

An aerial photograph of a mountain valley. In the center, a large, light-green lake is nestled in a valley. The surrounding mountains are rugged and partially covered in snow. A red callout box with white text is positioned over the lake. Below the box, the text 'Energie mit Perspektiven' is written in red. At the bottom of the image, the title 'OPTIONENBERICHT' is written in large white letters, followed by the subtitle 'ÜBER MÖGLICHE STANDORTE KÜNFTIGER WASSERKRAFTNUTZUNG IN TIROL' in smaller white letters. At the very bottom, the company name 'TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG' is written in white.

**tiroler
wasser
kraft**

Energie mit Perspektiven

OPTIONENBERICHT

ÜBER MÖGLICHE STANDORTE KÜNFTIGER WASSERKRAFTNUTZUNG IN TIROL

TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG

VORWORT DES VORSTANDES



Weltweit verändern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dramatisch; die Lösung der energiepolitischen Frage wird zu einer Schicksalsfrage des 21. Jahrhunderts.

Die hochwertigste Nutzenergie, der elektrische Strom, wird auch in Europa knapper und teurer. Zu lange wurde der Kraftwerksbau vernachlässigt, sodass einer stetigen Zunahme des Verbrauchs stagnierende Erzeugungskapazitäten gegenüberstehen. In dieser Situation sind Stromimporte mit einem zunehmenden Verfügbarkeits- und Preisrisiko verbunden.

Im Lauf der letzten ca. zehn Jahre ist auch das „Wasserkraftland“ Tirol Schritt für Schritt zum Stromimportland geworden. Dies kann insofern nicht verwundern, als die Inbetriebnahme unseres letzten großen Wasserkraftvorhabens, der Werksgruppe Sellrain-Silz, nahezu ein Vierteljahrhundert zurückliegt.

So mussten im Jahr 2003 zur Deckung der Landesversorgung Tirol bereits über 1500 GWh Strom importiert werden, was einem Importanteil von ca. 25 % des Tiroler Gesamtstromverbrauches von ca. 6000 GWh entspricht. In Anknüpfung an den langjährigen Trend nehmen wir an, dass der Stromverbrauch in Tirol um jährlich 120 GWh bis zum Jahr 2015, hernach jährlich um 100 GWh weiter ansteigen wird. Ohne Errichtung und Inbetriebnahme zusätzlicher Erzeugungskapazitäten müsste dieser Verbrauchszuwachs zur Gänze durch zusätzliche Importe abgedeckt werden.

Vor diesem äußerst schwierigen und risikobehafteten energiewirtschaftlichen Szenario befindet sich Tirol in der vergleichsweise glücklichen Lage, über beträchtliche, noch nicht ausgebaute Wasserkraftressourcen zu verfügen. Wir schlagen daher vor, den Ausbau der Wasserkraft in Tirol wieder aufzunehmen und stellen mit diesem Optionenbericht mögliche Standorte künftiger Wasserkraftnutzung in Tirol – teilweise in Form alternativer Entscheidungsvarianten – zur Diskussion. Somit unterbreiten wir Vorschläge für eine sichere, preisstabile und umweltverträgliche Elektrizitätsversorgung Tirols, die sich verstärkt auf die heimische, nachhaltige und erneuerbare Ressource der alpinen Wasserkraft stützt.

Der Ausbau der heimischen Wasserkraft wird mit weiteren wesentlichen Nutzenwirkungen verbunden sein: Stärkung der energiepolitischen Autonomie und standortpolitischen Handlungsfähigkeit des Landes Tirol, Schaffung hochwertiger Arbeitsplätze, Sicherung von Wertschöpfung und Strukturentwicklung im eigenen Land sowie Verbesserung der außenwirtschaftlichen Bilanz. Auch die Interessen der Tourismuswirtschaft haben sich – wie jahrzehntelange Praxisbeispiele zeigen – mit dem Ausbau der Wasserkraft in Tirol als gut vereinbar erwiesen.

Wir hoffen, dass aus der vorgelegten breiten Diskussions- und Entscheidungsgrundlage die besten Ausbauvorschläge jene grundsätzliche politische und gesellschaftliche Zustimmung erhalten werden, die für ihre Weiterbearbeitung und konkrete Inangriffnahme notwendig ist.

Innsbruck, im November 2004


Dipl.-Ing. Alfred Fraidl


Dr. Bruno Wallnöfer


Dipl.-Ing. Franz Hairer



| | |
|---|-----------|
| I. ALLGEMEINER TEIL | 8 |
| 1. Einleitung | 8 |
| 2. Weltenergiemärkte im Umbruch | 9 |
| 2.1 Primärenergieträger | 9 |
| 2.2 Stromproduktion weltweit | 11 |
| 3. Europäische Stromversorgung zwischen Regulierung und Wettbewerb | 11 |
| 3.1 EU-Richtlinien | 12 |
| 3.2 EU-Liberalisierung | 12 |
| 3.3 Strategie regionaler Märkte | 14 |
| 3.4 EURELECTRIC: Ensuring Investments | 14 |
| 4. Der Strommarkt in Deutschland bis 2020 | 18 |
| 4.1 Investitionen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt | 18 |
| 4.2 Optionsrahmen für neue Erzeugungskapazitäten | 19 |
| 4.3 Zusammenfassende Bewertung der Erzeugungsoptionen in der BRD | 20 |
| 5. Strommarkt und Energiepolitik in Österreich | 22 |
| 5.1 Auswirkungen der Liberalisierung in Österreich | 24 |
| 5.2 Maßnahmen der Energiepolitik auf Bundesebene im Strommarkt | 28 |
| 5.2.1 Marktkonzentration | 28 |
| 5.2.2 Förderung erneuerbarer Erzeugung über das Ökostromgesetz | 28 |
| 5.2.3 Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie im Wasserrechtsgesetz 2003 | 29 |
| 5.2.4 Emissionszertifikategesetz | 30 |
| 5.2.5 Versorgungssicherheit | 30 |
| 5.2.6 Labeling | 30 |
| 5.3 Die Regulierungsbehörden Energie-Control Kommission und Energie-Control GmbH | 30 |
| 5.3.1 Markt | 31 |
| 5.3.2 Festlegung der Netztarife | 31 |
| 5.4 Österreichische Elektrizitätswirtschaft: Kapazitätsbedarf an Kraftwerken bis 2015 | 35 |
| 6. Strommarkt und Energiepolitik in Tirol | 39 |
| 6.1 Das Tiroler Energieleitbild | 40 |
| 6.2 Strategie der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG | 42 |
| 6.2.1 Ausgangslage und Zukunftsperspektive | 43 |
| 6.2.2 Darstellung und Bewertung der Varianten zur Bedarfsdeckung | 44 |
| 7. Zusammenfassende Schlussfolgerungen | 46 |

| | |
|--|-----------|
| ■ II. AUSBAU DER WASSERKRAFT IN TIROL | 48 |
| ■ III. DIE OPTIONEN IM DETAIL | 54 |
| 1. Allgemeine Bemerkungen | 54 |
| 2. Die Optionen | 55 |
| <i>Option Nr. 1</i> Neubau Speicherkraftwerk Malfontal | 56 |
| <i>Option Nr. 2</i> Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffelsee-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal | 58 |
| <i>Option Nr. 3</i> Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal | 62 |
| <i>Option Nr. 4</i> Ausbau Kraftwerk Naturns (Südtirol) zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Naturns | 66 |
| <i>Option Nr. 5</i> Neubau Kraftwerksgruppe Ötztal mit einer Oberstufe Fischbach-Aschbach als Pumpspeicherkraftwerk und einer Unterstufe Aschbach-Haiming mit anschließendem Schwallausgleichskraftwerk | 70 |
| <i>Option Nr. 6</i> Neubau Innstufe Imst-Mötz | 74 |
| <i>Option Nr. 7</i> Erweiterung Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Beileitungen aus dem Ötztal | 76 |
| <i>Option Nr. 8</i> Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk | 78 |
| <i>Option Nr. 9</i> Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk und Beileitungen aus dem Ötztal und aus dem Stubaital | 80 |
| <i>Option Nr. 10</i> Neubau Speicherkraftwerk Fotschertal | 82 |
| <i>Option Nr. 11</i> Neubau Speicherkraftwerk Hinteres Stubaital | 86 |
| <i>Option Nr. 12</i> Ausbau Achenseekraftwerk durch Zubau eines zweiten Kraftwerkes als Pumpspeicherkraftwerk | 88 |
| <i>Option Nr. 13</i> Neubau Innstufen von Stams bis Breitenbach | 90 |
| <i>Option Nr. 14</i> Neubau Pumpspeicherkraftwerk Winkeltal | 92 |
| <i>Option Nr. 15</i> Neubau Pumpspeicherkraftwerk Raneburg-Matrei | 94 |
| <i>Option Nr. 16</i> Neubau Iselstufe Matrei-Lienz | 96 |



Biotop und Fischaufstieg Langkampfen

I. ALLGEMEINER TEIL



1. Einleitung

Die Strom- und Gasmärkte Österreichs wurden 2001 / 2002 vollständig für den internationalen Wettbewerb geöffnet.¹

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (Tiroler Wasserkraft / TIWAG) hat diese Herausforderung im europäischen, geopolitisch eingebetteten Wettbewerb bisher erfolgreich bewältigen können. 1924 als Aktiengesellschaft gegründet,² mit dem Ziel, ein großes Speicherkraftwerk am Achensee zu bauen³ und 1947 durch gesetzlichen Auftrag als Landesgesellschaft für Tirol nach dem Zweiten Weltkrieg wieder errichtet,⁴ steht sie - neben den Wiener Stadtwerken - als einzige der Landesgesellschaften noch heute im Alleineigentum des Landes.

Diese Ausgangslage hat dem Land Tirol über Jahrzehnte weitreichenden energiepolitischen Handlungsraum gesichert, der durch die eingeleitete Integration zu einer Tiroler Stromlösung,⁵ unter Ausweitung des Aktivitätsradius in Richtung Infrastruktur, nicht fremdbestimmt, sondern aus eigener Willensbildung zum Vorteil Tirols genutzt werden konnte. Dem Ausbau der eigenen Wasserkräfte und ihrer Verwertung im europäischen Verbund zur Stützung der Eigenständigkeit der Energieversorgung in Tirol wurde dabei stets ein besonders hoher Stellenwert beigemessen.⁶

Zwischenzeitlich sind die Eckpfeiler künftiger Europäischer Energiepolitik soweit sichtbar, dass daraus eine Zukunftsstrategie für den Eigentümer und das Unternehmen mit dem Ziel abgeleitet werden kann, dem Land Tirol seinen energiepolitischen Entscheidungsfreiraum auch in Zukunft sowie dem Unternehmen sein Alleinstellungsmerkmal im europäischen Wettbewerb bestmöglich zu sichern.

Der **Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG** legt diesen Optionenbericht - nach Befassung des Aufsichtsrates - der Hauptversammlung mit dem Ersuchen vor, eine politische Grundsatzentscheidung über den künftigen Ausbau der Wasserkraft in Tirol unter Bedachtnahme auf die Ziele Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit, Umweltverträglichkeit und Preiswürdigkeit der Energieversorgung in Tirol herbeiführen zu wollen und in der Folge jene Beschlüssen zu fassen, welche die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG in die Lage versetzen, im Rahmen ihrer unternehmerischen Möglichkeiten die Wasserkräfte in Tirol in Verfolgung der aufgezeigten Ziele weiter auszubauen.



1 - Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz-EIWOG, BGBl. I Nr. 143/1998, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 63/2004, Gaswirtschaftsgesetz-GWG, BGBl. I Nr. 121/2000, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 115/2004

2 - Gesellschafter: Bankenkonsortium und Private (60 %), Stadt Innsbruck, Land Tirol

3 - Österreichische Kraftwerke in Einzeldarstellungen, Folge 26: Kraftwerk Achensee, Herausgeber: BM für Verkehr und verstaatlichte Betriebe (1956)

4 - 2. Verstaatlichungsgesetz, BGBl. Nr. 81/1947

5 - Beteiligung der Tiroler Wasserkraft an der IKB AG

6 - Regierungserklärung LH DDr. Herwig van Staa, 21.10.2003

2. Weltenergiemärkte im Umbruch

Unser heutiger Wohlstand ist eng mit der großtechnischen Energienutzung verbunden. Inzwischen hängen das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft und eine sichere und zu leistbaren Preisen verfügbare Energieversorgung untrennbar zusammen.

Dazu die folgenden aktuellen Kennzahlen zum Weltenergieverbrauch:

Vom Weltenergieverbrauch 2002 entfallen mehr als 38 % auf Erdöl, 25 % auf Gas, mehr als 26 % auf Kohle, fast 8 % auf Kernenergie und 2,5 % auf Wasser.⁷

Der Verbrauch pro Kopf ist in den USA doppelt so hoch wie in der EU und dort wiederum zehnmal so hoch wie etwa in Afrika.

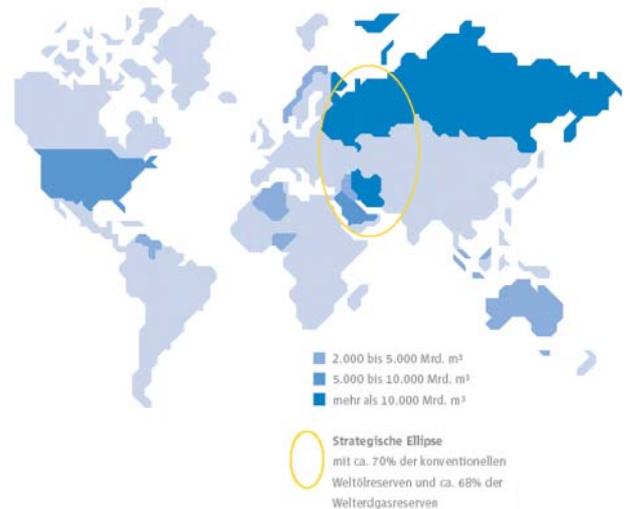
Obwohl in den Industrieländern einschließlich der osteuropäischen Volkswirtschaften sowie den Nachfolgestaaten der UdSSR nur 23 % der Menschen leben, verbrauchen diese 71 % der Weltenergie.⁸

Von großer Bedeutung ist auch die Zeitachse, zugleich Maßstab für den Industrialisierungsgrad einer Gesellschaft: zwischen 1900 und 1975 hat sich der Weltenergieverbrauch verzehnfacht.⁹ Schätzungen zufolge wird dieses Wachstum, zwar vermindert, aber doch mit durchschnittlich 2 % jährlich stetig bleiben, bei Verschiebung des Verbrauchsschwerpunktes in die Schwellen- und Entwicklungsländer.

Mit ca. 70 % der konventionellen Weltöl- und ca. 68 % der Welterdgas-Reserven in der sogenannten „strategischen Ellipse“ liegen die Hauptreserven in den Ländern des Nahen / Mittleren Ostens sowie der ehemaligen UdSSR.¹⁰ Bei Kohle dominiert Asien als Produzent und Verbraucher und in Asien wiederum China als aufstrebende Industrienation im Fernen Osten.

Öl und Gas: Strategische Ellipse

Konventionelles Erdgas: Länder mit Reserven über 2.000 Milliarden m³ und die „Strategische Ellipse“



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

Durch das zunehmende Auseinanderfallen von Produktions- / Förderungsregionen und Verbrauchsregionen rücken Transportmöglichkeiten und Transportkosten zunehmend in den Blickpunkt des Interesses.

Im Folgenden werden die Energieträger kurz charakterisiert.

2.1 Primärenergieträger

Erdöl und Raffinerieprodukte dominieren den Weltenergiemarkt schon seit Jahrzehnten. Weltweit agierende Gesellschaften sowie die politischen Interessen der Verbrauchernationen, aber auch die Kartellbildung auf Erzeugerseite (OPEC) haben frühzeitig zur Entstehung von entwickelten Märkten beigetragen, um Versorgungssicherheit und Preisberechenbarkeit herbeizuführen. Größere Verwerfungen machen viele Entwicklungen erst im Nachhinein erklärbar. Dies zeigt die derzeitige Rohölpreis-Hausse, wobei seit langem bei einem das Zehnfache des täglichen Fördervolumens erreichenden Handel (einschließlich Absicherung durch Hedging) professionelle Marktteilnehmer an den Börsen agieren.¹¹

7 - Weltenergiereport 2003, 23
8 - Weltenergiereport 2003, 10
9 - Weltenergiereport 2003, 18
10 - Weltenergiereport 2003, 35
11 - Weltenergiereport 2003, 70

Von der Preisentwicklung unmittelbar betroffene Wirtschaftszweige, wie die Luftfahrtunternehmen, Chemie- oder Transportunternehmen, sowie die weltweit agierenden Ölfördergesellschaften, sind neben Arbitrageuren und Spekulanten die größten Marktteilnehmer. Die Auswirkungen von weltweiten Preisentwicklungen bei Öl verspürt praktisch jeder einzelne und verspüren mittelbar auch viele Wirtschaftssektoren einschließlich der Energie-Unternehmungen, denn der Ölpreis hat weltweit unangefochtene Preis-Leitfunktion.

Erdgas ist der „Gewinner“ der Ölkrise der letzten Jahrzehnte, sein Anteil am Weltenergieverbrauch hat stark zugenommen und wächst kontinuierlich weiter.

Im Vergleich zu Erdöl, das relativ einfach gefördert und transportiert werden kann, ist die Erdgasförderung technisch anspruchsvoll, und der Transport von den zum Teil am offenen Meer liegenden Förderstätten in die Verbrauchszentren erfordert transkontinentale Transportnetze mit Verdichtungsstationen. In der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten werden auch größere Speicher unterhalten.

Für Erdgas gibt es nicht einen Weltmarkt, sondern vier große Marktregionen: Nordamerika, Südamerika, Europa und Ostasien / Australien. Daher gibt es auch nicht einen Erdgaspreis, vielmehr ist das „Prinzip der Anlegbarkeit“ preisbestimmend:¹² Die Preisobergrenze bildet der Preis für Erdöl, nur in weit entwickelten, liberalisierten Gasmärkten liefern die Grenzkosten der Bereitstellung Preissignale (GB und USA). Die stetig wachsende Gasnachfrage wird von Wärmeverbraucher und von Stromerzeugern getrieben, Hauptanbieter sind Gazprom sowie die bekannten, weltweit agierenden Ölgesellschaften.

Bis auf weiteres gilt: der Gaspreis folgt - mit einiger zeitlicher Verzögerung - dem Ölpreis.

