁷⁵ Vgl. Antrag der Baudirektion für die Sitzung vom 15. Oktober 2013. Bericht und Antrag des Regierungsrats an den Landrat zum Gesuch der Alpiq Hydro Ticino SA um Verlängerung der Lucendro Konzession.

- Einerseits stellen die Einnahmen aus der Wasserkraft eine wichtige Einnahmequelle für den Kanton Uri dar. Sie belaufen sich im Vergleich zu den gesamten Steuereinnahmen auf über 25% an diesem Total.
- Andererseits stammen diese Einnahmen aus der Wasserkraft zum allergrössten Teil (rund 90%) aus den Wasserzinseinnahmen. Die Erlöse aus dem Stromverkauf sind im Vergleich hierzu sehr gering. Dies ist Folge davon, dass der Anteil kantonaler Energiebezugsrechte im Vergleich zur gesamten Stromproduktion mit Urner Wasserkraft klein ist (ca. 15%).

Diese Situation führt dazu, dass sich eine Reduktion des Wasserzinses in der aktuellen Eigentümerstrategie des Kantons praktisch vollumfänglich auf die Erträge aus der Wasserkraft durchschlägt, ohne dass ein Teil der Ausfälle über entsprechend höhere Nettoerlöse beim Stromverkauf kompensiert werden kann, wie dies bei einem entsprechend grossen Anteil an Energiebezugsrechten möglich wäre. **Die favorisierten Strategien F und G würden diese einseitige Risikoexposition gegenüber der Entwicklung der Wasserzinsen vermindern**, weil in Zukunft der Kanton mit den beiden Strategien über einen bedeutend höheren Anteil an Energiebezugsrechten verfügen würde.

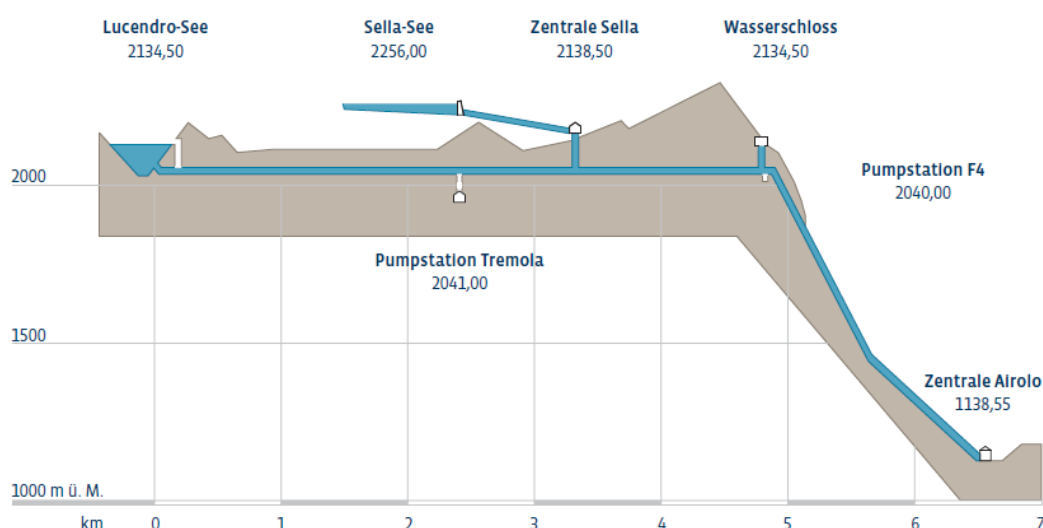
Selbstverständlich ist ein verstärktes Engagement in der Wasserkraftproduktion nicht ohne Risiken. Diese Risiken sind jeweils im Einzelfall und im Vorfeld des Entscheids für die Ausübung des Heimfalls zu prüfen. Bezüglich des aktuell anstehenden Entscheids beim Kraftwerk Lucendro sind diese Risiken vertretbar. Im schlimmsten Fall, d.h. wenn die Erträge aus dem Verkauf der Energie nicht einmal mehr die variablen Kosten der Stromproduktion decken, müsste die Restwertentschädigung in der Höhe von 5 Mio. CHF abgeschrieben werden.

15 Anhang D: Lucendro Konzession: Analyse von Vertrag und Grundsatzvereinbarung mit Tessin

15.1 Ausgangslage und Fragestellung

Die Kantone Uri und Tessin erteilten der Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität (Atel; heute Alpiq SA) im Jahr 1942 Konzessionen zur Fassung von Gewässern des Gotthardgebiets (Einzugsgebiet der Gotthardreuss) in zwei Stauseen (Lago di Lucendro und Lago della Sella). Diese Konzessionen wurden im Jahr 1989 (nach drei kurzzeitigen Verlängerungsbeschlüssen) erneuert und enden am 31. Dezember 2024. Im Jahr 2001 wurden diese Konzessionen auf die Atel Hydro Ticino SA (heute Alpiq Hydro Ticino SA [AHT]) übertragen.

Abbildung 15-1: Längsprofil der Kraftwerksanlage



Quelle: ALPIQ (2011), Das Wasserkraftwerk Lucendro, S. 7

Im Zusammenhang mit der Verlängerung der Lucendro-Konzession im Jahr 1989 wurde einerseits die Konzessionsvereinbarung angepasst. Andererseits schlossen der Kanton Uri und der Kanton Tessin im Vorfeld dieser Konzessionsverlängerung verschiedene Vereinbarungen, die einerseits einen – später nicht zustande gekommenen – gemeinsamen Betrieb der Wasserkraftanlage und andererseits die Aufnahme bestimmter Regelungen in die Konzessionsvereinbarung zum Gegenstand hatten. Im März 2015 hat die AET der Alpiq sämtliche Aktien der AHT abgekauft.

Im Folgenden wird untersucht, welche Rechte und Pflichten sich aus der Konzessionsvereinbarung und den Vereinbarungen zwischen den Kantonen Uri und Tessin im Hinblick auf den

Ablauf der Konzession im Jahr 2024 ergeben. Es wird zudem geprüft, welche rechtlichen Rahmenbedingungen der Kanton Uri bei der Ausübung des Heimfallrechts zu beachten hat.

15.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

15.2.1 Konzessionsverhältnis mit der AHT

a) Konzessionsende

Aus der *Konzessionsvereinbarung* ergibt sich *kein Anspruch* der AHT auf Verlängerung der bestehenden Konzession. Die Konzessionsvereinbarung sieht ausdrücklich vor, dass der Kanton Uri den *Heimfall* erklären kann. Das ist unbestritten.

b) Heimfall

Die im Zeitpunkt der Konzessionserneuerung vorhandenen nassen Teile gehen beim Heimfall *unentgeltlich* an den Kanton Uri über; erfasst werden durch den Wortlaut von *Art. 7ter Ziff. 1* der Konzession die festen und beweglichen Anlagen zum Stauen und Fassen, Zu- oder Ableitung des Wassers, die Wassermotoren in den Gebäuden, in denen sie sich befinden, und der zum Betrieb des Wasserwerks dienende Boden mitsamt den Gebäuden („mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden“).

Der Heimfall erfolgt wertmässig *im Umfang der Quote an der verliehenen Wasserkraft*; die Quote beträgt 55%.

Die Konzessionärin ist zur Substanzerhaltung verpflichtet; sie ist deshalb nicht frei, die Wasserkraftanlage (auch die elektrischen Teile) nur schlecht oder gar nicht zu unterhalten. Diese Pflicht dauert bis zum Konzessionsende, also bis zum 31. Dezember 2024. Aufwendungen im Zusammenhang mit der Betriebsfähigkeit der Kraftwerkanlagen sind vom Konzedenten (den Kantonen Uri und Tessin *nicht* zu vergüten, sofern sie die *nassen Teile* betreffen, selbst wenn die Aufwendungen im letzten Jahr vor Ablauf der Konzession geleistet wurden. Die *elektrischen Anlageteile* unterliegen diesen Vorschriften *nicht*; Betriebsunterhaltskosten sowie Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen sind in Anwendung von Art. 7^{ter} Ziff. 2 der Konzession abzugelten. Da die Konzedentin nicht gezwungen werden soll, unnötige Investitionen der Konzessionärin am Ende der Konzessionsdauer entschädigen zu müssen, bleibt die Zustimmung der Konzedentin zu diesen (später entschädigungspflichtigen) Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen vorbehalten.

Die geschuldete Entschädigung ist nach dem Sach- oder Realwert der Anlagen zur Zeit des Heimfalls zu bemessen; auszugehen ist dabei von den ursprünglichen Erstellungskosten, wobei Zu- und Abgänge mit in Rechnung zu stellen sind, diese objektweise ermittelten Beiträge sind um einen die Preissteigerung für gleiche Anlagen berücksichtigten Wert zu erhöhen und das Ergebnis schliesslich um eine die Abnutzung und Altersentwertung berücksichtigende Abschreibung herabzusetzen.

Ausweislich der Akten sind in diesem Sinn CHF 4 Millionen für Investitionen in nasse Teile zu entschädigen, durch den Kanton Uri mithin CHF 2'200'000.

c) Energieliefervertrag

Der Vertrag zwischen dem Kanton Uri und der Alpiq SA betreffend Lieferung elektrischer Energie hat keinen Einfluss auf Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit dem Konzessionsende.

15.2.2 Vereinbarungen mit dem Kanton Uri

Die Kantone Uri und Tessin haben im Rahmen der Diskussionen im Zusammenhang mit der Verlängerung der Konzession verschiedene Vereinbarungen abgeschlossen. Aus diesen Vereinbarungen lassen sich im Hinblick auf den Ablauf der Konzessionen im Jahr 2024 *keine Rechte und Pflichten* der Vertragsparteien ableiten.

15.2.3 Fristen und Vorgehen im Zusammenhang mit dem Heimfall

a) Konzessionsverlängerung

Der Landrat muss *bis Ende 2024* den Grundsatzentscheid fällen, ob er bereit ist, die Konzession der AHT zu verlängern.

b) Heimfall

Für die Erklärung des Heimfalls bestehen weder gesetzliche noch vertragliche Fristen; eine Heimfallerklärung ist grundsätzlich auch noch nach Ende der Konzession möglich. Aus dem Grundsatz von Treu und Glauben ergibt sich aber, dass die Heimfallerklärung *in der Regel spätestens mit Ablauf der Konzession zu erfolgen* hat, weil der AHT nicht zumutbar ist, dass sie darüber hinaus im Ungewissen gelassen wird, ob sie die Anlagen in betriebsfähigem Zustand halten muss oder nicht.

Zuständig für die Ausübung des Heimfalls ist der *Landrat*; dieser muss gleichzeitig über die weitere Verwendung der heimgefallenen Anlagen entscheiden. Hat der Kanton Uri die Ausübung des Heimfalls erklärt, ist er an diese Erklärung grundsätzlich gebunden und kann sie nicht mehr zurücknehmen.

15.2.4 Handlungsspielraum aus rechtlicher Sicht

Der Kanton Uri kann grundsätzlich unabhängig vom Kanton Tessin entscheiden, ob er das Heimfallrecht ausüben will.

Da an den für das Kraftwerk Lucendro genutzten Gewässern sowohl der Kanton Uri als auch der Kanton Tessin ein Nutzungsrecht haben, müssen sie bei der Neuverleihung einer Konzession bzw. dem weiteren Betrieb zusammenarbeiten.

Können sich die Kantone nicht einigen, erteilt das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) die Konzession. Das Departement wird dabei auf die Interessen der Kantone Rücksicht nehmen, ist aber im Grundsatz frei, die Konzession so zu vergeben, wie es dies als richtig empfindet. Diese rechtliche Ausgangslage ist von einiger Bedeutung.

15.2.5 Handlungsoptionen

Aus rechtlicher Sicht sind verschiedene Szenarien zulässig. Zu beachten ist immer, dass der Kanton Tessin den Heimfall in jedem Fall ausüben wird und deshalb über die AET Miteigentümer der Kraftwerkanlagen Lucendro wird. Dies hat zur Folge, dass die Kantone Uri und Tessin die Weiterführung der Kraftwerkanlagen nach Ablauf der Konzession und erfolgtem Heimfall vorab einvernehmlich regeln müssen.

Folgende Optionen stehen aus rechtlicher Sicht zur Verfügung:

- die Nutzung der Wasserkraft aufgeben (unrealistisch)
- bei der Süddableitung: Eigennutzung durch die Kantone Uri/Tessin, Partnerwerk Uri/Tessin mit Dritten, Konzessionsvergabe an die AET oder an einen Dritten.
- bei der Nordableitung: die technische und wirtschaftliche Machbarkeit müsste vorweg geklärt werden.
- Bei allen Optionen gilt es zu beachten, dass sich die zu konzessionierende Gewässerstrecke in zwei Kantonen befindet, was zur Folge hat, dass sich die Kantone über das Vorgehen einvernehmlich einigen müssen, ansonsten das UVEK den Konzessionsinhalt bestimmt und die Konzession erteilt.

15.3 Detaillierte Herleitung

15.3.1 Beurteilung der im Zusammenhang mit der Konzessionsverlängerung abgeschlossenen Vereinbarungen

a) Konzessionsvereinbarung zwischen dem Kanton Uri und der AHT

Anspruch der AHT auf Konzessionsverlängerung

In der ursprünglichen „Wasserrechtsverleihung“ aus dem Jahr 1942 war vereinbart, dass die Verleihung um weitere 40 Jahre verlängert wird, "unter der Bedingung, dass mindestens die gleiche einmalige Verleihgebühr und die jährliche Gebühr wie zuvor bezahlt werden" (Art. 7 Ziff. 1 der Konzessionsvereinbarung). Nach Ablauf der ersten Konzession war strittig, ob sich aus dieser Bestimmung ein Anspruch auf Verlängerung der Konzession ableiten lasse. In der Folge wurde die Konzession um weitere 40 Jahre verlängert und Art. 7 Ziff. 1 der Konzessionsvereinbarung ersatzlos gestrichen. Ein Anspruch der AHT auf Verlängerung der Konzession lässt sich aus dieser Bestimmung deshalb nicht mehr herleiten.

Auch aus anderen Bestimmungen der Konzession lässt sich kein Anspruch der AHT auf Verlängerung der Konzession herleiten. Im Gegenteil: Art. 2 Ziff. 2 der Konzessionsvereinbarung stellt ausdrücklich klar, dass mit dem Dahinfallen der Konzessionsvereinbarung sämtliche Nutzungsrechte an den Gewässern *uneingeschränkt und bedingungslos* an den Kanton Uri zurückfallen.

Mit dem Auslaufen und Dahinfallen der Konzessionsvereinbarung ist aber noch nicht über das Schicksal der Wasserkraftanlagen entschieden, weil mit der Vereinbarung die Nutzung des Gewässers konzessioniert wird; fällt die Konzession dahin, ist für den Weiterbestand der Wasserkraftanlagen entscheidend, ob der Heimfall ausgeübt wird oder nicht.

Gesetzliche Regelung des Heimfalls

Die Verwertung der Energie aus Wasserkraft ist in der Regel nur unter Inanspruchnahme von öffentlichem Gewässer möglich und erfordert die Zustimmung des Trägers der Gewässerhoheit, welche in der Konzession zum Ausdruck kommt. Die Rechtsbeziehung zwischen Konzessionent und Konzessionär wird in der Hauptsache durch Bundeswasserrecht, kantonales Wasserrecht und die Konzession selbstgestaltet. Damit ist bezogen auf den Heimfall zunächst die Frage der Normhierarchie (welches Gesetz und welche Bestimmung in welchem Gesetz geht dem jeweils anderen Gesetz [Bundeswasserrechtsgesetz, kantonales Gewässernutzungsrecht] vor) und das Verhältnis der gesetzlichen Bestimmungen zur konkreten Konzession zu prüfen.