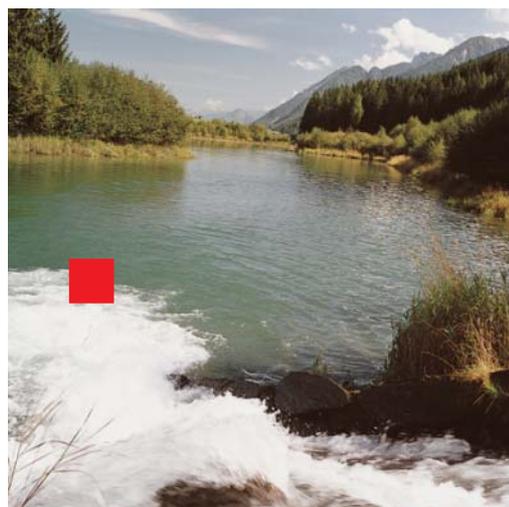
Kohle stand an der Wiege der Industrialisierung und spielt heute noch mit rund 26 % Anteil am Weltenergieverbrauch eine bedeutende Rolle. Kohle ist der fossile Energieträger mit den höchsten Reserven (97 %), allerdings auch mit den größten CO₂-Emissionen, was seinen Einsatz ökologisch bremst. Obwohl drei Länder

über rund 70 % der Aufkommen verfügen (USA, Russland, China), gibt es funktionierende Rohstoffmärkte, auf denen die Kohleprodukte Kesselkohle und Koks-kohle gehandelt werden.¹³ Braunkohle mit niedrigem Heizwert wird nicht weit transportiert, sondern üblicherweise vor Ort eingesetzt bzw. verstromt. Kohle dient nach wie vor weltweit der Zement- und Eisenproduktion, wird aber auch in der Stromerzeugung eingesetzt. Preisdifferenzierungen der regionalen Teilmärkte werden durch Arbitrage ausgeglichen. Der langfristige Preistrend für Kohle lässt sich aus den Grenzkosten der Bereitstellung ableiten.¹⁴

Kohle für die Stromerzeugung steht preislich in Konkurrenz zum Erdgas, dessen Preis wieder vom Erdölpreis gedeckelt wird.

Der Anteil der sogenannten „**Regenerativen**“ am Welt-Primärenergieverbrauch lag im Jahr 2001 bei 13,5 %, davon entfallen knapp 80 % auf erneuerbare Brennstoffe und Abfall, 16,4 % auf Wasserkraft, ca. 3 % auf Erdwärme und ein für die Deckung des Weltenergieverbrauches noch verschwindend geringer Anteil von 0,5 % auf die sogenannten „neuen Regenerativen“ (Wind, Solar- / Gezeitenenergie).¹⁵

Kernenergie trägt zu 7,6 % zur Deckung des Weltenergiebedarfes bei, ihr Anteil wird weiter wachsen, insbesondere aufgrund der Industrialisierung in China.



12 - Weltenergiereport 2003, 36 ff
13 - Weltenergiereport 2003, 28
14 - Weltenergiereport 2003, 30
15 - Weltenergiereport 2003, 40

2.2 Stromproduktion weltweit

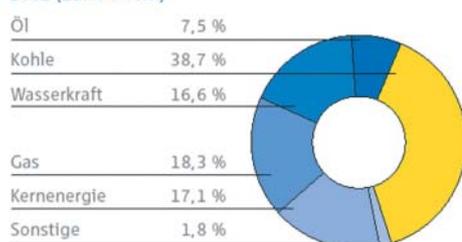
Energie ist nicht mit Strom gleichzusetzen; der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch liegt bei 15 %, gemessen am Primärenergieeinsatz bei 19 %, da beim Umwandlungsprozess unterschiedlich viel Energie verloren geht.¹⁶

Für elektrischen Strom gilt für 2001 folgende Welt-Primärenergie-Statistik:

Der Anteil von Kohle an der Stromerzeugung beträgt 38,7 %, der von Gas 18,3 %, Kernenergie 17,1 %, Wasserkraft 16,6 % und Öl 7,5 %. Sonstige nehmen einen Anteil von 1,8 % ein.¹⁷

Energiemix in der Stromerzeugung 2001 **Anteil der Einsatzenergie an der Stromerzeugung**

2001 (15.476 TWh)



Quelle: Weltenergiereport 2003

Prognosen für die weltweite Strombedarfsdeckung gehen von 2,4 % bis 2,9 % jährlicher Verbrauchszunahme aus, wobei der Anteil von Stromerzeugung aus Kohle und Gas überdurchschnittlich wachsen wird. Letzten Meldungen zufolge ist auch mit einer Renaissance der Kernenergie zu rechnen (wie bereits erwähnt, insbesondere in China).¹⁸

Alle Prognosen stimmen darin überein, dass der Stromverbrauchszuwachs in Prozent über dem Energieverbrauchszuwachs liegen wird und das unter Einrechnung des technologischen Fortschritts. An künftig nutzbaren Vorkommen bzw. Reserven erscheint als erste Primärenergie zunächst Öl begrenzt, in der Folge Erdgas. Die Reserven an Kohle werden vergleichsweise am größten eingeschätzt.

Für die Strompolitik der einzelnen Staaten bleibt die politische Autonomie von großer Bedeutung: je nach Bewertung der Gesichtspunkte Unabhängigkeit vom Ausland, Umweltschutz, Verfügbarkeit einheimischer Energieträger und Preiswürdigkeit kann der nationale energiepolitische Rahmen ganz unterschiedlich gesteckt sein. Dies sei am Beispiel der Haltung zur Kernenergienutzung verdeutlicht: Frankreich setzt voll auf diese Technologie, während Deutschland den Ausstieg beschlossen hat und in Österreich die Nutzung der Kernenergie durch Gesetz verboten wurde.

3. Europäische Stromversorgung zwischen Regulierung und Wettbewerb

Mit dem Beitritt Österreichs als Vollmitglied zur EU¹⁹ wurde der gesamte Europäische Rechtsbestand übernommen. Österreich ist damit Teil des europäischen Integrationsprozesses und einer von derzeit 25 Mitgliedstaaten in Europa geworden.

Im EU-Recht ist Strom als „Ware“²⁰ klassifiziert und damit Gegenstand der Grundfreiheit des „Freien Warenverkehrs“ gemäß EU-Verfassung. Allerdings sind die physikalischen Besonderheiten des elektrischen Stroms durch rechtliche Normen nicht außer Kraft zu setzen: Strom lässt sich nicht speichern, muss in jedem Augenblick des Verbrauchs in gleichem Ausmaß erzeugt werden und ist ein leitungsgebundener Energieträger. Netze, Kraftwerke und Last sind immer als ein integriertes Gesamtsystem zu bewerten. Zur Regulierung der einzelnen Segmente müssen allerdings nach ökonomischen Gesichtspunkten unterschiedliche Steuerungsinstrumente eingesetzt werden, da das Stromnetz als natürliches Monopol anerkannt ist und damit dem Wettbewerb nur beschränkt ausgesetzt werden kann.

16 - Weltenergiereport 2003, 43

17 - Weltenergiereport 2003, 45

18 - NZZ vom 17.10.2004

19 - Volksabstimmung vom 12. Juni 1994

20 - EuGH U. v. 27.04.1994, Rs C-393/92 („Almelo-Urteil“)

3.1 EU-Richtlinien

Dennoch verwirklicht die europäische Union schrittweise die erklärte Absicht, durch Schaffung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes **Wettbewerb** als Steuerungskriterium einzuführen und hat dazu 1996 die „Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“²¹ erlassen und diese als „Beschleunigungsrichtlinie“²² 2003 novelliert.

In den späten 90er Jahren, nach innerstaatlicher Umsetzung in den Mitgliedstaaten, wurden dadurch Kostensenkungs- und Effizienzpotentiale aufgedeckt, die - wenngleich nur vorübergehend - zu deutlichen Preissenkungen, vor allem für industrielle Großverbraucher, real gesehen aber auch für mittlere und kleine Verbraucher bis hin zum Haushalt geführt haben.²³

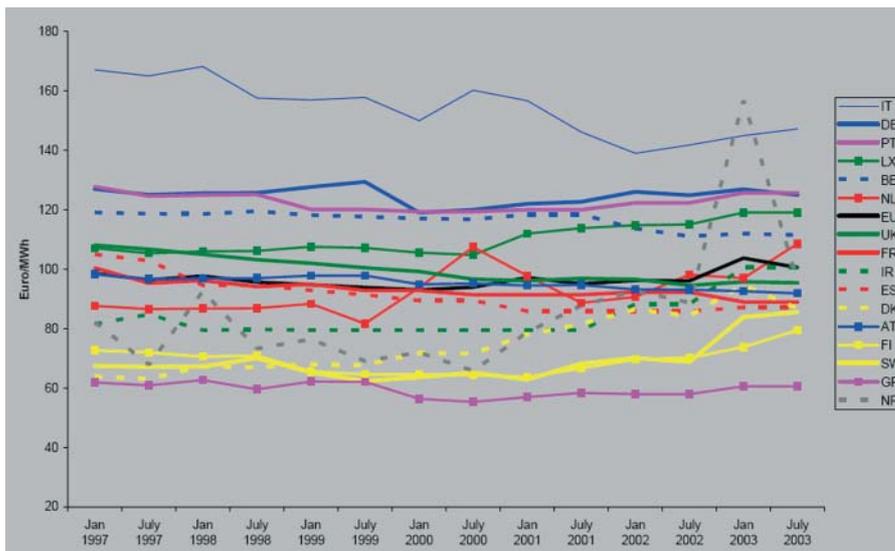
sowie auf die Entwicklungen etwa in Italien²⁵ und Frankreich²⁶ hinzuweisen.

Die *Binnenmarktrichtlinie 2003* verfolgt folgende Subziele:

- Vollständige Marktöffnung für Kunden in allen EU-Mitgliedstaaten ab 01.07.2007, für Nicht-Haushaltskunden spätestens ab 01.07.2004;
- verpflichtende Einführung eines regulierten Netzzuganges (Bedingungen und Preise); Verpflichtung, das Netz ab einer bestimmten Unternehmensgröße (Kundenanzahl) von den übrigen Tätigkeiten gesellschaftsrechtlich zu entflechten („Legal Unbundling“);
- Einrichtung unabhängiger Regulierungsbehörden in allen Mitgliedstaaten.

3.2 EU-Liberalisierung

Strompreise für Haushalte: 1997 – 2003 (3,5 MWh/Jahr)



Quelle: Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market, Europäische Kommission

Bezüglich Marktformen und Marktteilnehmern kam es einerseits zu großen Konzentrationsbewegungen, andererseits zum Aufbrechen von staatlichen Angebotsmonopolen, und zwar von der Nachfrage- wie auch von der Angebotsseite her. Dazu ist auf die Konzentration auf vier große Anbieter in Deutschland²⁴

Waren die Vorteile der Liberalisierung in den Anfangsjahren allgemein begrüßt worden, traten die nachteiligen Auswirkungen dieser Politik im Jahr 2003 durch verschiedene Blackouts (Schweden, England, vor allem aber Italien) drastisch zu Tage:²⁷ Wettbewerb allein scheint nicht geeignet, eine Schlüsselindustrie wie die Stromversorgung so zu steuern, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet werden kann.

21 - Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
22 - Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

23 - europa.eu.int/comm/eurostat (EUROSTAT - Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft)

24 - EnBW, RWE, E.ON, Vattenfall

25 - www.autorita.energia.it (Italienischer Energieregulator)

26 - www.cre.fr (Französischer Energieregulator)

27 - UCTE: „Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy“ (27. Oktober 2003)

Auf europäischer Ebene traten somit die Ziele der „Versorgungssicherheit“²⁸ sowie des „Umweltschutzes“ wieder verstärkt in das Blickfeld des politischen Interesses. Aus Brüsseler Perspektive stets bedacht und von nicht zu unterschätzender Bedeutung ist die „Wettbewerbsaufsicht“,²⁹ die sicherstellen soll, dass in jedem sachlich und räumlich relevanten Markt jeweils eine hinreichende Anzahl von Marktteilnehmern auftritt, um für funktionierenden Wettbewerb zu sorgen.

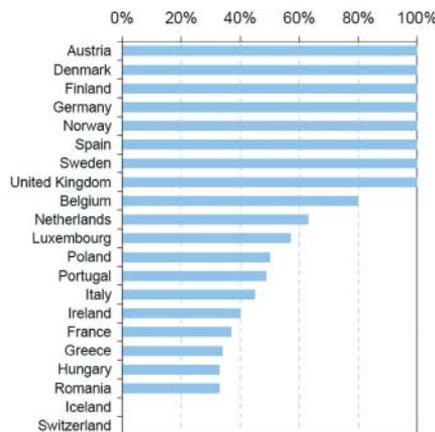
Aber auch auf der **Angebotsseite** für elektrischen Strom (Erzeugung) liegt nicht nur Wettbewerb vor, sondern wurden auf EU-Ebene regulatorische Markt-eingriffe durch verschiedene Richtlinien für den **Umweltschutz** vorgenommen: Es handelt sich dabei um die „Wasserrahmenrichtlinie 2000“,³⁰ die „Richtlinie für Erneuerbare Energien 2001“³¹ sowie die „Richtlinie zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen 2004“.³² Nicht minder bedeutend auf europäischer Ebene ist die „Emissionshandelsrichtlinie 2003“³³, die dazu beitragen soll, den Ausstoß an Treibhausgasen, insbesondere von CO₂, zu verringern. Mit dieser Richtlinie soll das Kyoto-Protokoll,³⁴ das eine Senkung der Treibhausgasemissionen weltweit um mindestens 5 % vorsieht, erreicht werden. All diese Normen beeinflussen den Erzeugungs- bzw. Angebotsmarkt für Strom in erheblicher Weise. Ihre Auswirkungen werden anhand des österreichischen Marktes und seines regionalen Umfeldes noch detaillierter beschrieben werden.

Nachfrageseitig liegt aus dem Gesichtspunkt der **Versorgungssicherheit** der Entwurf einer „Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen“³⁵ als Maßnahme des „Nachfragemanagements“ vor, welcher eine Verpflichtung zum Energiesparen und zur Erhöhung der Energieeffizienz um jährlich 1 % vorsieht. Weiters bestimmt eine ebenfalls in Diskussion stehende „Richtlinie zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen“³⁶ auf Ebene der Mitgliedstaaten zu setzende Maßnahmen für die Versorgungssicherheit.

Die Schlussfolgerungen daraus sind klar. Einerseits werden verstärkter Wettbewerb, Benchmarking im Netz und eine Verstärkung des innergemeinschaftlichen Handels auf europäischer Ebene im Zentrum des künftigen politischen Handelns bleiben, andererseits wird mit verstärkter „Anlassrichtlinienerlassung“ zu rechnen sein, und zwar aus verschiedenen aktuellen Gesichtspunkten des Umweltschutzes wie auch der Versorgungssicherheit, und dies angebots- und nachfrageseitig.

Mit erfolgter Umsetzung der „Binnenmarktrichtlinie“ in den Mitglied- und Beitrittsstaaten hat die Europäische Kommission das wesentlichste Ziel erreicht bzw. erreichbar gemacht: Wettbewerb ist das Steuerungsinstrument im Strommarkt und ersetzt damit planwirtschaftliche Lösungen. Das natürliche Monopol „Netz“ wird durch unabhängige Regulierungsbehörden geregelt und die Entwicklung der Märkte aus wettbewerbsrechtlicher wie aus kartellrechtlicher Sicht sowohl auf europäischer wie auch auf nationalstaatlicher Ebene kontrolliert.

EU-Liberalisierung: Marktöffnungsgrade



Present degree of market opening in some European countries

Quelle: EURELECTRIC

28 - Sachstandsbericht des Generalsekretariats des Rates der Europäischen Union vom 07.05.2004, ENER 132, 9314/04

29 - etwa die Auflage, Leitungsverbindungen zwischen Frankreich und Spanien auf ca. 4.000 MW zu erhöhen, aus Anlass einer EDF-Beteiligung in Spanien (EU-Presseartikel IP/01/1320 vom 26.09.2001) oder die Auflagen der EU-Kommission zur Österreich-Lösung in der „Energie Austria“ 2003

30 - Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik

31 - Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

32 - Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG

33 - Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates

34 - Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997

35 - Richtlinienentwurf des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (KOM(2003) 739 endgültig)

36 - Richtlinienentwurf des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (KOM(2003) 740 endgültig)

3.3 Strategie regionaler Märkte

Die Umsetzungserfolge der Liberalisierung werden in Berichten der Europäischen Kommission in zweijährigen Abständen publiziert und demonstrieren, dass sich die Marktkräfte durchwegs durchsetzen, sobald Regulierungsschranken fallen: dazu wurde am 01.03.2004 der „**EU-Third Benchmarking Report**“ veröffentlicht. „Vollständige Liberalisierung“ wird den Mitgliedstaaten Großbritannien, Österreich, Spanien, den Skandinavischen Ländern und in zweiter Linie Deutschland und Irland attestiert; mehr oder weniger stark in Verzug sind die Mitgliedstaaten Italien, Frankreich, Belgien und Portugal. Als Beurteilungskriterien dienen dabei insbesondere Marktöffnungsgrad, Vollzug des Unbundling, Einrichtung von unabhängigen Regulierungsbehörden, Marktanteil der größten Erzeuger in den jeweiligen Märkten etc.

Die Kommission bezeichnet diesen Umsetzungsstand mit Blick auf einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt als unbefriedigend und hat daher 2004 ein „**Strategiepapier**“ für eine mittelfristige Vision des Binnenmarktes für Strom vorgelegt („**Medium Term Vision for the Internal Electricity Market**“).

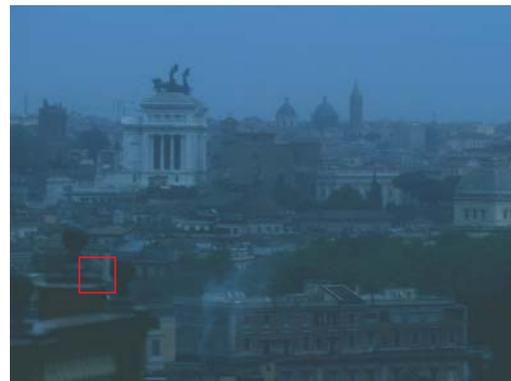
In diesem Strategiepapier werden die Hindernisse für einen einheitlichen Binnenmarkt beschrieben und als Zwischenschritt die Verwirklichung sogenannter „**Regionaler Märkte**“ vorgeschlagen, mit dem Ziel, den einheitlichen Binnenmarkt schrittweise voranzubringen. In den Regionalmärkten sollen einheitliche Rahmenbedingungen und ein Großhandelsmarkt verwirklicht werden, wofür eine Reihe von Einzelmaßnahmen vorgeschlagen werden, u.a. die Verstärkung von grenzüberschreitenden Leitungen, die Verstärkung des grenzüberschreitenden Elektrizitätstransits sowie einheitliche Standards für Anbieter.