Der Heimfall ist bundesgesetzlich im Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) geregelt. Die bundesrechtliche Regelung in Art. 67 Abs. 1 WRG ist unter Vorbehalt der Absätze 2 bis 5 *dispositiv*, das bedeutet, die Regelung kann durch vertragliche Absprachen in Konzessionsurkunden anders gestaltet werden (Geiser Karl / Abbühl J.J., Einführung und Kommentar zum Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte, Zürich 1918, S. 203; Jagmetti Riccardo, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, Energierecht, Basel 2005, Rz. 4604).

Zulässig ist auch von Art. 67 WRG abweichendes kantonales Recht. Der Kanton Uri hat ein eigenes Gewässernutzungsrecht erlassen. Art. 37 des (kantonalen) Gewässernutzungsgesetzes vom 16. Februar 1992 (GNG; UR 40.4101) sieht den (wohl automatischen) Heimfall an den Kanton vor (und zwar der hydraulischen wie auch der elektrischen Teile), wenn die Konzession durch Zeitablauf, Verzicht oder Verwirkung endet. Ein Verzicht auf den Heimfall ist möglich, wenn eine Heimfallverzichtsentschädigung geleistet wird. Das Gewässernutzungsgesetz ist allerdings erst am 1. Januar 1993 und damit nach Verlängerung der vorliegenden Konzession in Kraft getreten und auf diese deshalb nur anwendbar, wenn keine wohlerworbenen Rechte betroffen sind (Art. 46 Abs. 3 GNG). Wie es sich damit verhält, kann offenbleiben, weil vorliegend eine *vertragliche Heimfallregelung* besteht, die der kantonalen Gesetzgebung in weiten Teilen entspricht.

Massgeblich und zu prüfen ist deshalb die konzessionsvertragliche Regelung des Heimfalls.

Konzessionsvertragliche Regelung des Heimfalls

1. Ausgangslage

In Art. 7ter der Konzession wird wie folgt geregelt:

„Beim Heimfall gelten insbesondere folgende Bestimmungen:

1. Die auf öffentlichem oder privatem Boden errichteten Anlagen zum Stauen oder fassen, Zu- oder Ableiten des Wassers, die Wassermotoren mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden und den zum Betrieb des Wasserwerkes dienenden Boden oder entsprechende Rechte kann der Kanton für seinen Miteigentumsanteil unentgeltlich übernehmen.
2. Ersatzmaterial und die nach Inkrafttreten der vorliegenden Wasserrechtsverleihung getätigten Investitionen für Modernisierungen oder Erweiterungen der Anlagen nach Ziffer 1 werden beim Heimfall unter Berücksichtigung der Anlagekosten und einer branchenüblichen Abschreibung vergütet, soweit sie über die blosser Aufrechterhaltung eines betriebsfähigen Zustandes im Sinne des Artikel 67 Absatz 3 WRG hinausgehen. Als Modernisierungs- und Erweiterungsanlagen gelten Investitionen, die vom Regierungsrat des Kantons Uri vor der Vornahme als solche anerkannt werden, wobei die Anerkennung nicht grundlos verweigert werden kann. Für die vom Kanton zu vergütende Summe wird die massgebende Eigentumsquote zugrunde gelegt.
3. Für die Anlagen zum Erzeugen und Fortleiten elektrischer Kraft gemäss Art. 67 Absatz 1 Buchstabe b und Absatz 2 WRG ist eine billige Entschädigung zu leisten.“

Art. 7ter der Konzession normiert den Heimfall bei Erlöschen der Konzession. Objekt des Heimfalls ist das Werk (nicht das Nutzungsrecht) mit den dazugehörigen Anlagen. Der Heimfall kann sich im Grundsatz auf alle Anlageteile oder nur Teile davon erstrecken.

Der Wortlaut von Art. 7ter Konzession entspricht weitgehend demjenigen in Art. 67 lit. a WRG; Literatur und Judikatur zu dieser bundesrechtlichen Norm können deshalb zur Klärung der Fragen beigezogen werden, soweit sie für die vorliegende Problemstellung bei gleichlautendem Wortlaut passend sind.

2. Bedeutungsinhalt von Art. 7ter Ziff. 1 der Konzession

Erfasst werden durch den Wortlaut von *Art. 7ter Ziff. 1* der Konzession die festen und beweglichen Anlagen zum Stauen und Fassen, Zu- oder Ableitung des Wassers, die Wassermotoren in den Gebäuden, in denen sie sich befinden, und der zum Betrieb des Wasserwerks dienende Boden mitsamt den Gebäuden („mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden“).

Art. 7ter Ziff. 1 (in Verbindung mit Art. 7ter Ziff. 3) der Konzession entspricht der in der Literatur ebenfalls wiedergegebenen relativ scharfen Trennung zwischen dem *hydraulischen Werkteil* und dem *elektrischen Werkteil*; Hintergrund der Trennung ist die Auffassung des damaligen Bundesgesetzgebers, dass nur Gegenstand des (gesetzlichen) Heimfalls sein kann, was mit der behördlich konzessionierten Ausnützung der Wasserkraft in direktem Zusammenhang steht (vgl. Ulrich Gadiant, Der Heimfall im Wasserrecht des Bundes und der Kantone, Zürich

1958, S. 83, allerdings mit kritischem Kommentar zu dieser aus betrieblicher Sicht eher unvernünftigen Regelung).

Einigkeit herrscht in der Lehre auch darüber, dass die nassen (hydraulischen) Teile als *Grenzstelle* zum trockenen, elektrischen Teil die *Welle zwischen Turbine und Generator* haben (Jagmetti, a.a.O., Rz. 4605; Gadiant, a.a.O., S. 83).

Abbildung 15-2: Welle zwischen Turbine und Generator



Die (auch im Bundesrecht dispositiv vorgesehene) Teilung zwischen hydraulischem und elektrischem Werkteil findet ihre mittelbare Entsprechung in Art. 7^{ter} Ziff. 3 der Konzession, wonach die Anlagen zum Erzeugen (der Generator) und Fortleiten (Transformator, Schaltfelder, Leitungen) der elektrischen Energie im Zeitpunkt des Heimfalls nicht unentgeltlich auf den Konzedenten zu übertragen sind, sondern dafür eine billige Entschädigung zu leisten ist. Die Abgrenzungsfrage ist deshalb mit *finanziellen Auswirkungen* für den Kanton Uri verbunden.

Die Konzessionsvereinbarung zwischen dem Kanton Uri und der AHT sieht in Art. 7^{bis} Ziff. 1 ausdrücklich vor, dass der Kanton Uri nach Ablauf der Konzession den Heimfall im Sinn von Art. 67 ff. WRG geltend machen kann. Die nassen Teile des Kraftwerks gehen in diesem Fall gestützt auf Art. 7^{bis} Ziff. 2 in Verbindung mit Art. 7^{ter} Ziff. 3 der Konzession *im Umfang der Quote an der verliehenen Wasserkraft* auf den Kanton Uri über, und zwar unentgeltlich.

Was gehört zu den hydraulischen Teilen?

- Es kann fraglich sein, inwieweit das *Maschinenhaus* zu den betriebsnotwendigen und nicht entschädigungspflichtigen Anlageteilen gehört. Art. 7^{ter} Ziff. 1 der Konzession wie auch Art.

67 Abs. 1 lit. a WRG schlagen die Gebäude, in welchen sich die Turbinen befinden, zu den unentgeltlich heimfallenden Anlageteilen. Die Normen lassen keinen Handlungsspielraum; der Heimfall erfasst das gesamte Gebäude, selbst wenn in Teilen davon auch Anlagen verbaut sind, die zu den elektrischen Anlageteilen zu zählen sind und argumentiert werden könnte, es würde die Betriebsfähigkeit des Wasserwerkes an sich nicht beeinträchtigen, wenn der Gebäudeteil über dem Wasserspiegel nicht vorhanden wäre. Wenn das Gesetz von Gebäuden spricht, ist im Gesamtzusammenhang davon auszugehen, dass damit in erster Linie die Gebäudehülle gemeint ist, da die Generatoren zwar unbestritten massen Bestandteil des Maschinenhauses sind, ihr Heimfall aber gestützt auf Art. 7ter Ziff. 1 der Konzession bzw. Art. 67 Abs. 1 lit. b WRG entschädigungspflichtig ist. Dies muss konsequenterweise nicht nur für die Generatoren, sondern für alle Aus- und Einbauten innerhalb der Gebäudehülle gelten, die nicht den benetzten Teilen dienen, seien sie nun elektrische Anlageteile oder da-von unterscheidbare andere Einrichtungen.

- Das Maschinenhaus wie auch die Stauanlagen sind mit Kranbahnen, Hebewerkzeugkränen, Hallenkränen und ähnlichen Hilfsmitteln ausgestattet. Soweit diese Hilfsmittel (auch) dem Unterhalt von nassen Anlageteilen dienen (im Sinn der Betriebsnotwendigkeit), werden sie von Art. 7ter Ziff. 1 der Konzession bzw. Art. 67 Abs. 1 lit. a WRG erfasst und fallen kostenlos an den Konzedenten zurück. Dabei genügt es, wenn diese Anlageteile im Bereich des Unterhalts der Wasserkraftanlage von wesentlicher Bedeutung sind, selbst wenn sie teilweise auch andere Funktionen (vor allem für die elektrischen Anlageteile) erfüllen (angesprochen ist etwa der Hallenkran, der zum Ausheben der Turbine und der mit ihr verbundenen Welle benötigt wird, aber auch Arbeiten bei der Revision oder Sanierung der Generatoren übernehmen dürfte).
- Grenzstelle zwischen den hydraulischen und den elektrischen Anlageteilen ist, wie dargelegt, die Welle zwischen Turbine und Generator. Die elektrischen Anlageteile, welche dem Betrieb der Wasserkraftanlage dienen, fallen unter Art. 7ter Ziff. 1 der Konzession und sind zu entschädigen. Sachenrechtliche Aspekte spielen dabei keine oder eine nur sehr untergeordnete Rolle; insbesondere kommt es nicht darauf an, dass ein Grossteil der elektrischen Anlageteile mit dem Grund und Boden derart verbunden ist, dass mit dem Übergang der betreffenden Parzelle auch das Eigentum an den elektrischen Anlageteilen auf den Konzedenten übergeht; zu entschädigen sind sie gleichwohl. Von der Definition erfasst werden im Wesentlichen die Generatorenanlagen inklusive der Energieausleitung, die elektromechanischen Anlagen, die Freiluft-Schaltanlage 50/110 kV, die Maschinentransformatoren, die Mittelspannungsanlagen, die Eigenbedarfsenergieversorgung, die Notstromversorgung, die Niederspannungsanlagen, die informationstechnischen Anlagen, die Einbauten im Maschinenhaus, soweit sie den elektrischen Anlageteilen dienen (Leitzentrale).
- Nicht zu entschädigen sind Anlageteile, die unmittelbar dem Betrieb der hydraulischen Anlageteile dienen, selbst wenn sie hierfür elektromechanische Unterstützung benötigen; angesprochen sind insbesondere Hallenkrane und andere Hebewerkzeuge.

3. Bedeutungsinhalt von Art. 7ter Ziff. 2 der Konzession

Der entschädigungslose Heimfall ist auf die im Zeitpunkt des Inkrafttretens der Konzessionsvereinbarung bestehenden Anlagen beschränkt; wurden nachträglich Investitionen getätigt, die über die blosser Aufrechterhaltung des Betriebs hinausgehen, wird der Kanton Uri für diese entschädigungspflichtig; die Höhe der Entschädigung ist unter Berücksichtigung der Anlagekosten und einer branchenüblichen Abschreibung festzusetzen (Art. 7ter Ziff. 2 der Konzessionsvereinbarung; vgl. auch Art. 67 Abs. 4 WRG). Die Bestimmung („bestehende Anlagen“) erklärt sich aus der Verlängerung der (vorbestehenden) Konzession, weil erst in diesem Moment von bereits bestehenden Anlagen gesprochen werden kann (Konzessionsbestimmung in der Fassung vom 15. Februar 1989).

Der Konzessionär ist zur Substanzerhaltung verpflichtet; dies folgt aus Art. 67 Abs. 3 WRG (Pflicht zum Erhalt der Anlagen und Einrichtungen in betriebsfähigem Zustand), aus Art. 33 Abs. 1 GNG (Unterhaltungspflicht) und indirekt auch aus der den Stromversorgungsunternehmen obliegenden Pflicht, um die Versorgungssicherheit bemüht zu sein. Dasselbe ergibt sich aus dem Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen vom 24. Juni 1902 (Elektrizitätsgesetz, EleG; SR 734.0) und der Verordnung über elektrische Starkstromanlagen vom 30. März 1994 (Starkstromverordnung; SR 734.2) und auch aus Art. 4 der Konzession, welcher die Konzessionärin verpflichtet, die gesamte Anlage in gutem und betriebsfähigem Zustand zu erhalten. Die Konzessionärin ist deshalb nicht frei, die elektrischen Anteile der Wasserkraftanlage nur schlecht oder gar nicht zu unterhalten. Diese Pflicht dauert bis zum Konzessionsende, also bis zum 31. Dezember 2024.

Von der Pflicht des Konzessionärs, die Anlagen und Einrichtungen im *betriebsfähigen Zustand* zu erhalten (Art. 67 Abs. 3 WRG), sind die Modernisierungen und Erweiterungen im Sinn von Art. 67 Abs. 4 WRG zu unterscheiden; diese Aufwendungen unterliegen den allgemeinen Regeln über den Heimfall, wie sie in der Konzession oder (bei fehlender vertraglicher Regelung) im dispositiven Gesetzesrecht verankert sind.

Das bedeutet im konkreten Fall, dass Aufwendungen im Zusammenhang mit der Betriebsfähigkeit der Kraftwerkanlagen vom Konzedenten (den Kantonen Uri und Tessin) im Zeitpunkt des Heimfalls der Wasserkraftanlagen *nicht* zu vergüten sind, sofern sie die *nassen Teile* (feste und bewegliche Anlagen zum Stauen und Fassen, Anlagen für die Zu- oder Ableitung des Wassers, die Wassermotoren mitsamt den Gebäuden, in denen sie sich befinden und der zum Betrieb des Wasserwerks dienende Boden mitsamt den jeweiligen Gebäuden) betreffen, selbst wenn die Aufwendungen im letzten Jahr vor Ablauf der Konzession geleistet wurden. Die *elektrischen Anlageteile* unterliegen diesen Vorschriften *nicht*; Betriebsunterhaltskosten sowie Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen sind in Anwendung von Art. 7ter Ziff. 2 der Konzession abzugelten (durch eine billige Entschädigung). Da die Konzedentin nicht gezwungen werden soll, unnötige Investitionen der Konzessionärin am Ende der Konzessionsdauer entschädigen zu müssen, bleibt die Zustimmung der Konzedentin zu diesen (später entschädigungspflichtigen) Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen vorbehalten (vgl. Art. 7ter Ziff. 2 der Konzession; Art. 67 Abs. 4 WRG; Art. 33 Abs. 2 WNG).