Keine zufriedenstellende Antwort hat die Europäische Kommission im Strategiepapier für die Fragen der Versorgungssicherheit gefunden: zugestanden wird lediglich, dass Marktsignale alleine nicht ausreichen, zeitgerecht für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu sorgen, weshalb im entsprechenden Richtlinienvorschlag die Mitgliedstaaten zur Lösung der Frage der Versorgungssicherheit verpflichtet werden sollen.

Zusammengefasst hat die Kommission damit zwar die Liberalisierung verwirklicht, für die Versorgungssicherheit sieht sie sich aber zum einen nicht direkt zuständig, zum anderen werden die in Diskussion stehenden Einzelmaßnahmen als marktstörend und mit dem freien Wettbewerb als unvereinbar nicht weiter vertieft.

3.4 EURELECTRIC: Ensuring Investments

Rom: Blackout September 2003



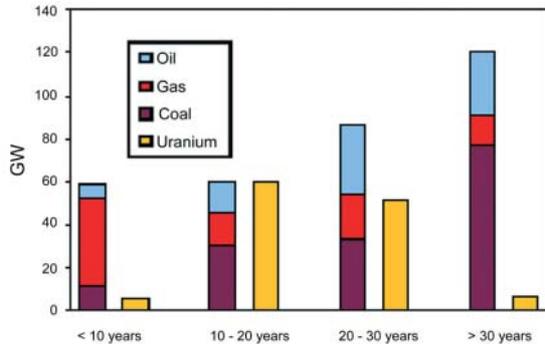
copyright: gettyimages

Die Blackouts in London, insbesondere aber der nahezu totale Stromausfall in Italien mit darauffolgender Kontingentierung der Stromversorgung in einzelnen Regionen, wurden nicht nur von den zuständigen Gremien der EURELECTRIC, der UCTE, etc. eingehend untersucht, sondern waren auch Anlass für die EURELECTRIC als Interessenvertretung der europäischen Elektrizitätswirtschaft, die Frage der Kraftwerkskapazitäten in einer europäischen Untersuchung detailliert zu analysieren („**Ensuring Investments in a liberalised Electricity Sector**“, März 2004).

Unter der Annahme eines durchschnittlichen jährlichen Strombedarfszuwachses von 1,5 % in der Periode 2000 bis 2030 wurde das Alter der installierten Erzeugungskapazitäten der Mitgliedstaaten erhoben sowie der Bedarfszuwachs und der Ersatzbedarf mit folgendem Ergebnis angeschätzt.

EU: Alter des Kraftwerksparks (EU-15)

Age of Installed Capacity in EU-15



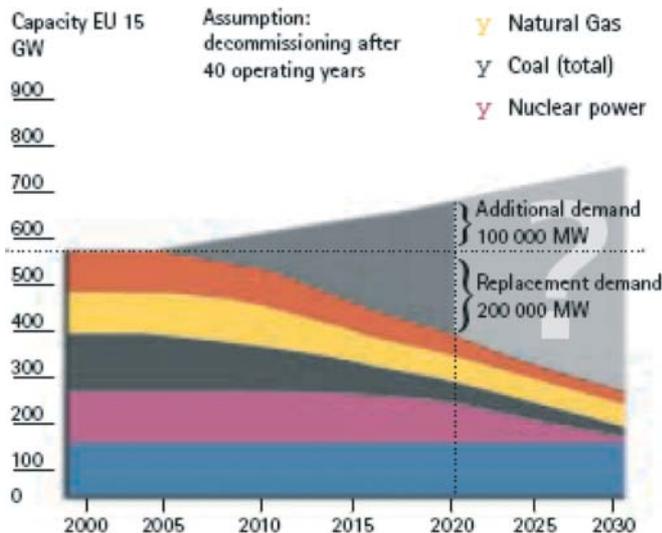
Quelle: EURELECTRIC

Bis zum Jahr 2020 müssen 200.000 MW installierter Kapazität vor allem aus Altersgründen ersetzt und weitere 100.000 MW zusätzlich gebaut werden, bis zum Jahr 2030 liegen die Schätzungen zwischen 520.000 MW (EURELECTRIC) und 607.000 MW (IEA) insgesamt.³⁷

Als Schlussfolgerung muss von der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt werden, dass - entgegen der bisherigen Einschätzung - verstärkte Anstrengungen zum Ausbau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten unternommen werden müssen.

EU: Kraftwerkspark 2000 / 2030 - Fehlbilanzen

Development of the power plant portfolio in Europe from 2000 to 2030



Quelle: EURELECTRIC

Angesichts des Abreifungsszenarios des europäischen Kraftwerksparks, der Langwierigkeit einzelner Genehmigungsverfahren, der Vorlaufzeiten für die Verwirklichung von neuen Kraftwerks- und Netzbauten europäischer Dimension und dem kontinuierlichen Weiterwachsen des Stromverbrauchs, sind zeitgerecht jene Rahmenbedingungen zu schaffen, die den Unternehmen im Stromsektor heute vertretbare Entscheidungen über jahrzehntelange Kapitalbindung in Netze und Kraftwerke in Milliardenhöhe ermöglichen. Dabei ist aus Wettbewerbssicht davon auszugehen, dass die betriebswirtschaftlich-technische Nutzungsdauer von Gaskraftwerken (GUD) bei 30 Jahren, von Kohle- oder Kernkraftwerken bei 35 bis zu 50 Jahren und bei Wasserkraftwerken bei bis zu 90 Jahren liegt, dies jedoch in den kurzfristigen Grenzkosten oder in den Großhandelspreisen, die heute an Börsen bestimmt werden, nicht eingepreist ist. Dies gilt vor allem für das Verknappungs- und das Primärenergierisiko. Markterfordernisse zu berücksichtigen und dennoch die Langfristperspektive einer ausgewogenen Versorgungssicherheit zusammenzuführen, wird Aufgabe der Politik, aber in Zukunft auch die Herausforderung für die Unternehmungen sein.

Keinesfalls dürfen Stromabschaltungen und Kontingentierungen, wie beispielsweise 2003 in Italien, am Ende des Weges in die Liberalisierung stehen, denn dann wäre das ambitionierte europäische Projekt, nämlich für Strom und Gas den größten Binnenmarkt der Welt zu schaffen, als gescheitert zu betrachten.

37 - EURELECTRIC: „Ensuring Investments in a liberalised Electricity Sector“, März 2004, 50 f



4. Der Strommarkt in Deutschland bis 2020

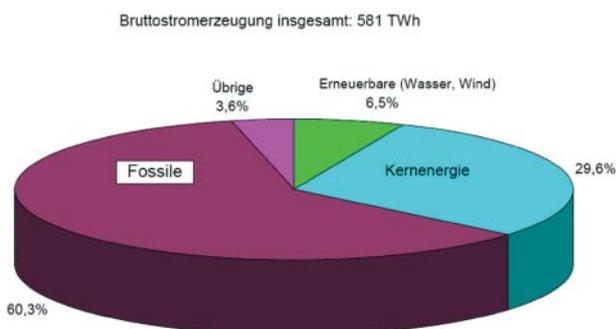
Im Strategiepapier der Europäischen Kommission ist eine Verwirklichung regionaler Märkte, aus Sicht der österreichischen Strompolitik eine Integration mit dem deutschen Markt, anzustreben. Es soll daher der deutsche Strommarkt kurz beleuchtet werden, der aus österreichischer, insbesondere aber auch aus Tiroler Perspektive seit Jahrzehnten als regional zusammengehörig bezeichnet werden kann. Von Tirol nach Italien fehlen derzeit noch Leitungsverbindungen, Italien bildet außerdem aus EU-Sicht einen eigenen regionalen Markt.

4.1 Investitionen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

Anfang 2003 wurde die Frage der „Investitionen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt“ mit Zeithorizont bis zum Jahr 2020 u.a. im Auftrag des VdEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) in Deutschland untersucht, um die langfristigen Konsequenzen eines seit 1998 vollliberalisierten Marktes mit Blick auf die energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit einschätzen zu können.³⁸

Die Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist von einem Erzeugungsmix Braunkohle - Steinkohle - Kernenergie - Regenerative und sonstige Energieträger geprägt, wobei 60,3 % auf Kohle, davon mehr als die Hälfte auf heimische Braunkohle, ca. 30 % auf Kernenergie und 6,5 % auf erneuerbare Energieträger (Wasser und Wind) entfallen, der Rest sind sonstige Energieträger (KWK, etc.).

Struktur der Stromerzeugung 2002

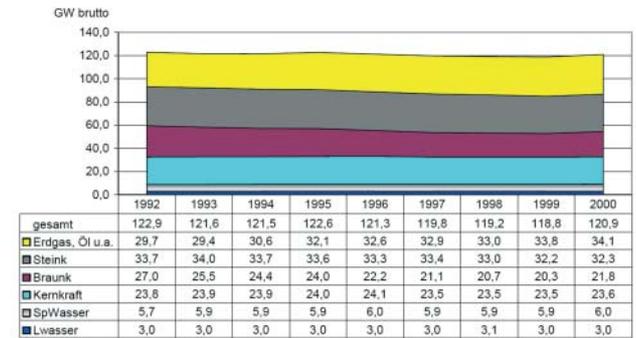


Quelle: DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)

38 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004
39 - Ein Vergleich mit Österreich verdeutlicht, dass die gesamte österreichische Stromproduktion knapp die Strombilanzsumme des Bundeslandes Baden-Württemberg erreicht.

Die Leistungsbilanz zeigt nachstehende Grafik:

Engpassleistung der Kraftwerke nach Energieträgern



Quelle: „Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland im Jahre 2000“, Publikation der EW in Zusammenarbeit mit dem BMWI, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main 2002

Anschaulich ist auch die Strombilanz der einzelnen deutschen Bundesländer.³⁹

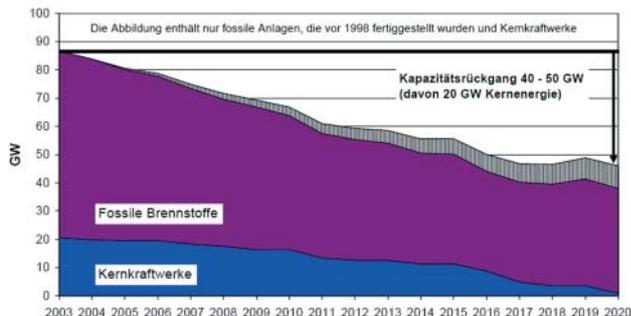
BRD: Erzeugung und Verbrauch nach Bundesländern



Quelle: „Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland im Jahre 2000“, Publikation der EW in Zusammenarbeit mit dem BMWI, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main 2002

Die künftige Strompolitik in Deutschland ist vom gesetzlich angeordneten Ausstieg aus der Kernenergie⁴⁰ mit Verlust von 30 % der derzeitigen Stromerzeugung (in Leistungswerten: ein Wegfall von ca. 20.000 MW) und im altersbedingten Ersatz von Kohlekraftwerken, das sind 20.000 bis 30.000 MW, bis zum Jahr 2020 gekennzeichnet.⁴¹

Die Kapazitätsschere



Quelle: bremer energie institut

Bis zum Jahr 2020 fehlen also in Deutschland 40.000 bis 50.000 MW Kraftwerksleistung.

Die eindeutige Schlussfolgerung lautet:

„Ein Neubau von Stromerzeugungskapazitäten ist erforderlich. Vor dem Hintergrund langer Planungs- und Genehmigungsverfahren für die Errichtung von Kraftwerken besteht bereits kurzfristig Handlungsbedarf.“⁴²

Untersucht wurde nunmehr, ob die Nachbarländer dieses Defizit ausgleichen können, und wenn, welche Energieträger in einem liberalisierten Markt für den Ersatz dieser Kapazitäten herangezogen werden können.

Aus der Analyse der Übertragungsnetzkapazitäten sowie der Erzeugungskapazitäten in den Nachbarländern ist abzuleiten, dass Möglichkeiten der Bedarfsdeckung durch Importe als nicht wahrscheinlich eingeschätzt werden.⁴³

4.2 Optionsrahmen für neue Erzeugungskapazitäten

Im Rahmen der von Liberalisierung geprägten Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft werden Entscheidungen über künftige Kraftwerksbauten ausschließlich aus betriebswirtschaftlicher Sicht getroffen. Allerdings greifen politische Vorgaben aus dem Titel „Umweltschutz“ in dieses Entscheidungsregime ein, und zwar einmal durch Förderung von „Regenerativen“ (gesetzliche Tarife für „erneuerbare Einspeisungen“), durch den gesetzlich erzwungenen Kernenergieausstieg und die Einführung des CO₂-Emissionszertifikatehandels als innerstaatliche Umsetzung zur Erreichung der Ziele des Kyoto-Protokolls in der BRD.

Im liberalisierten Strommarkt bestimmen grundsätzlich die Grenzkosten der teuersten, gerade noch absetzbaren Investitionseinheit den Preis. Dieser wird wesentlich durch die kurzfristigen Betriebskosten, insbesondere die Brennstoffkosten des „Grenzkraftwerks“ bestimmt. In Zeiten von Überkapazitäten wird daher nicht in neue Kapazitäten investiert, sondern über Grenzeinsatz ein Beitrag zur Fixkostendeckung verdient.

Im vollliberalisierten Markt liefert die Verknappung des Angebots die für die Investitionen erforderlichen Preissignale: sobald ein neu gebautes Kraftwerk am Markt nicht nur die Grenzkosten, sondern die Vollkosten über die gesamte Laufzeit des Kraftwerks verdienen kann, wird wieder investiert. Auf diese Weise soll der Kapazitätsengpass durch Angebots- und Nachfrageausgleich aufgefangen werden.

Die Frage ist, ob sich Unternehmungen zeitgerecht für diese Investitionen entscheiden und damit das Risiko einer zumindest anfänglichen Kostenunterdeckung in Kauf nehmen, oder ob man den Kunden massive Ausschläge auf der Preisseite (dazu die Erfahrungen in den skandinavischen Märkten 2003) zumuten will. Die im Vergleich zum Ölpreisanstieg marginalen Strompreiserhöhungen 2004 und die Kommentierungen der tagespolitischen Diskussion in Deutschland lassen daran Zweifel aufkommen.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass Kraftwerksbauten lange Genehmigungsverfahren erfordern und hohe Kapitalbeträge über Jahrzehnte gebunden sind, weshalb Investitionsentscheidungen nicht mit „leichter Hand“ getroffen werden.

40 - Atomgesetz vom 22. April 2002

41 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004, 3-12

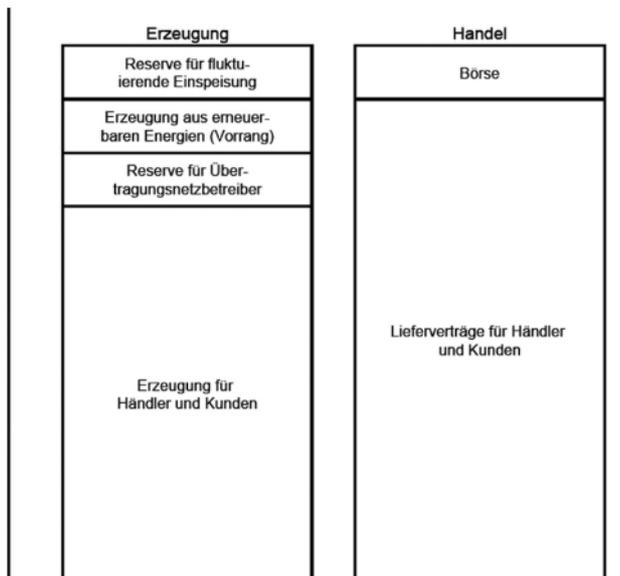
42 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004, 3-19

43 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004, 3-26 ff

4.3 Zusammenfassende Bewertung der Erzeugungsoptionen in der BRD

Nach den makroökonomischen Wettbewerbsgesichtspunkten eines Oligopols sind verschiedene Märkte in Deutschland zu unterscheiden.

BRD: Marktsegmente in Stromerzeugung und -handel



Quelle: bremer energie institut

Auf Erzeugungsseite sind dies die Reserve für fluktuierende Einspeisung (Wind), die Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit Einspeisungsvorrang, die Reserve für Übertragungsnetzbetreiber und die Erzeugung für Händler und Kunden, die in Lieferverträgen für Händler und Kunden verwertet (OTC) sowie über die Börse gehandelt wird.

In den Untersuchungen des bremer energie instituts sind zahlreiche unterschiedliche Szenarien der Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Kohle, Gas und Öl unter Berücksichtigung der abschätzbaren CO₂-Zertifikatskosten entwickelt worden. Aufgrund der großen Bandbreite und Unsicherheit der verwendeten Entscheidungsgrundlagen wird im Kontext dieses Berichtes darauf nicht näher eingegangen.

Zum Beitrag, den die „Erneuerbaren“ unter Einschluss der gesetzlich gewährten Förderungen leisten können, gibt es folgende Einschätzung:

Entwicklung der EEG-Strommengen von 2000–2008 nach VDN

| | Wasser *) | Biomasse | Geothermie | Wind | Solarenergie | Summe EEG | Absatz D ges. ** | EEG-Quote |
|------|-----------|----------|------------|--------|--------------|-----------|------------------|-----------|
| Jahr | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [GWh] | [%] |
| 2000 | 5.487 | 780 | 0 | 7.550 | 38 | 13.855 | 459.551 | 3,01% |
| 2001 | 5.910 | 1393 | 0 | 10.456 | 60 | 17.818 | 458.115 | 3,89% |
| 2002 | 6.665 | 2294 | 0 | 15.856 | 148 | 24.963 | 468.321 | 5,33% |
| 2003 | 6.740 | 2570 | 0 | 19.900 | 176 | 29.387 | 469.281 | 6,26% |
| 2004 | 7.367 | 4024 | 6 | 24.877 | 310 | 36.585 | 472.215 | 7,75% |
| 2005 | 7.514 | 4576 | 480 | 29.355 | 419 | 42.343 | 473.396 | 8,94% |
| 2006 | 7.664 | 5124 | 720 | 33.465 | 566 | 47.539 | 474.579 | 10,02% |
| 2007 | 7.818 | 5636 | 1.080 | 36.812 | 764 | 52.109 | 475.765 | 10,95% |
| 2008 | 7.974 | 6200 | 1.500 | 39.756 | 1.031 | 56.461 | 476.955 | 11,84% |

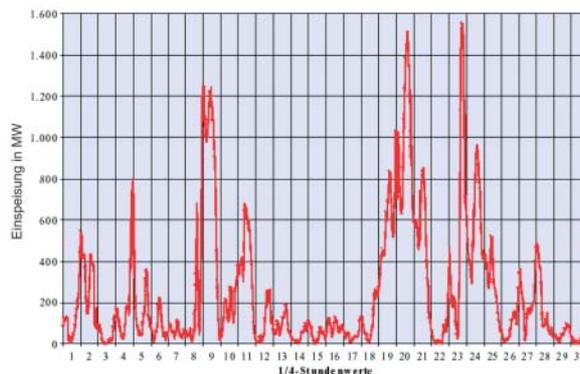
*) Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas

**) Nach VDN definiert als "Gesamte Strommenge, die an Letztverbraucher abgegeben wurde, abzüglich der Strommengen, die unter den Anwendungsbereich des § 11 Abs. 4 EEG fallen (also die Abgabe an Endverbraucher von Stromhändlern, deren Absatz zu mehr als 50% aus Regenerativ-Anlagen erfolgt)."

Quelle: http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-MiFri_2000-2008.pdf

Erzeugung aus Windkraft wird demnach von knapp 20.000 GWh im Jahr 2003 auf knapp 40.000 GWh im Jahr 2008 zuwachsen; Strom aus Wind ist allerdings eine stark stochastische Aufbringung mit nachteiligen Auswirkungen auf die Übertragungsnetzseite und mit daraus folgender Konsequenz der Reservehaltung für Zeiten, in denen Flaute ist. Diese Auswirkungen wurden netzseitig untersucht, mit dem Ergebnis, dass bei regionalen Netzbetreibern die kurzfristige Änderung des Windverlaufes zu Leistungsausfällen von bis zu 1.600 MW innerhalb einer Stunde führen kann.

Windenergie-Einspeisung Juni 2003



Quelle: EWE AG

Durch den Einsatz fluktuierender erneuerbarer Energieträger steigt bei gleicher Erzeugung von Strom der Bedarf an Kraftwerken an, die die Reserve für diese Ausfälle abdecken können.⁴⁴

Als besonderes Marktsegment wird der vom Netzbetreiber zu deckende Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie bezeichnet, der durch wettbewerbsrechtliche Vorgaben Investitionsanreize strikt nach Marktregeln liefert („Ausschreibungsgebot“).

Damit ist sichergestellt, dass die im Oligopol agierenden vier Regelzonenbetreiber in Deutschland keinen Marktmissbrauch begehen können.

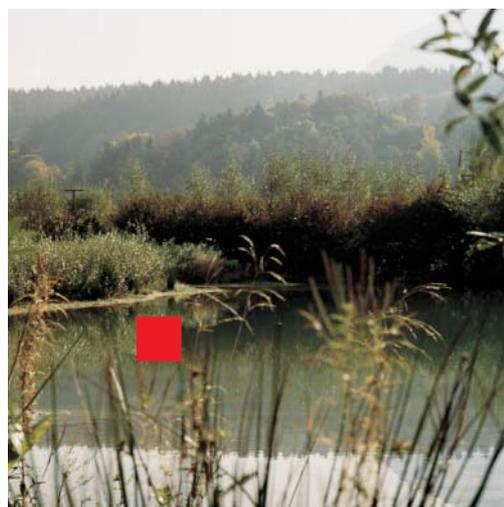
Aus Sicht der Versorgungssicherheit wird in der Untersuchung einer Beurteilung pro Regelzone der Vorzug gegeben, da die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten nicht ausreichen werden, die Kraftwerksausfälle durch Import netztechnisch auszugleichen.⁴⁵

Dazu muss noch ergänzt werden, dass grenzüberschreitende Leitungen ohne wirtschaftlichen Investitionsanreiz nicht gebaut werden, schon gar nicht, wenn nach dem EU-Konzept der regulierten Tarife deren Kosten über die Netztarife auf alle Netzkunden aufgeteilt werden sollen, dies die nationalen Regulierungsbehörden jedoch faktisch nicht zulassen.

Jüngsten Meldungen zufolge sollen für den deutschen Markt bis 2010 8.000 - 12.000 MW an Kraftwerksleistung von verschiedensten Unternehmungen neu errichtet werden, von Windkraftwerken über KWK-Anlagen kommunaler Unternehmungen bis hin zu Gaskraftwerken großer Erzeuger.⁴⁶

Auch unter Einrechnung dieser Investitionen besteht aus heutiger Sicht kein Zweifel, dass in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten in den unterschiedlichen Marktsegmenten erheblicher Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten auftreten wird.

Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2004



44 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004, 3-9 ff
 45 - Pfaffenberger Wolfgang, Hille Maren, „Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen“, bremer energie institut, Abschlussbericht; Januar 2004, 3-26 ff
 46 - Hohlefelder, Walter, „Sicherung der Energie-Infrastruktur in Europa“, Vortrag bei der EWI / FAZ-Konferenz in Köln am 12. Oktober 2004

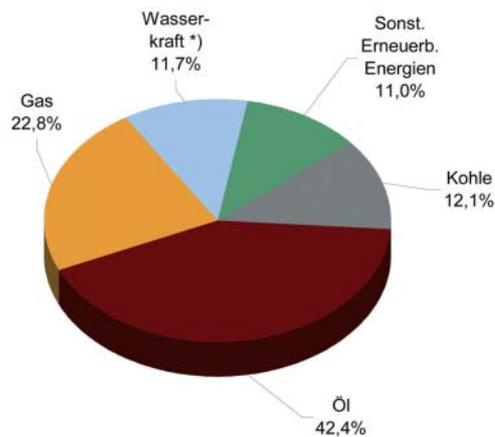


5. Strommarkt und Energiepolitik in Österreich

Strom - und insbesondere Strom aus Wasserkraft - spielt auf Grund der natürlichen topografischen Gegebenheiten in Österreich seit jeher eine besonders wichtige Rolle. So beträgt der Anteil der Wasserkraft am Bruttoinlands-Energieverbrauch 2001 11,7 %, auf Öl entfallen 42,4 %, auf Gas 22,8 % und auf Kohle 12,1 %. Sonstige Energieträger (Fernwärme, Biomasse, etc.) decken 11 %.⁴⁷

Österreich: Bruttoinlandsverbrauch Energie 2001

Struktur des Bruttoinlandsverbrauches im Jahr 2001

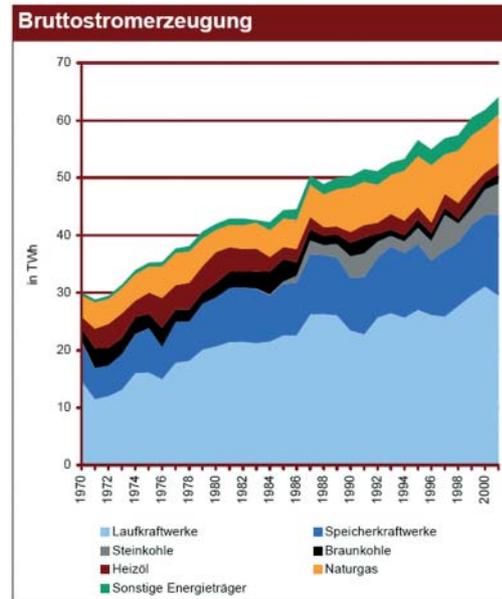


*) inkl. Außenhandels saldo an elektrischer Energie

Quelle: Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung

Auf die Bruttostromerzeugung bezogen liefern Wasserkraftwerke (Lauf- und Speicherkraftwerke) ca. 70 % der Stromerzeugung. Erdgas trägt zu rund 14 %, Stein- und Braunkohle zu ca. 10 %, Heizöl zu 4 % und sonstige Energieträger zu rund 2 % zur Stromerzeugung bei.⁴⁸

Österreich: Bruttostromerzeugung 1970 – 2001



Quelle: Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung

Der Strommarkt in Österreich war jahrzehntelang von strenger staatlicher Regulierung und ausschließlich staatlichem Eigentum an den großen Gesellschaften geprägt. Bevorzugter Wasserbau von Großkraftwerken und staatliche Preisregelung sowie Gebietsschutz bestimmten den Aktivitätsradius der Gesellschaften.

Gegen Ende der Siebzigerjahre / Anfang der Achtzigerjahre formierte sich Widerstand gegen dieses Aufbau-Szenario der Nachkriegszeit, sichtbar zunächst an der Ablehnung von Zwentendorf, in der Folge beim „Kampf um Hainburg“ oder der Absage des Speicherkraftwerksprojektes Dorfertal.

Daraufhin wurden die Liberalisierung und die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft eingeleitet und teilweise auch umgesetzt. Mitte der Neunzigerjahre begann in Österreich die Liberalisierungsdiskussion mit stufenweiser Umsetzung ab 1999 in einen vollständig freien Strommarkt ab 2001.

Österreich hat die Liberalisierung aus Brüsseler Sicht nahezu vorbildlich umgesetzt, was anhand von ex-ante Regelungen für Bedingungen und regulierte Tarife für den freien Netzzugang, vollständige Entflechtung, Organisation der Aufbringung der Ausgleichsenergie, etc. europaweit verglichen und bewertet wird.⁴⁹

47 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 5

48 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 42 f

49 - Europäische Kommission: „Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market“, 4

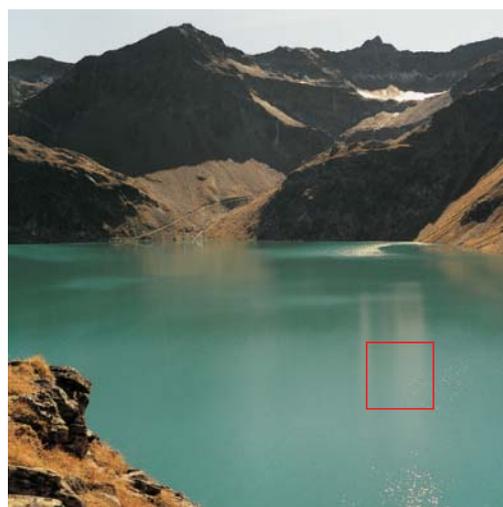
EU-Third Benchmarking Report: generelle Bewertung

| | Declared market opening (%) | Unbundling: transmission system operator/owner | Unbundling: Distribution system operator ⁴ | Regulator | Balancing conditions favourable to entry | Biggest generators' share of capacity (%) ⁵ | Biggest 3 generators' share of capacity (%) ⁶ |
|----------|-----------------------------|--|---|-----------|--|--|--|
| Austria | 100 | Legal | Accounts | ex-ante | favourable | 6 ⁷ | 33 |
| Belgium | 80 | Legal | Legal | ex-ante | unfavourable | 59 | 66 |
| Denmark | 100 | Legal | Legal | ex-ante | favourable | 0 | 25 |
| Finland | 100 | Ownership | Accounts | ex-post | favourable | 11 | 29 |
| France | 37 | Management | Accounts | ex-ante | moderate | 78 | 86 |
| Germany | 100 | Legal | Accounts | planned | unfavourable | 23 | 61 |
| Greece | 34 | Legal Mgmt | Accounts | ex-ante | unfavourable | 85 | 87 |
| Ireland | 56 | Legal Mgmt | Management | ex-ante | moderate | 80 | 90 |
| Italy | 66 | Own/Legal | Legal | ex-ante | moderate | 43 | 72 |
| Lux | 57 | Accounts | Accounts | ex-ante | unfavourable | 0 | 0 |
| Neth | 63 | Ownership | Legal | ex-ante | favourable | n.k | 33 |
| Portugal | 45 | Ownership | Management | ex-ante | moderate | 59 | 74 |
| Spain | 100 | Ownership | Legal | ex-ante | favourable | 37 | 79 |
| Sweden | 100 | Ownership | Legal | ex-post | favourable | 16 | 50 |
| UK | 100 | Ownership | Legal | ex-ante | favourable | 16 | 37 |
| Norway | 100 | Ownership | Accounts | ex-ante | favourable | 12 | 24 |

Quelle: Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market, Europäische Kommission

Die Liberalisierung hat das Erscheinungsbild, die Struktur und die Ausrichtung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft völlig verändert. Den politischen Vorgaben vollständiger Marktöffnung wurde nicht mit Widerstand, sondern mit aktiver Unternehmenspolitik und Systemumstellung begegnet. Die von der neuen Wettbewerbssituation verursachten Erlöseinbußen führten zunächst zu einem massiven Beschäftigungsabbau und einem Investitionsstopp, ausgenommen Liberalisierungserfordernisse in IT-Technologie, Marketing, Vertrieb, Handel, etc.

Die Strommarktöffnung wurde mit der Erwartung deutlich und nachhaltig sinkender Strompreise verbunden, was zu einer zusätzlichen Zurückhaltung der Branche gegenüber neuen Kraftwerksinvestitionen führte. Heute sind beide Positionen inhaltlich schon wieder überholt.



5.1 Auswirkungen der Liberalisierung in Österreich

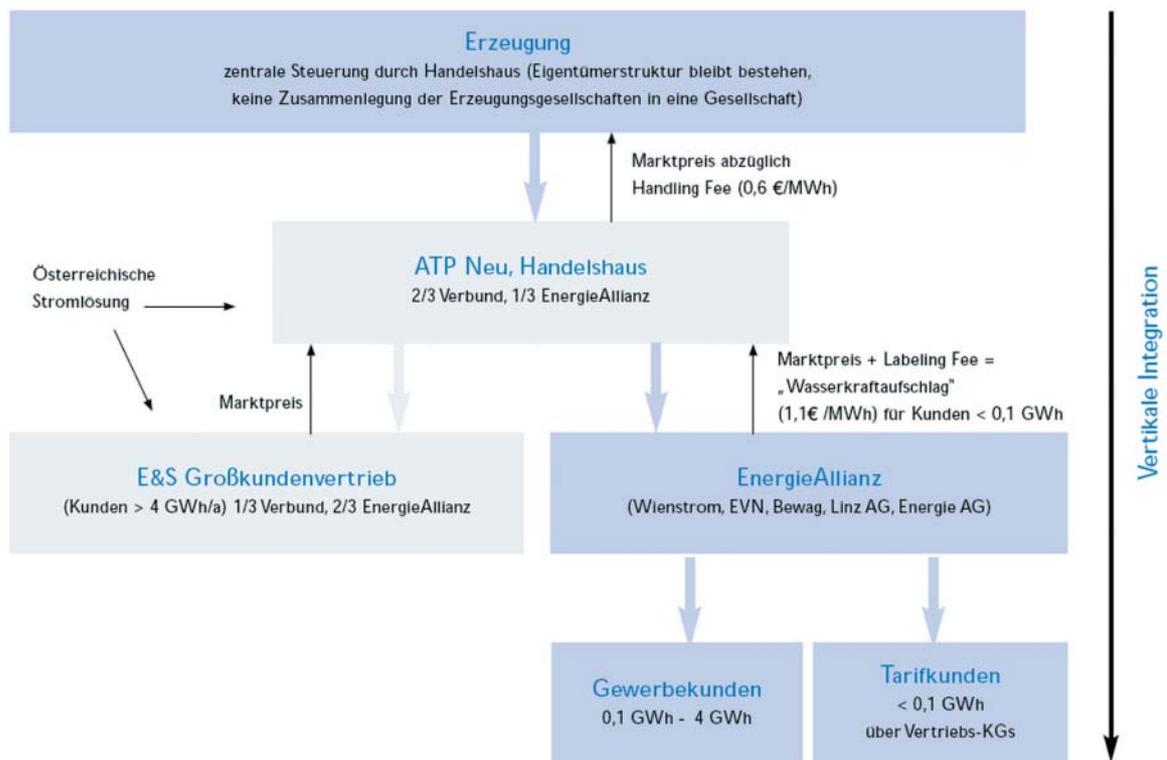
Um sich für den europäischen Wettbewerb zu rüsten, kam es zu einer Welle von Beteiligungen, Fusionen und strategisch-vertraglichen Partnerschaften, die die Struktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft nachhaltig verändert haben und weiter verändern werden.

Insbesondere durch den Zusammenschluss verschiedener Aktivitäten auf der Erzeugungs-, Handels- und Vertriebsseite von Strom in der „Energie Austria“ ist ein für den relevanten räumlichen Markt und die Teilmärkte marktbeherrschendes Unternehmen entstanden, an dem Wienstrom, EVN AG, Verbund, BEWAG, Energie AG und Linz AG beteiligt sind.

Verbund dominiert die Erzeugung und den Handel, die Partner den Großkunden- und den Retail-Vertrieb. Der Zusammenschluss wurde von der Europäischen Kommission mit Auflagen genehmigt.⁵⁰

Aber auch ausländische Unternehmungen haben sich, zwar nicht direkt am Markt, wohl aber durch den Erwerb von Beteiligungen in Österreich stark engagiert: VIW / VKW ist in eine strategische Partnerschaft mit EnBW eingebunden, RWE ist an der KELAG zu 25 % beteiligt, EDF direkt an ESTAG zu 25 %, mittelbar an EVN AG zu mehr als 10 %.⁵¹ Darüber hinaus gibt es eine ganze Reihe von weiteren horizontalen und vertikalen Beteiligungen innerhalb der österreichischen Elektrizitätswirtschaft.