Das Erfordernis der Absprache soll in erster Linie das Gemeinwesen vor überhöhter finanzieller Beteiligung an „Luxusrenovationen“ schützen (Prot. SR vom 13. März 1996, AB 1996 S 108, Votum BR Leuenberger); damit ist nicht ausgeschlossen, dass eine Konzessionärin im Nachhinein geltend zu machen versucht, die Investitionen seien notwendig gewesen, um die Anlage zeitgerecht zu modernisieren. Sie wird aber damit rechnen müssen, dass der Konzedent dies anders sieht; relevant ist eine *objektivierte Betrachtungsweise*, die sich aber an den Plänen des Konzedenten orientieren muss.

Es wird zu prüfen sein, ob die AHT oder ihre Rechtsvorgängerin beim Kanton Uri entsprechende Zustimmungserklärungen eingeholt hat. Ausweislich des Berichts und Antrags des Regierungsrats an den Landrat vom 15. Oktober 2013 (Bericht Nr. 2013-596) ist dies der Fall; die Kantone Uri und Tessin haben danach für die von der AET getätigten und von den Regierungsräten gebilligten Erneuerungen der „nassen Teile“ einen Betrag rund CHF 4 Millionen zu bezahlen (erwähnter Bericht, S. 13) bzw. der Kanton Uri einen Betrag von 2'200'000 (das Flächenverhältnis der jeweiligen Wassereinzugsgebiete beträgt 55:45 zugunsten des Kantons Uri).

Begriff der billigen Entschädigung

Für die Übernahme der elektrischen Anlagen muss der Kanton Uri eine *billige Entschädigung* leisten (Art. 7ter Ziff. 3 der Konzessionsvereinbarung); die entspricht der Regelung von Art. 67 Abs. 1 lit. b WRG. Die billige Entschädigung bemisst sich nach Sach- und Realwert der Anlagen zur Zeit des Heimfalls. Auszugehen ist dabei von den teuerungsbereinigten ursprünglichen Erstellungskosten, wobei Zu- und Abgänge zu berücksichtigen sind. Dieses Ergebnis ist um die branchenüblichen Abschreibungen herabzusetzen (vgl. zum Ganzen RAPHAEL VON WERRA, Fragen zum Ablauf von Wasserrechtskonzessionen mit Heimfall unter besonderer Berücksichtigung der Verhältnisse im Kanton Wallis, ZBI 81/1980, S. 1 ff., 12).

Historisch ist relativ klar, was mit dem Begriff der „billigen Entschädigung“ gemeint war. Der Bundesgesetzgeber war der Auffassung, dass auf den Konzessionär bei der Beendigung des Konzessionsverhältnisses keine allzu grosse Rücksicht genommen werden darf, zumal „die guten Erfolge des Betriebes nicht allein den Anlagen zuzuschreiben wären, sondern der Zusammenwirkung von Konzession und Anlagen. Die Anlagen allein haben nach Ablauf der Konzession nur den Bauwert der noch zu reduzieren ist durch eine angemessene Amortisation in Folge der Abnutzung“ (so Nationalrat Vital anlässlich der Nationalratsverhandlungen im September 1915, zitiert in: Geiser / Abbühl, a.a.O., S. 204).

Dieser Auffassung des Gesetzgebers ist in der Doktrin im Laufe der Jahre Kritik erwachsen; ein Teil der Lehre vertritt die Meinung, dass angesichts der seit dem Erlass des WRG eingetretenen Kostenexplosion eine solche Entschädigung wie von Nationalrat Vital formuliert nicht mehr als billig angesehen werden kann; dem Sinn des Gesetzes dürfte es, so die Lehre, mehr entsprechen, die geschuldete Entschädigung nach dem Sach- oder Realwert der Anlagen zur Zeit des Heimfalls zu bemessen; auszugehen wäre dabei von den ursprünglichen Erstellungskosten, wobei Zu- und Abgänge mit in Rechnung zu stellen wären, diese objektweise ermittelten Beiträge wären um einen die Preissteigerung für gleiche Anlagen berücksichtigten Wert zu

erhöhen und das Ergebnis schliesslich um eine die Abnutzung und Altersentwertung berücksichtigende Abschreibung herabzusetzen (vgl. zum Ganzen RAPHAEL VON WERRA, Fragen zum Ablauf von Wasserrechtskonzessionen mit Heimfall unter besonderer Berücksichtigung der Verhältnisse im Kanton Wallis, ZBI 81/1980, S. 1 ff., 12; Vinzens Augustin, Das Ende der Wasserrechtskonzession, Freiburg 1983, S. 80).

Es wird zu prüfen sein, mit welchen Entschädigungsforderungen die Konzessionärin auf den Kanton Uri zukommt. Im Rahmen der Prüfung der Eignerstrategie und der Handlungsoptionen des Kantons Uri rechtfertigt es sich, vorab eine Schätzung dieser zu erwartenden Kosten erhältlich zu machen. Ausweislich des Berichts und Antrags des Regierungsrats an den Landrat vom 15. Oktober 2013 (Bericht Nr. 2013-596) handelt es sich bei den „trockenen Anlageteilen“ um einen Betrag kleiner CHF 1 Million (erwähnter Bericht, S. 13) bzw. für den Kanton Uri einen Betrag von kleiner CHF 550'000 (das Flächenverhältnis der jeweiligen Wassereinzugsgebiete beträgt 55:45 zugunsten des Kantons Uri).

Vertrag zwischen dem Kanton Uri und der Alpiq SA betreffend Lieferung elektrischer Energie

Der Energieliefervertrag regelt allein die Modalitäten der in Art. 10^{bis} der Konzession vereinbarten Lieferung elektrischer Energie während der Laufzeit der Konzession.

Auf Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit dem Konzessionsende hat er hingegen keinen Einfluss.

Mit der Übernahmen der AHT durch die AET gehen die vertraglichen Pflichten zur Lieferung der elektrischen Energie auf die AET über.

b) Vereinbarungen zwischen den Kantonen Uri und Tessin

Grundsatzvereinbarung der Kantone Uri und Tessin vom 2./ 24. April 1986 sowie Ergänzung vom 8./ 9. Januar 1987 bezüglich Zusammenarbeit i.S. Kraftwerk Lucendro mit Ergänzungsvereinbarung zur Grundsatzvereinbarung vom 8./ 9. Januar 1987

Diese Vereinbarungen wurde im Hinblick auf den erwarteten Heimfall der Kraftwerkanlage Lucendro geschlossen und standen unter dem Vorbehalt der noch offenen Rechtsfragen zwischen dem Kanton Uri und der Atel.

In der Folge verlängerten beide Kantone die Konzession um vierzig Jahre bis zum 31. Dezember 2024. Damit war die mit den Vereinbarungen angestrebte Nutzung der Kraftwerkanlage Lucendro über eine juristische Person auf lange Frist nicht mehr möglich. Dem Vertragstext lässt sich kein Hinweis entnehmen, dass die Kantone sich auch bereits im Hinblick auf den Ablauf einer Konzessionsverlängerung binden wollten. Der Vorbehalt deutet im Gegenteil darauf hin, dass die Vereinbarungen gegenstandslos würden, wenn der Kanton Uri seine Konzession verlängern müsste. Gleich zu deuten ist auch Ziff. 9 der Grundsatzvereinbarung der Kantone Uri und Tessin vom 2./ 24. April 1986, wonach die Zusammenarbeit zwar „auf eine Dauer von 20 Jahren seit Beendigung der konzessionsrechtlichen Beziehungen des Kantons

Tessin zur ATEL“ festgelegt ist, aber der ebenfalls genannte Zeitrahmen vom 1. Januar 1985 bis 31. Dezember 2004 eine Befristung enthält, die nur Sinn macht, wenn man die Konzession nicht verlängert wird - genau das ist aber eingetreten.

Grundsatzvereinbarung vom 31. August 1987 bezüglich der Zusammenarbeit in der Sache Kraftwerk Lucendro

Auch diese Vereinbarung regelt die Zusammenarbeit der Kantone im Hinblick auf den im damaligen Zeitpunkt erwarteten Heimfall und steht ebenfalls unter dem Vorbehalt der noch offenen Rechtsfragen zwischen dem Kanton Uri und der Atel. Es kann deshalb auf das vorgängig Ausgeführte verwiesen werden.