Übersicht Energie Austria



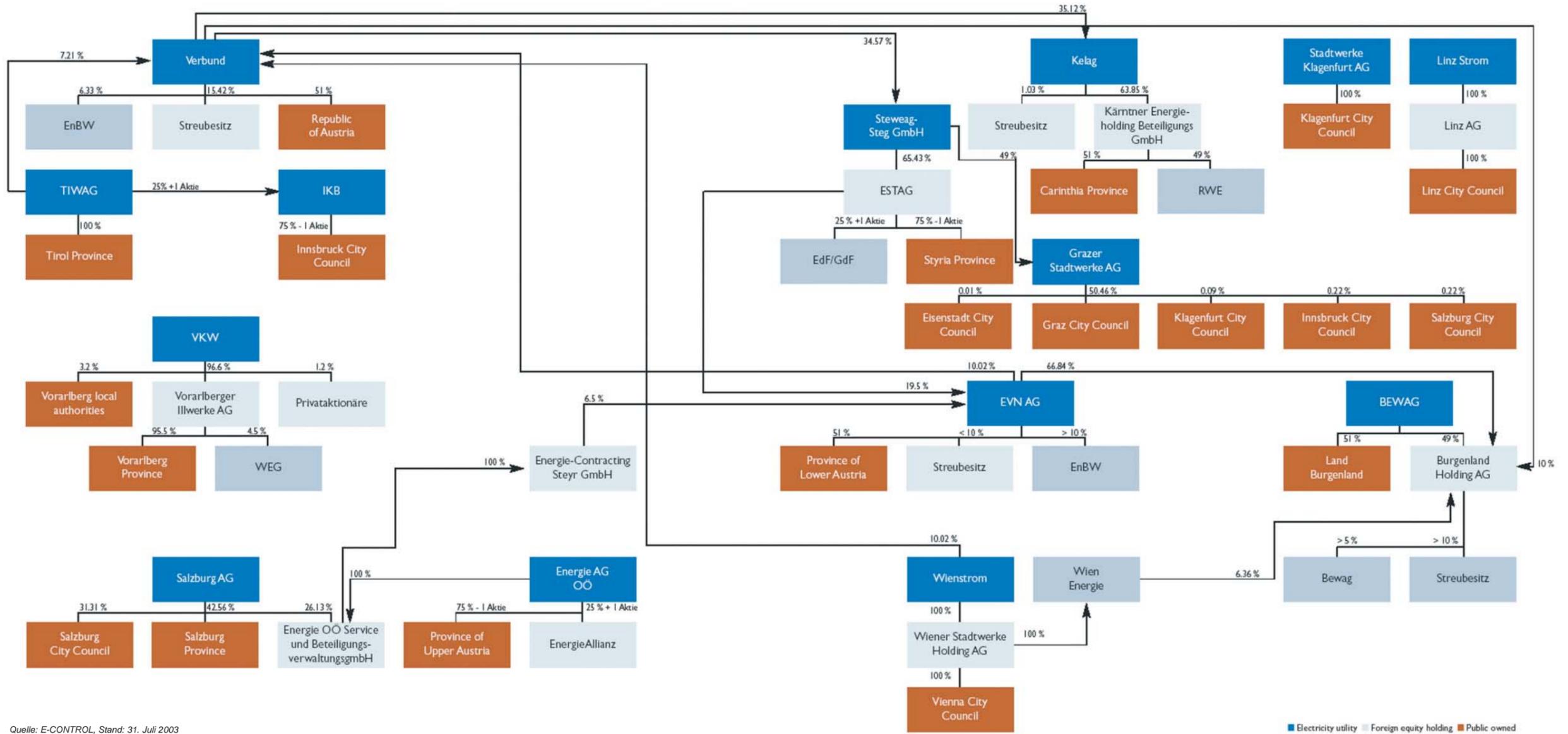
Quelle: Energie Austria, E-Control

50 - Jahresbericht 2003, E-Control, 46 f
51 - Liberalisierungsbericht E-Control, 56 f



Der Stuibefall bei Umhausen

Österreichische Elektrizitätsindustrie - Eigentümerstruktur



Quelle: E-CONTROL, Stand: 31. Juli 2003

Die österreichische Elektrizitätswirtschaft ist Teil der europäischen Elektrizitätswirtschaft und aktive Teilnehmerin auf den internationalen Märkten, und zwar in verschiedensten Geschäftsfeldern, wobei erfolgreiche Unternehmungen ihre jeweils vorhandenen Stärken in regionaler Ausrichtung durch Wachstum vertiefen.

Verbund etwa hat sich auf die Marktsegmente Erzeugung und Handel von Strom spezialisiert und setzt heute schon mehr Strom auf dem internationalen Markt um, als auf dem österreichischen Heimmarkt. Außerdem engagiert sich Verbund im Erzeugungsmarkt von Strom in Italien (Energia), wobei Investitionen in 2.280 MW neue Kapazitäten (Gaskraftwerke) im Hochpreisland Italien geplant sind.⁵²

EVN, die zweite börsennotierte österreichische Gesellschaft, sieht ihren Schwerpunkt auf der Kundenseite („Multi Utility“-Ansatz), hat sich bei der Privatisierung der bulgarischen E-Wirtschaft erfolgreich durchgesetzt und dort die südliche Gesellschaft mit 1,5 Mio Kunden gekauft.⁵³ Weiter vertieft wird, nach Erwerb der Niederösterreichischen Wassergesellschaft, das Engagement im Infrastrukturbereich „Wasserver- und -entsorgung“ sowie die thermische Abfallbeseitigung.

Vorarlberg, VIW, hat sich durch gemeinsame Beschlussfassung mit seinem strategischen Partner EnBW für den Bau des Pumpspeicherkraftwerkes Kops II und somit für einen Ausbau von Wasserkraftpotential für das Marktsegment der Regel- und Ausgleichsenergie in Deutschland entschieden.⁵⁴

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass diese Entwicklung nicht statisch bleibt, sondern sich fortsetzen und den Konkurrenzdruck in der europäischen Elektrizitätswirtschaft weiter verstärken wird. Politische Eingriffe in dieses marktgetriebene Geschehen vermögen diese Entwicklung nicht aufzuhalten.

Die österreichische Energiepolitik vollzieht dabei weitgehend die Vorgaben aus Brüssel, und zwar zumeist früher als gefordert und dies mitunter auch überschießend. Das sei an einigen Beispielen der österreichischen Energiepolitik, bezogen auf den Stromsektor, demonstriert:

5.2 Maßnahmen der Energiepolitik auf Bundesebene im Strommarkt

Auf österreichischer Ebene sieht sich die Energiepolitik den Zielen der Kosteneffizienz, der Versorgungssicherheit, der Umweltverträglichkeit sowie der sozialen Verträglichkeit und einem zehn weitere Felder umfassenden Regelkreis ausgesetzt,⁵⁵ dessen konkrete Umsetzung anhand der Auswirkungen auf den grundsätzlich vollliberalisierten österreichischen Elektrizitätsmarkt zu beschreiben ist.

5.2.1 Marktkonzentration

Der Bund als Mehrheitseigentümer der Verbundgesellschaft hat die Formierung der „Energie Austria“ mitbetrieben und die wettbewerbsrechtliche Genehmigung durch die Kommission in Brüssel aktiv begleitet. Aktuell vernehmbare tagespolitische Äußerungen über mangelnden Wettbewerb angesichts der operativen Verwirklichung der „Energie Austria“ sind im Lichte dessen unverständlich, zumal sowohl das Marktumfeld, als auch die beteiligten Gesellschaften von Anfang an bekannt waren und über die Auswirkungen eines Zusammenschlusses von ca. 80 % der marktrelevanten Aktivitäten auf dem österreichischen Strommarkt von vornherein kein Zweifel bestehen konnte.

„Potentiell negative Auswirkungen der geringen Angebotsvielfalt“ sollen durch Abbau von Barrieren zu den umliegenden Märkten, „vor allem zum deutschen Markt“, entschärft werden.⁵⁶

Aufgrund der Wettbewerbssituation kann streng kalkulierenden Unternehmungen allerdings nicht vorgeworfen werden, wenn aufgrund des ausbleibenden Akquisitionserfolges in dritten Märkten Konsequenzen gezogen werden: Mittlerweile hat sich mit EnBW der letzte der ausländischen Lieferanten als Direktanbieter vom österreichischen Markt zurückgezogen. Die Politik vermag Marktteilnehmer im freien Wettbewerb nicht zu unvernünftigen Handlungen zu zwingen, zumeist gibt der Markt selbst eine unmissverständliche Antwort.

5.2.2 Förderung erneuerbarer Erzeugung über das Ökostromgesetz

Für Konsumenten und Endverbraucher deutlich spürbar sind die energiepolitischen Eingriffe in den Erzeugungs-

52 - Quartalsbericht Verbundgesellschaft 2/04

53 - Aktionärsbrief EVN, 3. Quartal 2003/04

54 - VIW-Presseausendung vom 20. März 2003

55 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 50 f

56 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 111

markt aus Anlass der innerstaatlichen Umsetzung von Umweltschutzrichtlinien, etwa der „Richtlinie für Erneuerbare Energien 2001“ im „Ökostromgesetz 2002“.⁵⁷ Obwohl hinsichtlich des Einsatzes von „Regenerativen“ in der Stromproduktion europaweit an der Spitze, hat sich Österreich verpflichtet, den Anteil „Erneuerbarer“ bis zum Jahr 2010 auf 78,1 % zu erhöhen. Dies soll durch Zubau von Kleinwasserkraftkapazität um 1 % sowie durch Neubau von „Sonstigen Erneuerbaren“ (Wind, Biomasse, Biogase, etc.) auf 4 % verwirklicht werden. Die überschießende Ökoenergieförderung hat zu einer Novellierung des Ökostromgesetzes geführt, die derzeit in parlamentarischer Behandlung steht. Endverbraucher werden aus diesem Titel 2003 mit EUR 225 Mio⁵⁸ belastet, bis 2010 soll dieser Betrag aufgrund der Novellierung bis auf EUR 325 Mio steigen.

5.2.3 Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie im Wasserrechtsgesetz 2003

Österreich erzeugt rund 70 % der Stromproduktion aus heimischer Wasserkraft. Daher ist die innerstaatliche Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie von entscheidender Bedeutung für die Zukunft der wasserkraftdominierten Gesellschaften. Die Umsetzung der Richtlinie erfolgte durch Novellierung des Wasserrechtsgesetzes im Jahr 2003.⁵⁹ Die Wasserrahmenrichtlinie sieht die Einteilung der Gewässer in Wasserkörper vor, die hinsichtlich ihrer Gewässergü-

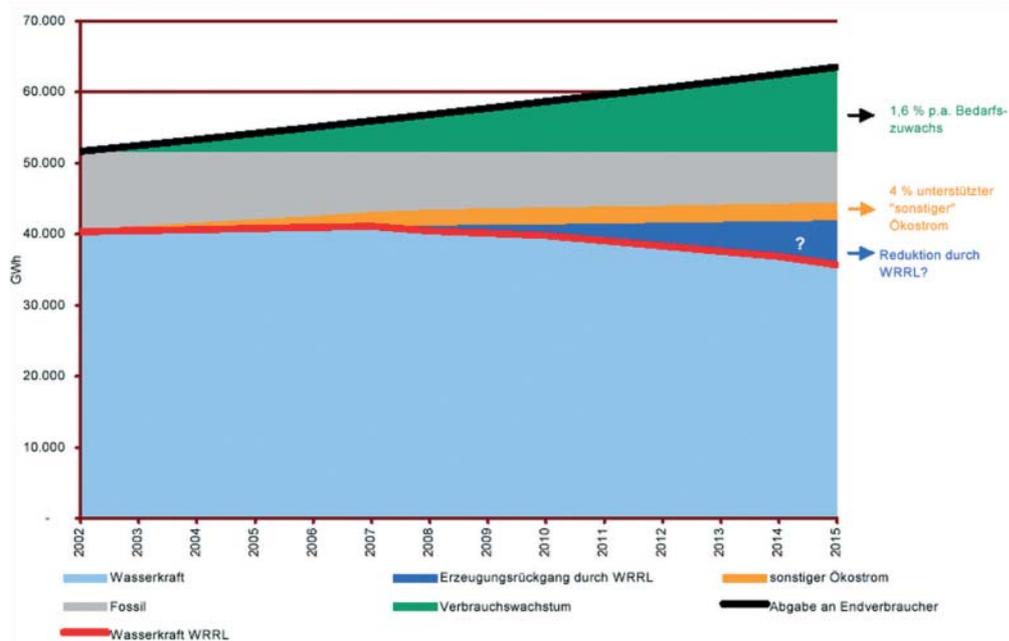
te qualitativ eingestuft und hinsichtlich des anzustrebenden „guten Gewässerzustandes“ durch systematische wasserpolitische Maßnahmen neu ausgerichtet werden sollen. Für die Elektrizitätswirtschaft besonders kritisch sind dabei die als Beeinträchtigungsfaktoren der Gewässergüte definierten Parameter Restwasser, Schwall sowie Durchgängigkeit der Gewässer.

Überschießende Umsetzungsvorstellungen würden gravierend nachteilige Auswirkungen nicht nur auf die österreichische Stromproduktion, sondern auch auf die Ertragslage der wasserkraftdominierten Gesellschaften zeitigen.

Im Energiebericht der Bundesregierung 2003 wird von einem 5- bis 10%igen Erzeugungsrückgang aus dem Titel der Wasserrahmenrichtlinie ausgegangen,⁶⁰ was durch die - trotz Förderungen - deutlich ausgeweitete Erzeugungsmenge aus „Erneuerbaren“ gemäß Ökostromgesetz bei weitem nicht wettgemacht werden kann. In dieser Rechnung ist das stetige Stromverbrauchswachstum noch gar nicht berücksichtigt.

Eine 10%ige Erzeugungseinbuße an erneuerbarer Wasserkraft österreichweit entspricht daher mehr als der gesamten Regeljahreerzeugung der Tiroler Wasserkraft von 3.024 GWh im Jahr 2003.

Szenario der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2015



Quelle: E-Control GmbH

57 - BGBl. I Nr. 149/2002

58 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 92

59 - BGBl. I Nr. 112/2003

60 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 145

5.2.4 Emissionszertifikatgesetz

Im Dezember 1997 wurde das „Kyoto-Protokoll“ als völkerrechtlich verbindlicher Vertrag zur Festlegung von Reduktionszielen für CO₂-Emissionen abgeschlossen. Darin haben sich die Vertragsstaaten verpflichtet, ausgehend von einem Referenzwert aus dem Basisjahr 1990, für die erste Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 verbindliche Reduktionsziele innerstaatlich umzusetzen.

In Österreich wurde dazu das Emissionszertifikatgesetz beschlossen.⁶¹

Die Ausführungsverordnungen sind derzeit in Aus- bzw. Erarbeitung, der nationale Allokationsplan wurde mittlerweile von der Europäischen Kommission genehmigt.

Österreich hat sich verpflichtet, die CO₂-Emissionen um 13 % zu reduzieren, wobei in der Phase 2005 bis 2007 die Zuteilung der Zertifikate gemäß verordnetem Zuteilungsplan gratis erfolgt.

In der Folge soll es aber zu einem Handel der Emissionszertifikate kommen, wodurch einerseits die betroffenen Unternehmungen ihre Produktion auch nach dem Zertifikatspreis ausrichten, zum anderen die Umrüstung auf CO₂-freie bzw. mit geringeren Emissionen verbundene Anlagen vorantreiben. Im Sektor Elektrizitätswirtschaft sind Braun- und Steinkohlekraftwerke von dieser klimapolitischen Maßnahme betroffen, wobei davon auszugehen ist, dass sich die Mehrkosten für die benötigten Zertifikate pro Tonne CO₂ als Mehrkosten in der Stromerzeugung niederschlagen werden.

Die Entwicklung dieser, aus dem Ansatz der Internalisierung externer Effekte initiierten, über eine Börse abgewickelten Zertifikatsteuerung wird den bestehenden, insbesondere aber den künftigen Kraftwerksmix stark beeinflussen.

5.2.5 Versorgungssicherheit

Aussagen zur Versorgungssicherheit beschränken sich auf netztechnische Aspekte, „die Versorgungssicherheit im Sinne eines ausreichenden Angebotes ist vor

allem auf europäischer Ebene zu diskutieren.“⁶² Von dort hört man allerdings das Gegenteil, und dies findet sich auch im Richtlinienvorschlag zur Versorgungssicherheit: demnach haben die Mitgliedstaaten für ausreichende Kapazitäten von Kraftwerken und Netzen zu sorgen.

5.2.6 Labeling

In Vollzug von Bestimmungen der Binnenmarkttrichtlinie 2003 sind die Aufbringungsquellen und ihr Anteil am Bezug aufgeschlüsselt in der Rechnung darzustellen (sogenanntes Labeling).⁶³

Darüber hinaus liegen derzeit keine regulatorischen Eingriffe auf der Nachfrageseite vor.



5.3 Die Regulierungsbehörden Energie-Control Kommission und Energie-Control GmbH

Im Zuge der Voll-Liberalisierung wurden gesetzlich unabhängige Regulierungsbehörden eingerichtet, und zwar die Energie-Control Kommission (ECK) als Behörde mit richterlichem Einschlag und wesentlicher Entscheidungsbefugnis sowie die Energie-Control GmbH (ECG) als geschäftsführende Regulierungsgesellschaft.

Den Regulierungsbehörden kommen vor allem im regulierten Bereich (Netz) wesentliche behördliche Zuständigkeiten zu.

61 - BGBl. I Nr. 46/2004 vom 30. April 2004
62 - Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, 112
63 - §§ 45 und 45a Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz-EIWOG idgF

5.3.1 Markt

Marktseitig überwachen die Regulierungsbehörden das Funktionieren des freien Marktes, wozu die Märkte in sachlich und räumlich relevante Teilmärkte unterteilt werden. Nach derzeitiger Einschätzung gilt für alle Teilmärkte, mit Ausnahme von großen EVU's und Industriekunden, der österreichische Markt als räumlich relevant.⁶⁴ Alle anderen Teilmärkte (Erzeugung, Ausgleichsenergie, Endkunden, etc.) sind auf Österreich beschränkt.

Durch den Zusammenschluss der großen innerösterreichischen Gesellschaften in der „Energie Austria“ liegt eine Marktkonzentration in den sachlich relevanten Märkten von zwischen 75 % bis zu über 90 % vor.⁶⁵

5.3.2 Festlegung der Netztarife

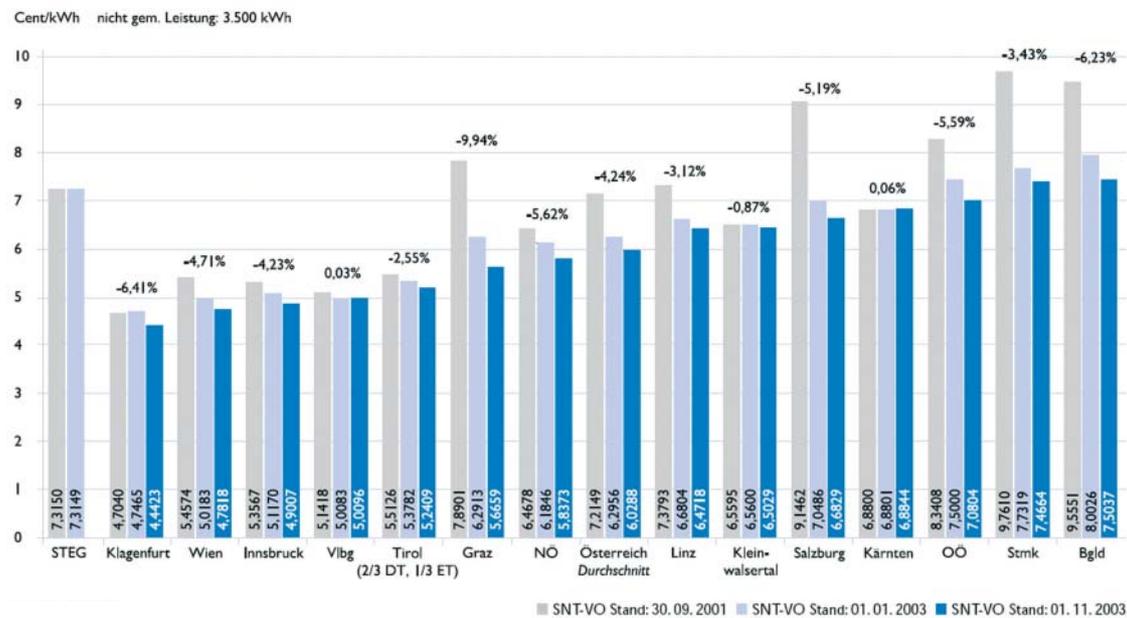
Österreich hat ein System transparenter Netzzugangsbedingungen und regulierter Netztarife verwirklicht.