Vertrag vom 27./31. August 1987 im Zusammenhang mit der Konzessionslösung i.S. Lucendro

Mit diesem Vertrag wurde detailliert geregelt, welche Bestimmungen die Kantone in ihre jeweiligen Konzessionsvereinbarungen mit der Atel aufnehmen. Der Kanton Uri ist seinen vertraglichen Verpflichtungen mit der Aufnahme entsprechender Bestimmungen in die Konzessionsvereinbarung nachgekommen.

Nach Ziff. 7.5 der Vereinbarung verpflichten sich beide Kantone zudem, bei einem allfälligen Ausbau der Kraftwerkanlage während der Konzessionsdauer unter dem Vorbehalt der eigenen Rechtsansprüche mitzuwirken. Aus dieser Verpflichtung lassen sich keine Rechtsansprüche des Kantons Tessin gegenüber dem Kanton Uri ableiten; Letzterer ist einzig verpflichtet, bei einem allfälligen Ausbau *mitzuwirken*, das heisst, er kann sich einem solchen Ausbau nicht von Anfang an verweigern.

Die Verpflichtung gemäss Ziff. 7.5 gilt "im Verlaufe der Konzessionsdauer". Daraus lässt sich schliessen, dass die Nutzung der Kraftwerkanlage nach dem Ende der Konzessionsdauer davon nicht mehr betroffen sein soll.

Im Hinblick auf den Heimfall ergibt sich aus dem Vertrag einzig, dass das Heimfallrecht der Kantone zu Miteigentum geltend gemacht wird und die Anteilsquote aufgrund des Verhältnisses, in dem jeder Kanton zur Gewinnung der Wasserkraft beiträgt, ermittelt wird; dies entspricht der bundesrechtlichen Regelung gemäss Art. 68 Abs. 1 WRG.

Aus dem Vertrag vom 27./31. August 1987 ergeben sich damit keine Ansprüche des Kantons Tessin, die über die gesetzliche Regelung hinausgingen.

15.3.2 Gesetzliche und vertragliche Fristen im Zusammenhang mit einem Heimfall der Anlagen

a) Gesetzliche Fristen

Die AHT hat den Kanton Uri am 7. Dezember 2009 um Verlängerung ihrer Konzession ersucht, mithin innert der in Art. 58a Abs. 2 WRG vorgesehenen Frist von 15 Jahren vor Konzessionsende. Die zuständige Behörde muss ihrerseits mindestens *zehn Jahre vor Ablauf der Konzession* einen Grundsatzentscheid über die Verlängerung der Konzession fällen (Art. 58a Abs. 2 WRG). Zuständig für diesen Entscheid ist der Landrat (Art. 18 Abs. 3 Satz 1 GNG). Dieser hat am 20. November 2014 entschieden, die Lucendro-Konzession nicht zu verlängern⁷⁶

Durch die Einräumung eines Heimfallrechts entsteht ein Gestaltungsrecht des Gemeinwesens. Wird dieses nicht unmittelbar bei Ablauf der Konzession betätigt, entsteht ein Schwebezustand, der so lange währt, bis das Gemeinwesen den Heimfall erklärt hat oder darauf verzichtet (VON WERRA, S. 8 f.). Anderslautende vertragliche Bestimmungen vorbehalten, verwirkt demnach das Recht, den Heimfall zu erklären, mit Ablauf der Konzession nicht ohne weiteres; *das Gemeinwesen kann den Heimfall vielmehr auch noch nachträglich erklären*. Eine – allerdings anhand der konkreten Umstände des Einzelfalls zu bestimmende – zeitliche Grenze dürfte sich aber aus dem Grundsatz von Treu und Glauben ergeben.

b) Vertragliche Fristen

Nach der vertraglichen Regelung muss der Kanton Uri den Heimfall *geltend machen* (Art. 7bis Ziff. 1 der Konzession). Das heisst, der Heimfall tritt mit der Nichtverlängerung der Konzession nicht automatisch ein. Der Vertragstext sieht keine Frist vor, innert welcher diese Erklärung abzugeben wäre.

c) Vorgehen bei der Erklärung des Heimfalls

Der Heimfall tritt nur dann ein, wenn er tatsächlich ausgeübt wird. Da es sich um ein Gestaltungsrecht handelt, muss das Gemeinwesen eine an den Konzessionär gerichtete Willenserklärung abgeben (vgl. hierzu VON WERRA, S. 9). Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass auf die Ausübung eines Gestaltungsrechts nach allgemeinen Rechtsgrundsätzen nicht zurückgekommen werden kann. Das bedeutet, dass der Kanton Uri an eine einmal abgegebene Heimfallerklärung gebunden ist.

Zuständig für die Erklärung des Heimfalls ist die Konzessionsbehörde, das heisst vorliegend der Landrat (Art. 38 in Verbindung mit Art. 18 Abs. 3 GNG). Wird der Heimfall erklärt, muss gleichzeitig auch über die weitere Verwendung der heimgefallenen Anlagen entschieden werden (Art. 38 Satz 2 GNG). Aus einer Verletzung dieser Pflicht kann der bisherige Konzessionär nichts zu seinen Gunsten ableiten.

⁷⁶ Nr. 2013-596 R-750-12: Bericht und Antrag des Regierungsrates an den Landrat zum Gesuch der Alpiq Hydro Ticino SA um Verlängerung der Lucendro-Konzession.

15.3.3 Handlungsspielraum des Kantons Uri aus rechtlicher Sicht

a) Ausgangslage

Die Kantone Uri und Tessin müssen die Entscheidung, ob sie das Heimfallrecht ausüben, je für sich treffen. Wird das Heimfallsrecht ausgeübt, geht das Eigentum an den Kraftwerkanlagen über. Der Kanton Uri erhält einen Miteigentumsanteil, der in Relation zum Flächenverhältnis der jeweiligen Wassereinzugsgebiete steht; dieses Verhältnis beträgt 55:45 zugunsten des Kantons Uri.

Der Kanton Tessin muss den Heimfall von Gesetzes wegen ausüben und wird seinen Miteigentumsanteil in die Azienda Elettrica Ticinese (AET) integrieren. Mit dem Kauf der AHT hat der Kanton Tessin diesen Schritt bereits vollzogen.

b) Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die heute bestehenden Anlagen nutzen sowohl Gewässer, an denen der Kanton Uri ein Nutzungsrecht hat, als auch Gewässer, an denen ein Nutzungsrecht des Kantons Tessin besteht. Soll die bestehende Anlage weiterbetrieben werden, muss der Betreiber über eine Wasserrechtsverleihung von beiden Kantonen verfügen. Damit stellt sich die Frage, was passiert, wenn die beiden Kantone unterschiedlich Auffassungen darüber haben, wer der neue Konzessionär sein soll.

Gemäss Art. 38 Abs. 2 WRG werden Wasserrechte an Gewässerstrecken, die in verschiedenen Kantonen liegen, durch die beteiligten Kantone *im gemeinsamen Einvernehmen* verliehen. Können sich die Kantone nicht einigen, *so erteilt das UVEK die Konzession*. Das UVEK entscheidet auch dann, wenn sich die Kantone über den Umfang oder über die gemeinschaftliche Ausübung ihrer Rechte aus der Konzession nicht einigen können. Dem UVEK kommt dabei ein erheblicher Entscheidungsspielraum zu.

Der Bund nimmt nach dieser Bestimmung bei Streitigkeiten zwischen Kantonen die Rolle eines neutralen Dritten ein, um zu verhindern, dass infolge von Streitigkeiten zwischen den Kantonen eine *rationelle Ausnutzung der Wasserkraft* verunmöglicht wird (BGr, Urteil 2C_338/2013 vom 21. August 2013, E. 2.1).