Die 135 Netzbetreiber in Österreich weisen unterschiedliche Kostenstrukturen auf, weshalb auch die Netztarife unterschiedlich festgelegt sind. Dies bestimmt § 25 EIWOG idGF, wonach die Netztarife kostenorientiert festzusetzen sind.

Es ist nun erklärte Absicht der Regulierungsbehörden, die Netztarife in Österreich massiv zu senken und österreichweit zu vergleichmäßigen. Dazu wurde von der ECG ein „Anreizmodell“ vorgelegt, das jedoch wegen offenkundiger Gesetzwidrigkeit bisher nicht umgesetzt werden konnte. Die unterschiedlich hohen Netztarife werden von den Regulierungsbehörden als Wettbewerbschranke bezeichnet, was aus Sicht der Elektrizitätswirtschaft unrichtig ist, denn jeder Anbieter hat im Bereich eines Verteilernetzbetreibers die selben Netztarife zu bezahlen, auch der sogenannte „Local Player“.

Im Österreich-Durchschnitt wurden die Netztarife bisher in zwei Schritten um insgesamt ca. 10 % gesenkt.

Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, Haushalt



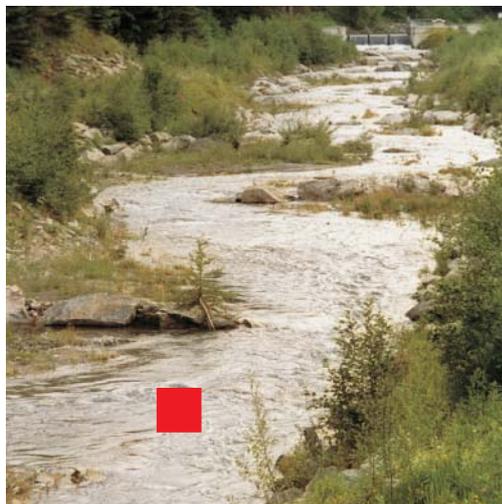
64 - Liberalisierungsbericht E-Control 2004, 22 ff
65 - Liberalisierungsbericht E-Control 2004, 42 ff

Die Elektrizitätswirtschaft verweist auf den Zusammenhang zwischen Netzerlösen und Qualität der Versorgung sowie Versorgungssicherheit, für die auch künftig Investitionen in Netze unbedingt erforderlich sind. Solche Investitionen sind nur dann möglich, wenn aus dem Netztarifrückfluss ausreichende Mittel zur Verfügung stehen und diese auch mit Aussicht auf verzinste Netto-Kapitalerhaltung für die Versorgungssicherheit im Netz eingesetzt werden können.

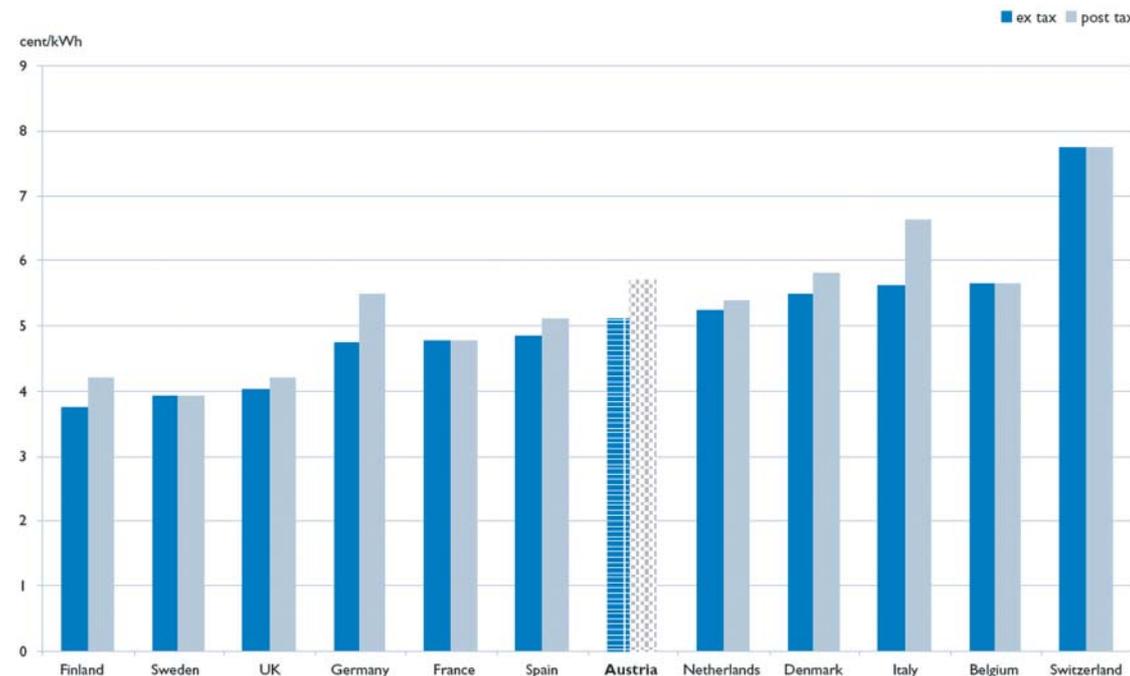
Angekündigte, durchschnittliche Tarifsenkungen um weitere 10 % oder mehr würden zu Einnahmefällen in der Größenordnung von nochmals rund EUR 250 Mio. pro Jahr führen, was in etwa dem Fördervolumen für erneuerbare Energieträger gemäß Ökostromgesetz entspricht, sodass für die Endverbraucher aus diesem Titel mit keiner Entlastung zu rechnen sein wird.

Im europäischen Durchschnitt liegen die Gesamtstrompreise in Österreich im unteren Mittelfeld.

Hinsichtlich Versorgungssicherheit sind die Regulatorbehörden nach dem Energielenkungsgesetz⁶⁶ u.a. mit der Datenerhebung über Störungen und Ausfälle sowie Aufbringungsquellen und Großverbraucher befasst.⁶⁷



Vergleich der Europäischen Strompreise (einschließlich Systemnutzung) für Haushaltskunden (3.500 GWh/Jahr)



Quelle: Energy Advice

66 - idF BGBl. I Nr. 149/2001

67 - Jahresbericht 2003, E-Control, 43 ff



Speicher Finstertal im Frühwinter

5.4 Österreichische Elektrizitätswirtschaft: Kapazitätsbedarf an Kraftwerken bis 2015

Die zahlreichen Blackouts, aber auch die Untersuchungen der EURELECTRIC über den Bedarf an künftigen Kraftwerkskapazitäten haben den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) veranlasst, die Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten in einer Expertise untersuchen zu lassen.⁶⁸

In diese Untersuchung sind die in Österreich umgesetzten Umweltschutznormen wie Wasserrahmenrichtlinie und Emissionshandelsrichtlinie sowie die Altersstruktur des österreichischen Kraftwerksparks eingearbeitet und hinsichtlich des Ersatzbedarfs bewertet.

Die Untersuchung geht von einem Stromverbrauchszuwachs von 2 % pro Jahr in Österreich aus, was an der Untergrenze des durchschnittlichen Zuwachses der letzten Jahre liegt.

Angenommen wird weiters, dass die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie die Erzeugung in den bisherigen Lauf- und Schwellkraftwerken generell um 10 % reduzieren wird.

Zur Alterstruktur des thermischen Kraftwerksparks wird davon ausgegangen, dass ca. 60 % der im Jahr 2003 mit knapp 6.000 MW ermittelten kalorischen Leistung wegfallen, sodass im Jahr 2015 lediglich 2.400 MW kalorisch zur Verfügung stehen werden. Für die Anschätzung besteht die Annahme, dass über 35 Jahre in Betrieb stehende Kraftwerke ersetzt werden müssen.

Die Zuteilung von Emissionszertifikaten wird die wirtschaftlichen Bedingungen für den Betrieb von Kohlekraftwerken verschlechtern und bis auf das Niveau der Kosten aus GUD-Kraftwerken verteuern.

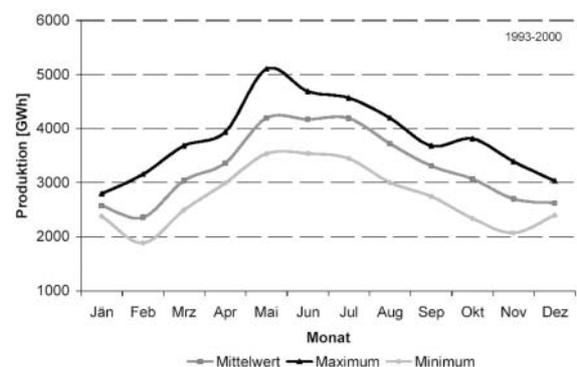
Der durch den Förderungsmechanismus des Ökostromgesetzes ausgelöste Kapazitätszuwachs reicht bei weitem nicht aus, die erhebliche Deckungslücke zu schließen, da hieraus nur ein Anteil im Bereich von 3 % bis 5 % zu erwarten ist.

Diese Annahmen ergeben folgende Konsequenzen für die Aufbringungsstruktur in Österreich:

Auszugehen ist von einer Brutto-Stromerzeugung von knapp 60.000 GWh im Jahr 2003, die sich wie folgt auf die Kraftwerksarten verteilt: Laufkraftwerke 34,8 %, Speicherkraftwerke 18,9 %, Wärmekraftwerke 39,8 % und „Sonstige“ 6,5 %, gerechnet nach der Leistung des Kraftwerksparks.⁶⁹

Zu berücksichtigen ist, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft von der Hydraulizität abhängt, wobei die Stromproduktion deutlichen zeitlichen Schwankungen unterworfen ist.

Jahresverlauf der Stromproduktion aus Wasserkraft

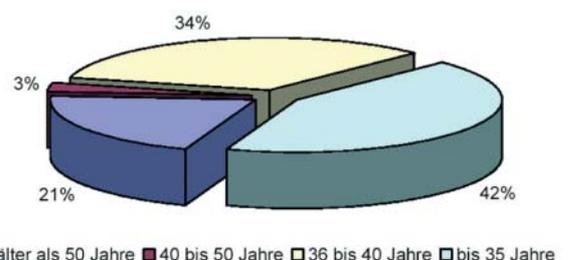


Quelle: Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, TU Wien

Für die Abschätzung der Kapazitäten wird von Regeljahresverhältnissen ausgegangen.

Hinsichtlich kalorischer Kraftwerke ist die Altersstruktur beachtlich, welche nachstehender Grafik zu entnehmen ist.

Altersstruktur der thermischen Kraftwerke (Stand 2003) im Jahr 2015



Quelle: Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, TU Wien

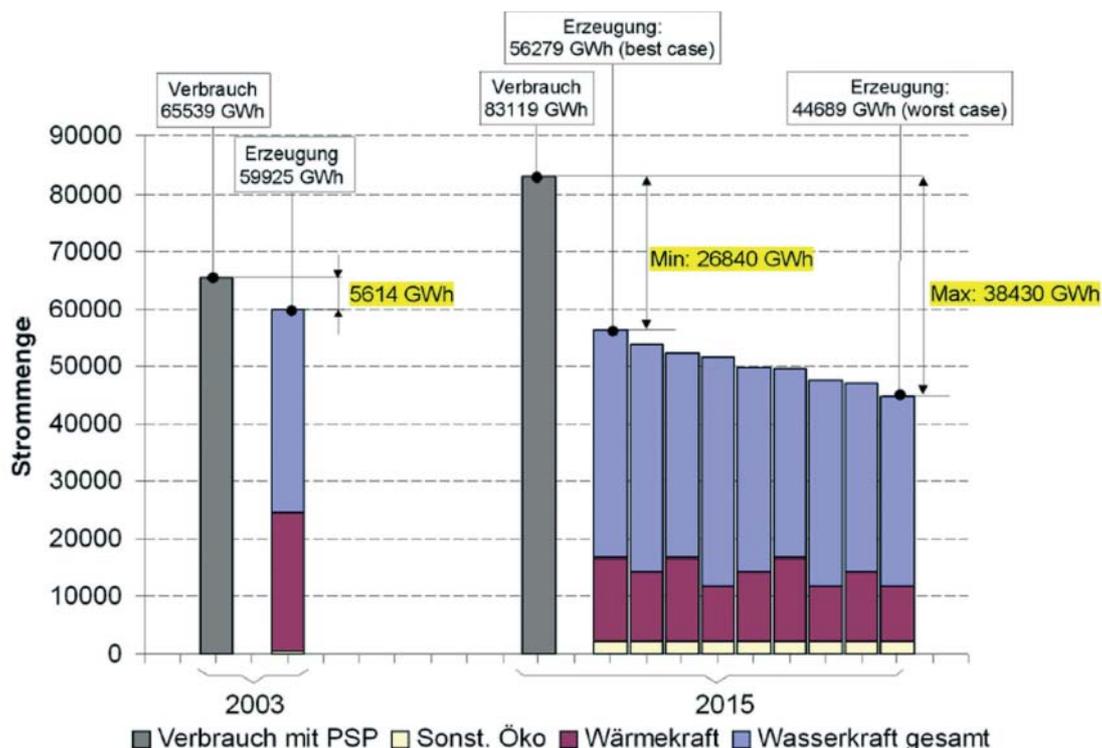
68 - Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, EAEW - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, August 2004

69 - Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, EAEW - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, August 2004, 27

Die Trendeinschätzung, für die verschiedene Szenarien untersucht wurden, zeigt für das Jahr 2015 ein Arbeits-Defizit von 26.840 GWh im Minimum und bis zu 38.430 GWh im „Worst Case“, mit anderen Worten: das bis zuletzt noch in etwa ausgeglichen bilanzierende Wasserkraftland Österreich würde bis 2015 zu einem Strom-Importland im Ausmaß von 32,3 % bis 46,2 % der Stromaufbringung werden.

Für allenfalls erforderliche Importe - unbeschadet deren Verfügbarkeit und Preiswürdigkeit - wären aufgrund der gegebenen Netzkonfigurationen in Österreich erhebliche zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur erforderlich.⁷⁰

Vergleich Stromerzeugung und Stromverbrauch für die Jahre 2003 und 2015



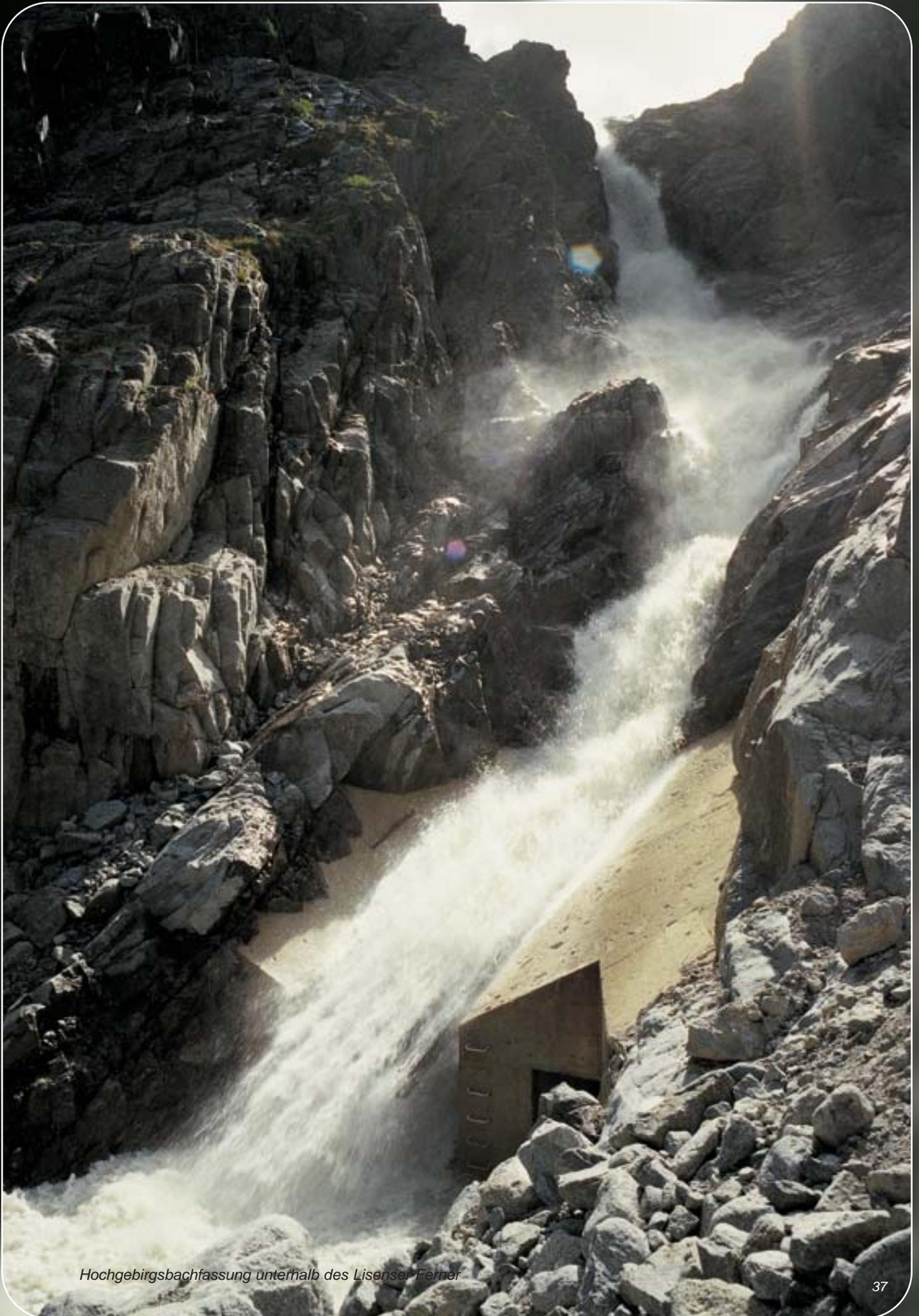
Quelle: Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, TU Wien

Deckungslücke in 2015 und erforderliche thermische Kraftwerkskapazität

| | 2015 – worst case | | 2015 – best case | |
|----------------------|-------------------|----------|------------------|----------|
| | KW-Bedarf | KW-EPL | KW-Bedarf | KW-EPL |
| 100 % Eigenerzeugung | 38.430 GWh/a | 7.700 MW | 26.840 GWh/a | 5.400 MW |
| 10 % Import | 30.118 GWh/a | 6.000 MW | 18.528 GWh/a | 3.700 MW |
| 30 % Import | 13.494 GWh/a | 2.700 MW | 1.904 GWh/a | 400 MW |

Quelle: Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, TU Wien

70 - Studie „Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten“, EA EW - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, August 2004, 53 ff



Hochgebirgsbachfassung unterhalb des Lissener Ferner



6. Strommarkt und Energiepolitik in Tirol

Der Unternehmenserfolg der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG beruht schon seit Jahrzehnten auf dem rechtzeitigen, markteingepassten Bau von großen Speicherkraftwerken und der Verwertung des darin erzeugten hochwertigen elektrischen Stroms im Rahmen der europäischen Verbundwirtschaft, insbesondere mit deutschen Partnern. Hierbei wird Spitzenstrom zu vertraglich langfristig gesicherten Wertrelationen gegen Grundlast eingetauscht.