Da die Konzessionsstrecke im konkreten Fall sowohl auf Gebiet des Kantons Uri als auch auf Gebiet des Kantons Tessin liegt, müssen die Kantone sich über die zukünftige Nutzung der Wasserkraft einigen, wenn sie nicht riskieren wollen, dass *am Ende der Bund hoheitlich eine Konzession* vergibt.

Kommt das UVEK dereinst zum Schluss, die Weiternutzung der bestehenden Anlagen würde dem Gebot, die Wasserkraft rationell auszunutzen, besser entspreche als eine Neukonzeption der Kraftwerkanlage verbunden mit der Ableitung des Wassers des Lago di Lucendro nach Norden, wird das UVEK im Streitfall die Konzessionen im bisherigen Sinn an einen seriösen Konzessionär vergeben. Diese Rechtsfolge ist bei der Ausarbeitung der Handlungsoptionen zu beachten.

c) Handlungsoptionen

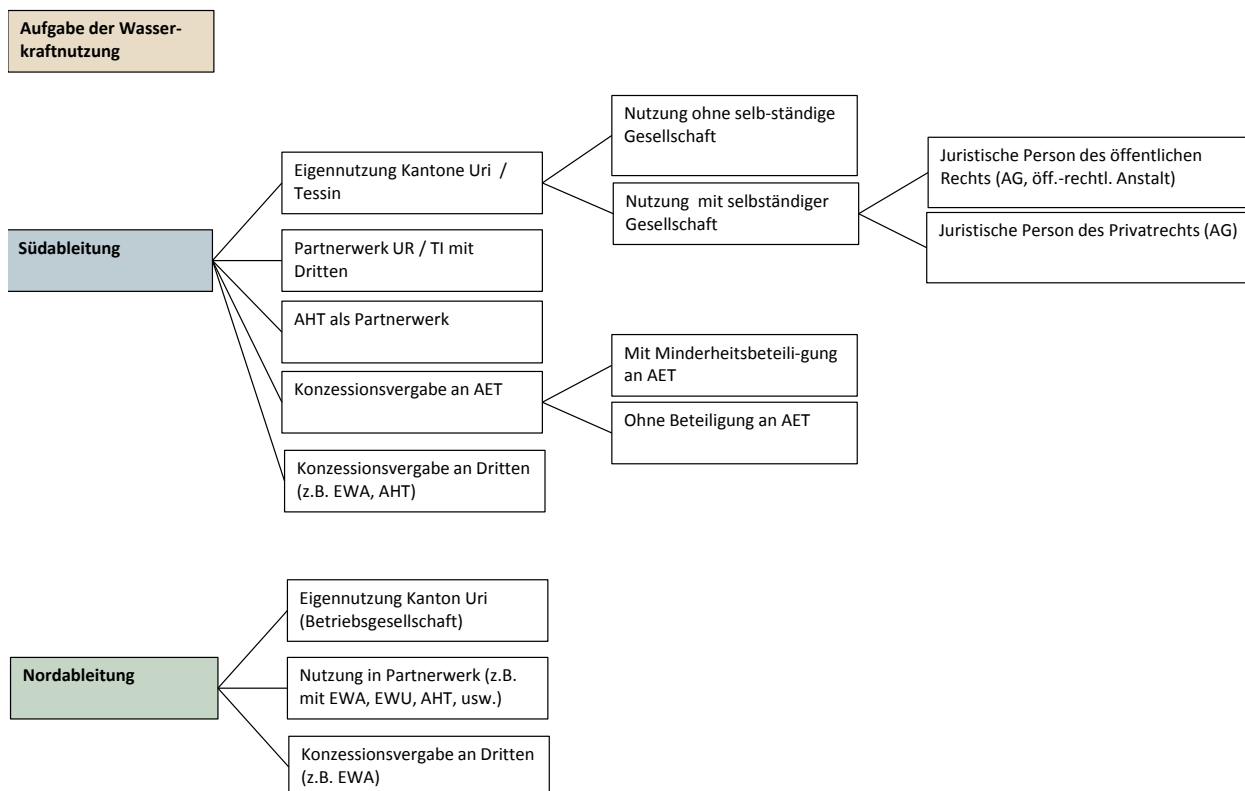
Vorbemerkungen

Mit Ablauf der Konzessionsdauer fällt das verliehene Sondernutzungsrecht dahin. Der Konzessionär ist nicht mehr berechtigt, die Wasserkraft zu nutzen, wohl aber die Konzedentin. Davon zu trennen ist die Frage, was mit den Wasserkraftanlagen geschieht. Dies hängt davon ab, ob die Konzedentin ihr Heimfallsrecht ausübt. Erfolgt kein Heimfall, gilt nach Art. 69 Abs. 1 WRG als dispositives Bundesrecht, dass die auf privatem Boden errichteten Anlagen nach sachenrechtlichen Grundsätzen ihrem bisherigen Eigentümer verbleiben. In der Regel, insbesondere wenn kein Baurecht besteht, fallen sie in das Eigentum des Grundeigentümers. Demgegenüber gehen die auf öffentlichem Boden stehenden Anlagen an das verleihungsberechtigte Gemeinwesen über, nachdem sie während der Konzessionsdauer entgegen dem Akzessionsprinzip im Eigentum des Konzessionärs standen, ohne dass es der Begründung eines Baurechtes bedurfte. Sollen die Anlagen auf öffentlichem Boden weiter benutzt werden, so hat das Gemeinwesen dem Konzessionär eine nach billiger Erwägung aller Umstände zu bemessende Vergütung zu leisten (Art. 69 Abs. 2 WRG). Nicht weiter benutzte Anlagen hat der Konzessionär hingegen zu beseitigen (sogenannte Wegräumungspflicht, vgl. Botschaft zum WRG vom 1. Mai 1912, S. 47).

Mit dem Heimfall wird dem Konzedenten ein Aneignungsrecht verliehen, zu betätigen durch Willenserklärung an den Konzessionär. Erklärt der Kanton Uri die Ausübung des Heimfalls, fällt das Eigentum an den Wasserkraftanlageanteilen dem Kanton zu; er wird Miteigentümer an den hydraulischen und (schon wegen des Zwangs in Art. 67 Abs. 2 WRG) an den elektrischen Teilen der Anlage.

Die Darstellung in Abbildung 15-3 fasst die Handlungsoptionen aus der rechtlichen Analyse zusammen:

Abbildung 15-3: Handlungsoptionen beim Heimfall der Lucendro-Konzession



Aufgabe der Nutzung der Wasserkraft

Die Aufgabe der Nutzung der Wasserkraft steht nicht zur Diskussion.

Süddableitung

1. Eigennutzung der Wasserkraftanlage durch die Kantone Uri / Tessin

Verzichtet der Kanton Uri auf eine Neukonzessionierung zugunsten eines neuen Konzessionärs, kann er

- die Nutzung der Wasserkraft selbst wahrnehmen. Will der Kanton die Wasserkraftanlage (zusammen mit dem Kanton Tessin) selbst nutzen, kann er dies
 - als öffentlichrechtliche Körperschaft ohne selbstständige Gesellschaft über eine Verwaltungsstelle tun oder
 - über eine selbstständige Gesellschaft (Betriebsgesellschaft), die sich im Besitz des Kantons befindet. Die Betriebsgesellschaft kann eine öffentlichrechtliche sein (öffentlichrechtliche Anstalt, öffentlichrechtliche AG) oder eine privatrechtliche Gesellschaft, vorzugsweise eine privatrechtliche Aktiengesellschaft.

Um rechtliche Probleme, die sich aus dem Miteigentum an den Anlagen ergeben, zu vermeiden, wird es in dieser Konstellation sinnvoll sein, die Wasserkraftanlage in einer gemeinsamen Gesellschaft mit dem Kanton Tessin zu betreiben. Dabei ist denkbar, die bestehende AHT, die

der Kanton Tessin in der Zwischenzeit von der Alpiq übernommen hat, als diese gemeinsame Gesellschaft zu bestimmen, unter Übernahme des entsprechenden Teils der Aktien der Gesellschaft durch den Kanton Uri (was im Einvernehmen mit dem Kanton Tessin erfolgen müsste).

2. Partnerwerk Uri / Tessin mit Dritten

Aus rechtlicher Sicht besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, gemeinsam mit einem Dritten eine neue Gesellschaft zu gründen. Die Kantone Uri und Tessin würden in diese Gesellschaft die heimgefallenen nassen Teile sowie die von der AHT übernommen elektrischen (trockenen) Anlageteile einbringen, der Dritte würde sich finanziell an der Gesellschaft beteiligen. Das Ganze lässt sich auch über die bestehende AHT-Gesellschaft realisieren.

Diese neue Gesellschaft wird das Kraftwerk nicht alleine, sondern gemeinsam mit der AET und dem Kanton Uri betreiben müssen. Es ist zu vermuten, dass ein Dritter an dieser Lösung (bei den gegebenen Mehrheitsverhältnissen und der gegenwärtigen Situation der schweizerischen Wasserkraft) kein allzu grosses Interesse haben wird.

3. AHT als Partnerwerk

Nachdem der Kanton Tessin als Konzedent die AHT von der Alpiq gekauft hat, sind weitere Konstellationen denkbar, je nachdem, ob der Kanton Tessin in der neuen Eigentümerstruktur den Heimfall der Anlagen überhaupt auslösen will oder ob er nicht vielmehr die AHT erneut konzessionieren will. Dann kann der Kanton Uri im Rahmen der Heimfallverhandlungen anstatt der Anlagen direkt die Aktien der AHT übernehmen.

4. Konzessionsvergabe an die AET und Beteiligung an dieser

Der Kanton Tessin beabsichtigt, die heimgefallenen Anlagen in die AET einzubringen; ob er dies direkt macht oder, nach dem Kauf der AHT, über die Beteiligung an dieser Gesellschaft, ist heute offen. Rechtlich ist es möglich und zulässig, dass der Kanton Uri der AET eine Konzession für die Urner Gewässer erteilt.

Rechtlich ist es ebenfalls möglich, dass der Kanton Uri mit dem Kanton Tessin vereinbart, im entsprechenden Umfang an der AET beteiligt zu werden (vgl. auch Art. 24 GNG sowie Art. 55 lit. c WRG). Dies erfordert allerdings die Zustimmung des Kantons Tessin. Ob eine (sehr geringfügige) Minderheitsbeteiligung sinnvoll ist, muss bezweifelt werden, da es dem Kanton Uri in erster Linie um das Schicksal des Wasserkraftwerkes Lucendro gehen muss.

5. Konzessionsvergabe an Dritten

Der Landrat hat das Verlängerungsgesuch der AHT abgelehnt und sich für den Heimfall der Kraftwerksanlagen entschieden. Nach dem Ablehnungsentscheid besteht gleichwohl die Möglichkeit, dereinst erneut die AHT zu konzessionieren (was bei der neuen Eigentümerschaft an der AHT Sinn machen kann). Gemeinhin wird in einer solchen Konstellation eine *Entschädigung für den Verzicht auf Ausübung des Heimfallrechts* vereinbart; Art. 37 Abs. 3 GNG sieht diese Möglichkeit ausdrücklich (und wohl verpflichtend, was die Entschädigung betrifft) vor. Die Verlängerung der Konzession AHT ist dann eine mögliche Option, wenn sich die Kantone Uri und Tessin geeinigt haben, das Kraftwerk Lucendro gemeinsam über die AHT zu betreiben und der Kanton Uri die Anteile an der AHT von der AET übernommen hat.

Die Verleihung erfolgt durch Erneuerung der Konzessionsvereinbarung mit der AHT. Der Verzicht auf den Heimfall betrifft nur diejenige Quote, welche dem Kanton Uri an den nassen Teilen zusteht. Auf die Möglichkeit des Kantons Tessin, den Heimfall für seinen quotenmässigen Anteil zu erklären, hat dies keinen Einfluss. Um schwierige rechtliche Komplikationen zu vermeiden, wird in diesem Fall vor der Konzessionierung der AHT mit dem Kanton abzusprechen sein, ob die AET einverstanden ist, die Nutzung der Wasserkraftanlage Lucendro über die AHT zu realisieren.

Wird zwischen dem Kanton Uri und dem Kanton Tessin keine Lösung für die Einbindung der AET gefunden (wobei auch die AET zustimmend von der Lösung Kenntnis nehmen müsste), läge der Entscheid über die Vergabe der Konzession wiederum beim UVEK, da gemäss Art. 38 Abs. 2 WRG Wasserrechte an Gewässerstrecken, die in verschiedenen Kantonen liegen, durch die beteiligten Kantone *im gemeinsamen Einvernehmen* verliehen werden und das UVEK die Konzession erteilt, wenn sich die Kantone über den Umfang oder über die gemeinschaftliche Ausübung ihrer Rechte aus der Konzession nicht einigen können (vgl. auch BGr, Urteil 2C_338/2013 vom 21. August 2013, E. 2.1).

6. Nordableitung

Bei der Nordableitung müssen vorab die beiden folgenden Punkte beachtet werden:

- Die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit dieser Lösung muss im Grundsatz nachgewiesen werden, bevor diese Variante ernsthaft in Betracht gezogen werden kann.
- Selbst wenn die technische Machbarkeit gegeben wäre muss Folgendes beachtet werden: Erstreckt sich ein Wasserkraftwerk über das Gebiet mehrerer Kantone, müssen sich die Kantone über das Vorgehen einigen. Kommt keine Einigung zu Stande, entscheidet das UVEK. Mit anderen Worten, widersetzt sich der Kanton Tessin der Nordableitung, kann er einen Entscheid des UVEKs herbeiführen. Es ist davon auszugehen, dass sich das UVEK im Streitfall aufgrund der erwähnten Ausführungen kaum für eine Nordableitung entscheiden wird.

Ist sowohl die technische/wirtschaftliche Machbarkeit gegeben wie auch eine einvernehmliche Lösung mit dem Kanton Tessin möglich, ergibt sich bei der Nordableitung ein ähnliches Spektrum an Handlungsoptionen wie bei der Süddableitung.

Literaturverzeichnis

Baudirektion Uri (1997)

Wasserkraftnutzungskonzept Uri. Phase II – Feinkonzept.

BFE – Bundesamt für Energie (2013)

Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Im Internet: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=06075

BFE (2013)

Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz. http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_801267723.pdf&endung=Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz

BFE (2014)

Marktpreise gemäss Art. 3f, Abs. 3 EnV. Stand 7. Oktober 2014. Im Internet: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_220046422.pdf&endung=Marktpreis gemäss Art. 3 f, Abs. 3 EnV

BFE (2014)

Neues Fördermodell Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N. Im Internet: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_467729267.PDF&endung=Neues Fördermodell Wasserkraft - Bericht zuhanden der UREK-N

BFE (2014)

Rentabilität der bestehenden Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N. Im Internet: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_990556191.pdf&endung=Rentabilität der bestehenden Wasserkraft - Bericht zuhanden der UREK-N

IUB (2010)

Wasserkraftnutzung am Gotthard. Analyse und Beurteilungen.

Kanton Uri (2008)

Eignerstrategie für die Urner Wasserkraftnutzung. Überarbeiteter und ergänzter Grundlagenbericht. Im Auftrag der Kommission für Energiepolitik Uri.

Regierungsrat des Kantons Uri (2013)

Bericht und Antrag des Regierungsrates an den Landrat zum Gesuch der Alpiq Hydro Ticino SA um Verlängerung der Lucendro-Konzession

Wellenstein Jürg (2013)

Auch Wasserkraft birgt Risiken. In energieRundschau September 2012.