Dies verdeutlicht die Bauchronik der Speicherkraftwerke der Tiroler Wasserkraft in Tirol:

1927 ging das damals größte österreichische Speicherkraftwerk, das Achenseekraftwerk, in Betrieb; mit ihm schlug die Geburtsstunde der energiewirtschaftlichen Kooperation zwischen Tiroler Wasserkraft und BAG (Bayernwerk AG) einschließlich der Errichtung einer grenzüberschreitenden Leitungsverbindung.

1964 kam es in Zusammenarbeit mit RWE / E.ON zur partnerschaftlichen Errichtung des Speicherkraftwerkes Kaunertal; diese Kooperation wurde bei der Verwirklichung des Speicherkraftwerkes Sellrain-Silz im Jahr 1980 mit E.ON und EnBW erfolgreich fortgesetzt.

Dadurch konnten gegenseitige komparative Kostenvorteile genutzt werden:

Die topografischen Gegebenheiten Tirols, das reiche Wasservorkommen, Speicherkapazitäten und große Fallhöhen ermöglichen die Erzeugung von wertvoller Spitzenenergie, während die deutschen Partner Grundlast liefern, die in Tirol im erforderlichen Ausmaß nicht verfügbar ist.

Durch diese Unternehmenspolitik wurde die Tiroler Wasserkraft in die Lage versetzt, die Landesversorgung weitestgehend autonom, unter Wahrung des Tiroler Strompreisvorteils, abzudecken, entweder direkt aus für den Landesbedarf errichteten Kraftwerken (z.B. Kirchbichl, Imst, Strassen-Amlach, Langkampfen) bzw. mittelbar über Tausch von Spitzenenergie gegen Grundlast. Die verbleibende Fehlmenge muss schon heute zusätzlich importiert werden.

Angesichts dieses wirtschaftlich erfolgreichen Modells war es der Tiroler Wasserkraft möglich, die Erdgasversorgung in Tirol aus eigener Finanzkraft aufzubauen und die Tiroler Stromlösung durch Erwerb der Sperrminorität an der IKB AG zu verwirklichen.

Die Tiroler Wasserkraft ist nach wie vor in allen Wertschöpfungsstufen eines vollliberalisierten Marktes aktive Teilnehmerin, und zwar im Bereich Erzeugung in sämtlichen Teilsegmentmärkten einschließlich Ausgleichs- und Regelenergie, im Handel, im Vertrieb sowie als Netzbetreiber einschließlich Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenfunktion. Die Tiroler Wasserkraft ist weiters die einzige Gesellschaft, die das Engineering-Know how im eigenen Hause behalten hat, während andere Gesellschaften dieses abgebaut oder verkauft haben.

Während auf der Seite des regulierten Netzbereiches kaum Entwicklungs- und Wachstumsspielraum besteht, wird eine künftige unternehmerische Schwerpunktsetzung auf den Ausbau der Erzeugung in hohem Maße als Option für die Tiroler Wasserkraft eingeschätzt.



6.1 Das Tiroler Energieleitbild

Mangels Kohle-, Öl- und Gasvorkommen kam es in Tirol stets zu einer im Vergleich zu anderen Bundesländern stärkeren Abstützung auf Strom in der Energiebilanz, andererseits dominierte Öl als Primärenergie bei weitem.

Die energiepolitische Weichenstellung 1987, die Erdgasversorgung in Tirol durch Übernahme der TIGAS über die Tiroler Wasserkraft aufzubauen und die weitere energiepolitische bzw. ökologische Entscheidung Ende der 90er Jahre, auch Biomasse als weiteren, in Tirol verfügbaren Energieträger zu nutzen, haben die Tiroler Energiebilanz deutlich verändert: diese Energieträger haben im Wesentlichen Öl substituiert.

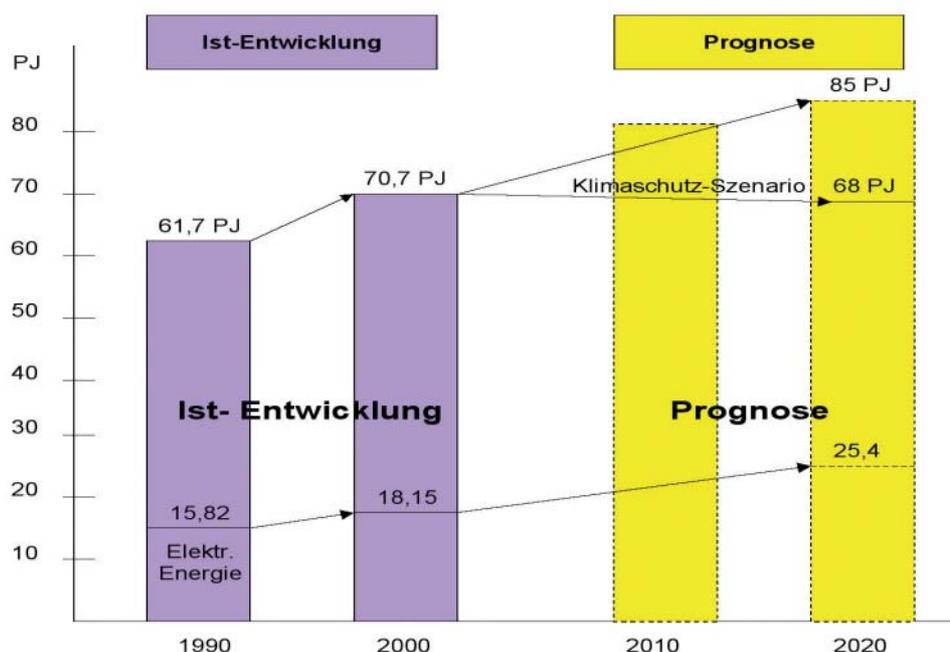
2000 hat der Tiroler Landtag beschlossen, die Tiroler Landesregierung möge ein „Energieleitbild Tirol“ für die Langfriststrategie 2000 bis 2020 vorlegen, um die zahlreichen, im Landesumfeld zu verantwortenden Einzelmaßnahmen nach den Grundsätzen der rationellen und sparsamen Energieverwendung, des verstärkten Einsatzes heimischer Energieträger und unter Beachtung der Klima- und Nachhaltigkeitsstrategie strategisch gebündelt neu ausrichten zu können. Dazu wurde das „Energieleitbild Tirol 2000 - 2020“ vorgelegt und beschlossen.

Diesem Leitbild liegen drei unterschiedliche Szenarien zugrunde:

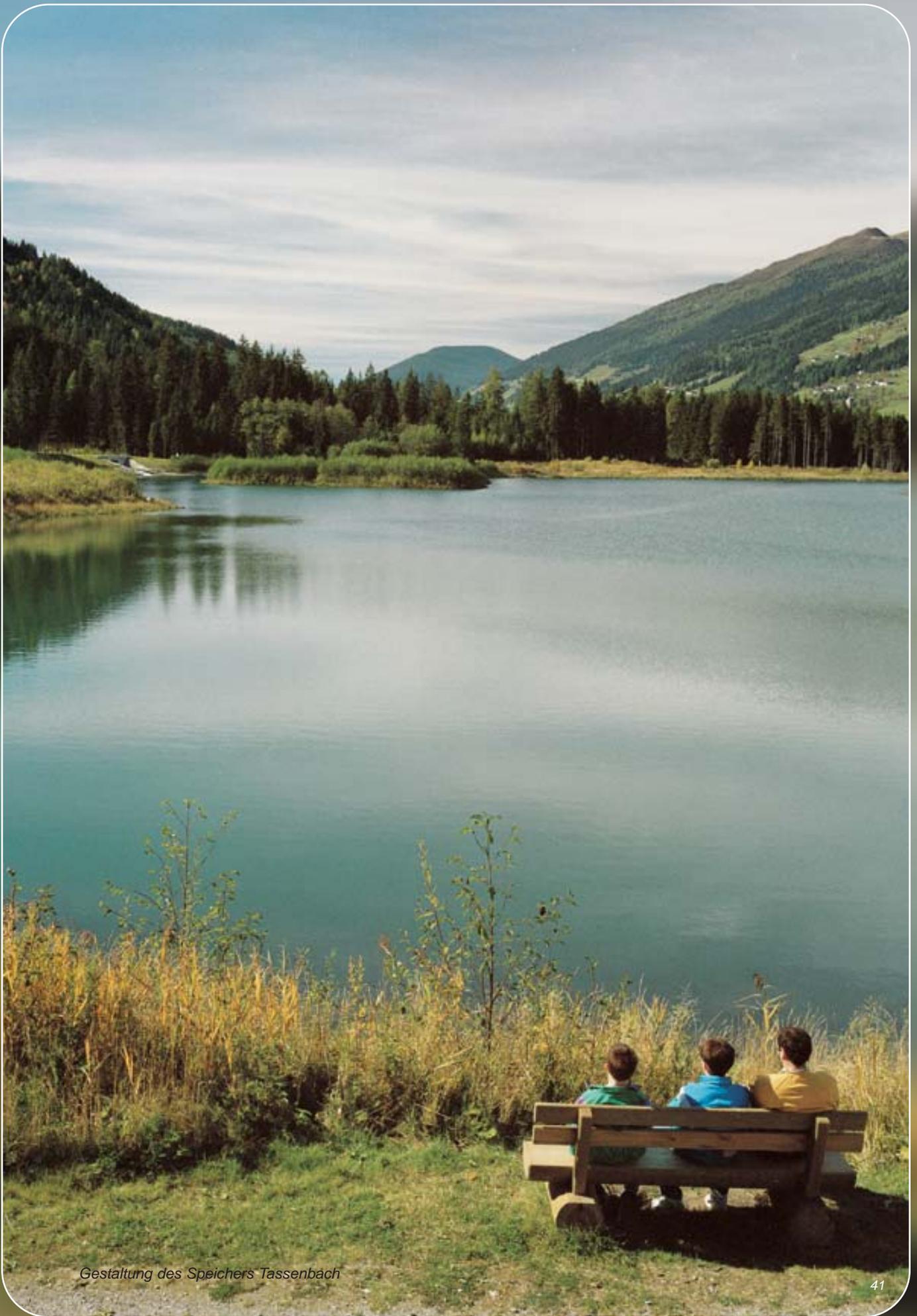
- das Referenz-Szenario, wonach sich der bisherige Trend fortsetzt: der Endenergieverbrauch hat sich von 1970 bis 2000 um 75 % erhöht und steigt unvermindert weiter,
- das Klimaschutz-Szenario, in welchem auch der auf Tirol entfallende Anteil an der Reduktion von 13 % CO₂-Emissionen übernommen wird und
- das Szenario „2000 Watt-Gesellschaft“ mit ambitionierten Spar- und Umweltzielen. Unterstellt wird darin eine Verringerung des Anteils der Energieverluste an der Energieumwandlung und dem Transport von Energie von 50 % auf 40 %. Weiters wird unterstellt, dass sich durch technischen Fortschritt der Bedarf an Nutzenergie bis 2020 halbiert.

Im Übrigen ist dem Energieleitbild Tirol ein „wahrscheinlicher“ Ausbaugrad der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2020 in Tirol von 7.500 GWh/Jahr zu entnehmen.

Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Tirol nach dem Referenz-Szenario und Klimaschutz-Szenario



Quelle: Energieleitbild Tirol 2000 – 2020



Gestaltung des Speichers Tassenbach

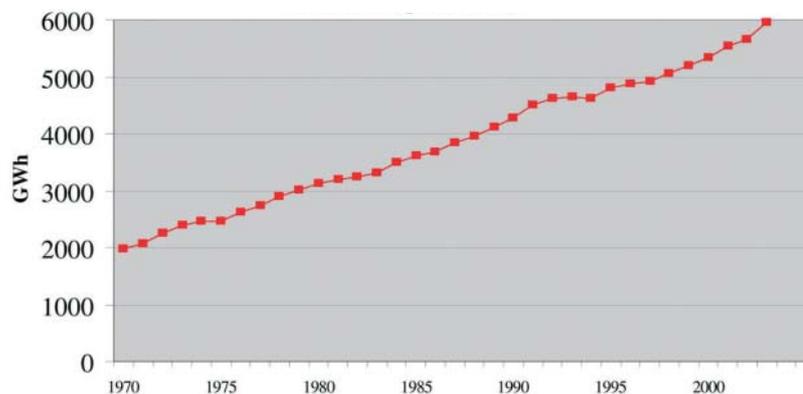
6.2 Strategie der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

6.2.1 Ausgangslage und Zukunftsperspektive

Bis zum Jahr 2001, der Umsetzung der vollständigen Liberalisierung in Österreich, wurde der Tiroler Stromverbrauch statistisch vom gesetzlich eingerichteten Landeslastverteiler erfasst:

Der Tiroler Gesamtstromverbrauch stieg von knapp 2.000 GWh im Jahr 1970 auf knapp 6.000 GWh in 2003, was einer durchschnittlichen Steigerung des Stromverbrauchs um 3,5 % pro Jahr gleichkommt.⁷¹

Verbrauch Regelzone Tirol



Seit Umsetzung der Liberalisierung und Einführung der „Regelzone Tirol“ werden diese Daten vom Regelzonenführer TIRAG und der Regulierungsbehörde erhoben. Das vorerwähnte Deckungserfordernis von 6.000 GWh wird von 35 registrierten Bilanzgruppen, sprich Lieferanten bzw. Mitbewerbern der Tiroler Wasserkraft, in der Regelzone Tirol abgedeckt.

Von der Tiroler Wasserkraft wurden 2003 beliefert:

Endverbraucher in Jahresverbrauchsablesung (Kleinkunden): 1.306,8 GWh, Endverbraucher mit Monatsverbrauchsablesung (Gewerbe, Industrie): 1.671,9 GWh sowie Tiroler Wiederverkäufer: 1.677,3 GWh, die ihrerseits wieder Endverbraucher beliefern. In Summe wurden vom Tiroler Gesamtjahresverbrauch 2003 4.656 GWh von der Tiroler Wasserkraft geliefert, das entspricht einem Anteil von 81,57 %.

Eine von diesem Verbrauch ausgehende Rückrechnung auf die Aufbringungsbilanz der Tiroler Wasser-

kraft unter Einschluss ihrer Eigenerzeugung ergibt folgendes Bild:

Auszugehen ist von der Aufbringung in Tiroler Wasserkraft-eigenen Kraftwerken im Jahr 2003 mit 3.195,7 GWh, wovon nach Abzug des Tausch- / Exportvolumens aus den Kraftwerken Kaunertal und Sellrain / Silz sowie der Einspeisung in die Ökostrombilanzgruppe 1.485,7 GWh als „Wasserkraft-Eigenerzeugung“ zur Tiroler Bedarfsdeckung direkt zur Verfügung stehen.

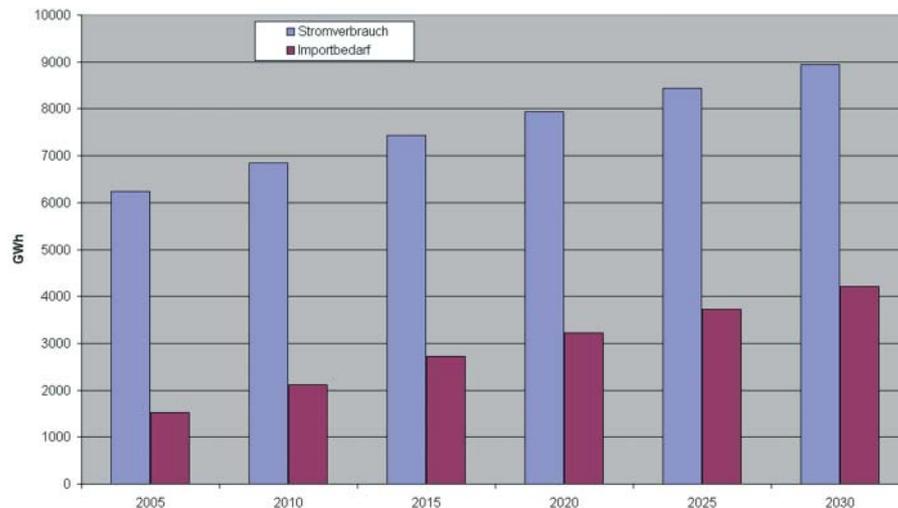
Aus Tauschimport stehen 1.468,8 GWh, aus Strombezugsrechten 454,5 GWh für die Tiroler Bedarfsdeckung zur Verfügung. Unter Einbeziehung der Verluste, des Eigenbedarfs sowie von Pumpstromlieferung an

VIW von zusammen 299,7 GWh ergibt sich die Gesamtbilanz von 4.955,7 GWh und damit ein an den Börsen, im OTC-Handel, etc. abzudeckender Zukaufbedarf von 1.546,7 GWh (2003). Das entspricht einem Importanteil von ca. 25,8 % des Tiroler Gesamtstromverbrauchs von 6.000 GWh.

Für die künftige Entwicklung wird von einem jährlichen Stromverbrauchszuwachs in der Regelzone Tirol von je 120 GWh bis zum Jahr 2015 ausgegangen, hernach von einem jährlichen Stromverbrauchszuwachs von je 100 GWh pro Jahr bis zum Jahr 2030.

Bekanntlich war das Jahr 2003 von einer atypischen Hydraulizität gekennzeichnet, wodurch ein zusätzlicher Importbedarf verursacht wurde. Die nachfolgende Darstellung des Entwicklungsszenarios bis 2030 wird daher vorsichtshalber auf eine Betrachtung nach Regeljahresverhältnissen korrigiert, sodass sich ein bereinigter Ausgangswert des Importbedarfes im Ausmaß von 1.500 GWh erst für das Jahr 2005 ergibt.

Entwicklung Stromverbrauch und Importbedarf in der Regelzone Tirol



Der Zeitspanne bis zum Jahr 2030 wurde folgendes Szenario zugrunde gelegt:

Die großen Speicherkraftwerke Kaunertal und Sellrain / Silz der Tiroler Wasserkraft werden im bisherigen Bewirtschaftungsregime weitergeführt. Dadurch wird der Importbedarf auf ca. 3.200 GWh im Jahr 2020 und auf ca. 4.200 GWh im Jahr 2030 ansteigen. Die Mehrerzeugung aus laufenden Kleinwasserkraftwerksprojekten in Tirol blieb mangels Mengenrelevanz hierbei außer Ansatz. Ebenso wurden die im Zusammenhang mit der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie zu erwartenden Erzeugungsverluste, welche zum heutigen Zeitpunkt noch nicht exakt quantifiziert werden können, nicht berücksichtigt.

6.2.2 Darstellung und Bewertung der Varianten zur Bedarfsdeckung

Zur Deckung des prognostizierten Landesverbrauches von ca. 8.000 GWh im Jahr 2020 bzw. 9.000 GWh im Jahr 2030 wurden folgende Varianten geprüft:

- **Variante 1: Abdeckung ausschließlich über zusätzliche Importe (Zukauf auf OTC- und Börseplätzen in Europa)**

Aufgrund der in diesem Bericht schon dargelegten Einschätzung der langfristigen energiewirtschaftlichen Perspektive in Europa wird die Abdeckung des

ermittelten Importerfordernisses mit einem erheblichen, vermutlich progressiv ansteigenden Verfügbarkeits- und Preisrisiko verbunden sein. Diese Einschätzung ist aus dem bereits beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenario, wonach in Europa einem laufend ansteigenden Stromverbrauch stagnierende (im Status quo-Szenario sogar sinkende) Erzeugungskapazitäten gegenüber stehen, zwingend abzuleiten. Darüber hinaus sind mit dieser Variante erhebliche volkswirtschaftliche, energiewirtschaftliche, industriepolitische, standortpolitische und beschäftigungspolitische Nachteile verbunden.

- **Variante 2: Beteiligung der Tiroler Wasserkraft an neu zu errichtenden kalorischen Kraftwerken im Ausland**

In der BRD werden nach gesichertem Wissenstand in den nächsten Jahren Kohle- und Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 8.000 MW errichtet werden. Für die Tiroler Wasserkraft kommt eine Beteiligung an solchen Projekten in betriebswirtschaftlicher Hinsicht grundsätzlich in Betracht. Sollte die präferierte Variante 4 („Wiederaufnahme des Wasserkraftausbaus in Tirol“) keine politische Zustimmung finden, müsste diese Option konkret verfolgt werden, sie ist aber mit ähnlichen volkswirtschaftlichen Nachteilen wie Variante 1 verbunden.

• **Variante 3: Kraftwerke nach dem Ökostromregime in Tirol**

In Umsetzung der „Richtlinie für Erneuerbare Energien 2001“ wurde in Österreich das „Ökostromgesetz 2002“ beschlossen, das 2004 novelliert werden soll und ein Beihilfenregime für gewisse Arten von erneuerbaren Energieträgern, einschließlich Kleinwasserkraft bis 10 MW einrichtet.

In Übereinstimmung mit dem Energieleitbild Tirol 2000 - 2020 wird für den Wärmemarkt ein, mit den Gasaktivitäten im Tiroler Wasserkraft-Konzern abzustimmender, weiterer Ausbau der wärmegeführten Biomasse in Tirol ausdrücklich befürwortet.

Stromerzeugung auch nur annähernd in Größenordnungen, wie sie zur Deckung des Tiroler Landesverbrauchs erforderlich sind, ist auf Basis von Biomasseanlagen jedoch ausgeschlossen. So werden in den drei großen Biomasse-Heizkraftwerken der Tiroler Wasserkraft in Lienz, Kufstein und Längenfeld zwar 167 GWh/Jahr an Wärme, jedoch nur 57,7 GWh/Jahr an Strom erzeugt.

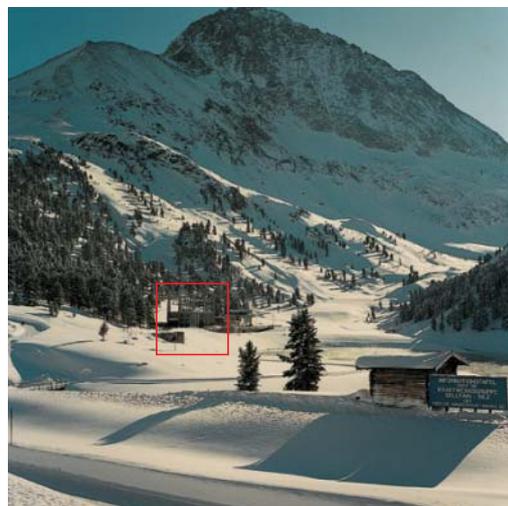
Ebenso kann die Kleinwasserkraft nur einen geringfügigen Beitrag zur Abdeckung des laufend zunehmenden Tiroler Landesverbrauchs leisten. Überdies sei in Bezug auf Kleinwasserkraftanlagen auf die negativen ökologischen Aspekte einer tirolweit flächendeckenden Nutzung hingewiesen.

• **Variante 4: Wiederaufnahme des Wasserkraftausbaus in Tirol**

Eine sichere, preiswerte, nachhaltige und umweltfreundliche Stromversorgung für Tirol kann nur durch die bewährte Abstützung auf die Nutzung der großen Wasserkraftressourcen im Lande, somit durch die Wiederaufnahme des Wasserkraftausbaus in Tirol, gewährleistet werden, wobei der zu erzeugende Spitzenstrom in Fortführung der bewährten Unternehmenspolitik zur tauschweisen Beschaffung der für Tirol benötigten Grundlast einzusetzen sein wird.

Aus Sicht der Tiroler Wasserkraft stellt dies im Blick auf die absehbare europäische Verknappungslage bei elektrischen Erzeugungskapazitäten sowohl ökonomisch wie auch ökologisch die beste Option dar, wobei beim künftigen Ausbau bzw. der Erweiterung von bestehenden Anlagen auf die Verbesserung des aquatischen Gewässersystems in Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie in Tirol besonders Bedacht genommen werden wird.

Damit verbunden ist eine höhere Wertschöpfung in Tirol, eine Absicherung gegen Erzeugungsdefizite und Preisschwankungen am Großhandelsmarkt, die Beibehaltung und der Ausbau der stromwirtschaftlichen Position der TIWAG im regionalen europäischen Zentralmarkt sowie die Sicherung des Beschäftigungs- und Wirtschaftsstandortes in Tirol. Somit verkehren sich die mit den Varianten 1 und 2 verbundenen, gesamtwirtschaftlichen und standortpolitischen Nachteile in ausgewiesene Vorteile.





7. Zusammenfassende Schlussfolgerungen

Tirol hat sich in den letzten Jahrzehnten als prosperierende Wirtschaftsregion mit anhaltend hoher Attraktivität im Zentrum Europas etabliert.

Das Land Tirol verfügt über erhebliche, ausbauwürdige Wasserkraftpotentiale und eine im 100%-Eigentum des Landes stehende Aktiengesellschaft, die sich im Zuge der Liberalisierungsumsetzung im Zentrum Europas eigenständig profilieren und dabei ihren Aktivitätsradius verbreitern konnte.

Untersuchungen zur Liberalisierung⁷² zeigen, dass - unabhängig von ihrer Größe - jene Unternehmungen, die in allen Stufen der Wertschöpfungskette Strom, von der Erzeugung über den Handel zum Vertrieb tätig sind sowie als Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber agieren, die größten Erfolgsaussichten und Wertsteigerungs- bzw. Wertschöpfungspotentiale in sich weiter verschärfenden und auf einen europäischen Binnenmarkt zugehenden, regionalen Märkten haben.

Die Tiroler Wasserkraft hat ihr bautechnisches Knowhow im Zuge der Liberalisierung nicht abgebaut und ist daher in der Lage, die in Tirol vorhandenen Ressourcen an Wasserkraft aus Marktsicht sowie aus ökologischer Sicht fachkundig zu beurteilen und deren Nutzung durch Bau von Wasserkraftwerken auch zu realisieren. In einem vom Käufer- zum Verkäufermarkt mutierenden europäischen Binnenmarkt sind diese Fähigkeiten strategische Alleinstellungsmerkmale, die den Wert des Unternehmens Tiroler Wasserkraft langfristig sichern und weiter erhöhen.

Die in diesem Bericht dargestellten Trendlinien sowie die aus Sicht der Tiroler Wasserkraft bestehenden Optionen legen die Schlussfolgerung nahe, auch in Zukunft in den Ausbau der Wasserkraft in Tirol zu investieren, um damit eine möglichst hohe Verfügungs- und Preissicherheit, hohe Unabhängigkeit von ausländischer Versorgung und einen möglichst hohen Grad an energiepolitischer Selbstbestimmung in Tirol aufrecht zu erhalten sowie Arbeit und Wertschöpfung im Lande zu sichern.

Sollte aus landespolitischer Sicht eine Zustimmung zum Ausbau der Wasserkraft nicht erreicht werden, würde die Tiroler Wasserkraft ihr Alleinstellungsmerkmal und damit diese unternehmerische Perspektive schrittweise verlieren, womit nicht nur die energiepolitische Einflussnahme durch ein Schlüsselunternehmen in Tirol, sondern auch ein Dienstgeber für hochqualifizierte Arbeitsplätze langfristig in seinem Bestand nicht mehr gesichert wäre und jedenfalls an Unternehmenswert verlieren würde. Auf die von der EU aktuell ausgehende Absicht, zur Sicherstellung der nationalen Versorgungssicherheit künftig erforderliche Erzeugungskapazitäten in den Mitgliedstaaten durch Ausschreibungsverfahren ermitteln zu lassen, sei an dieser Stelle ausdrücklich hingewiesen.⁷³

Mit einem „Ja“ zur weiteren Wasserkraftnutzung in Tirol durch die Tiroler Landesgesellschaft TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG hingegen können größtmögliche Absicherung gegen Verfügbarkeits- und Preisrisiken von Strom, Versorgungssicherheit und ökologische Verantwortung langfristig von Tirol eigenbestimmt verwirklicht werden.



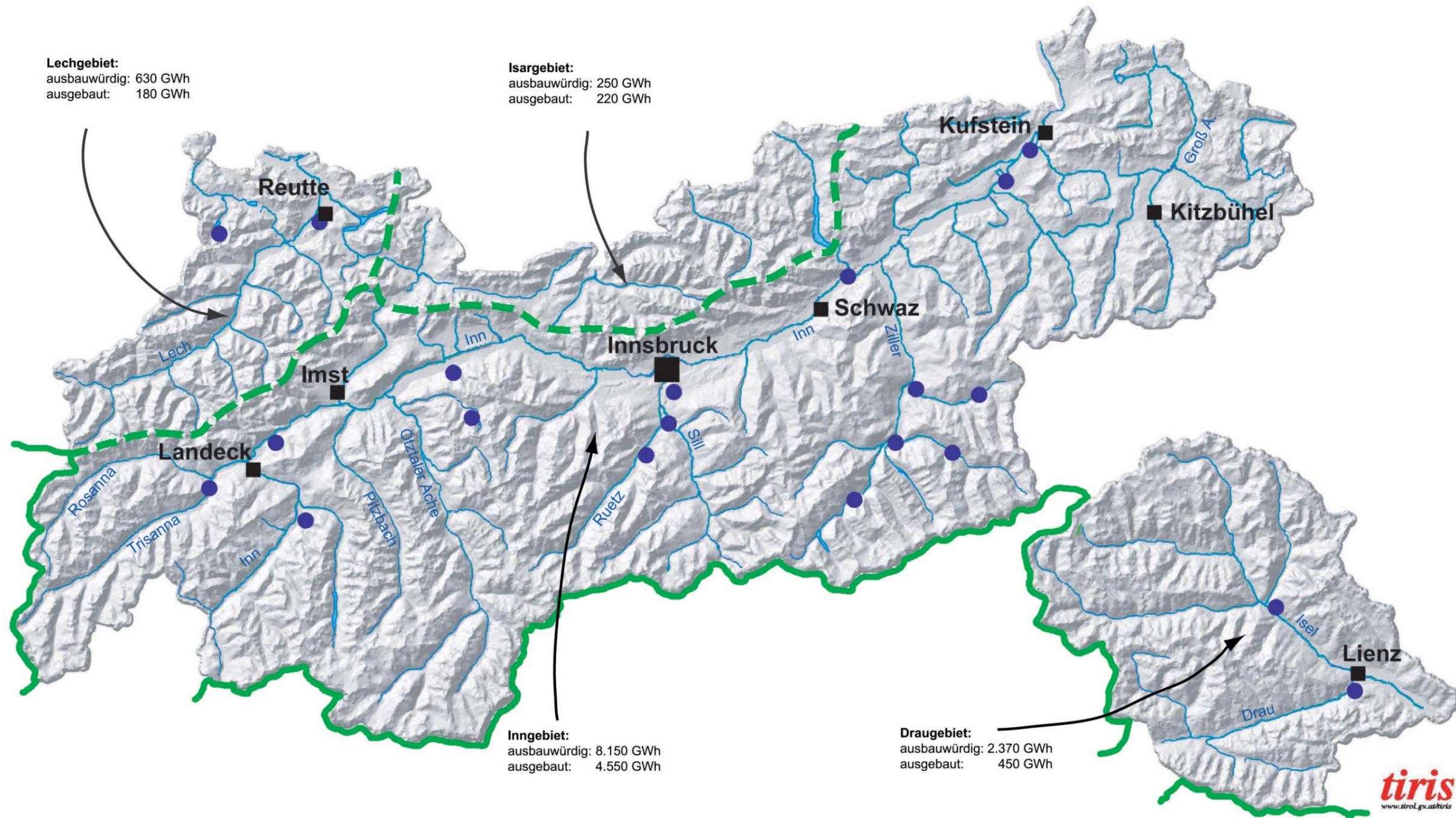
⁷² - Studie der Bank Vontobel, NZZ vom 13.05.2004

⁷³ - Richtlinienvorschlag des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (KOM(2003) 740 endgültig)



Speicher Gepatsch im Kaunertal

II. AUSBAU DER WASSERKRAFT IN TIROL



Lechgebiet:
 ausbauwürdig: 630 GWh
 ausgebaut: 180 GWh

Isargebiet:
 ausbauwürdig: 250 GWh
 ausgebaut: 220 GWh

Innggebiet:
 ausbauwürdig: 8.150 GWh
 ausgebaut: 4.550 GWh

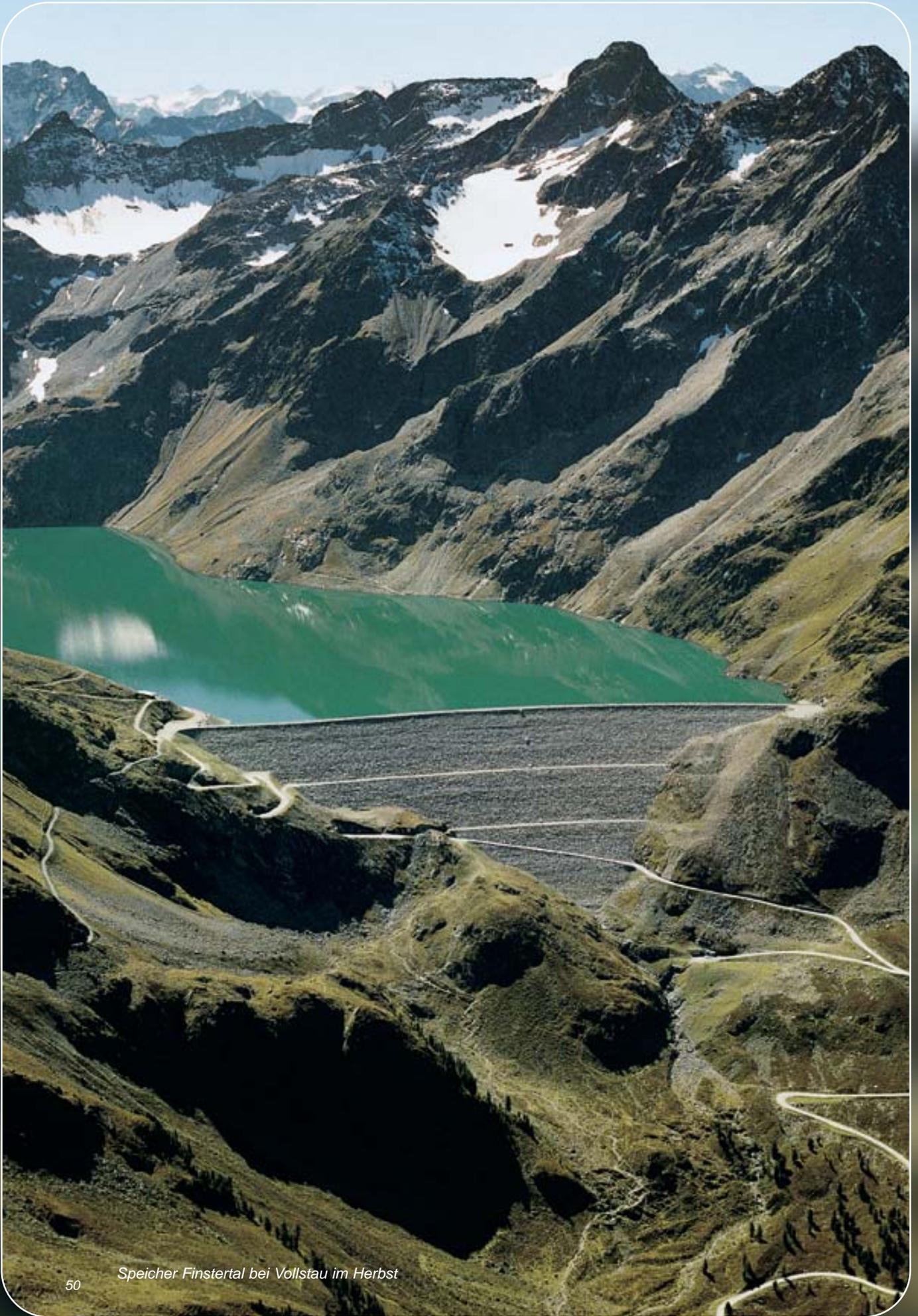
Draugebiet:
 ausbauwürdig: 2.370 GWh
 ausgebaut: 450 GWh

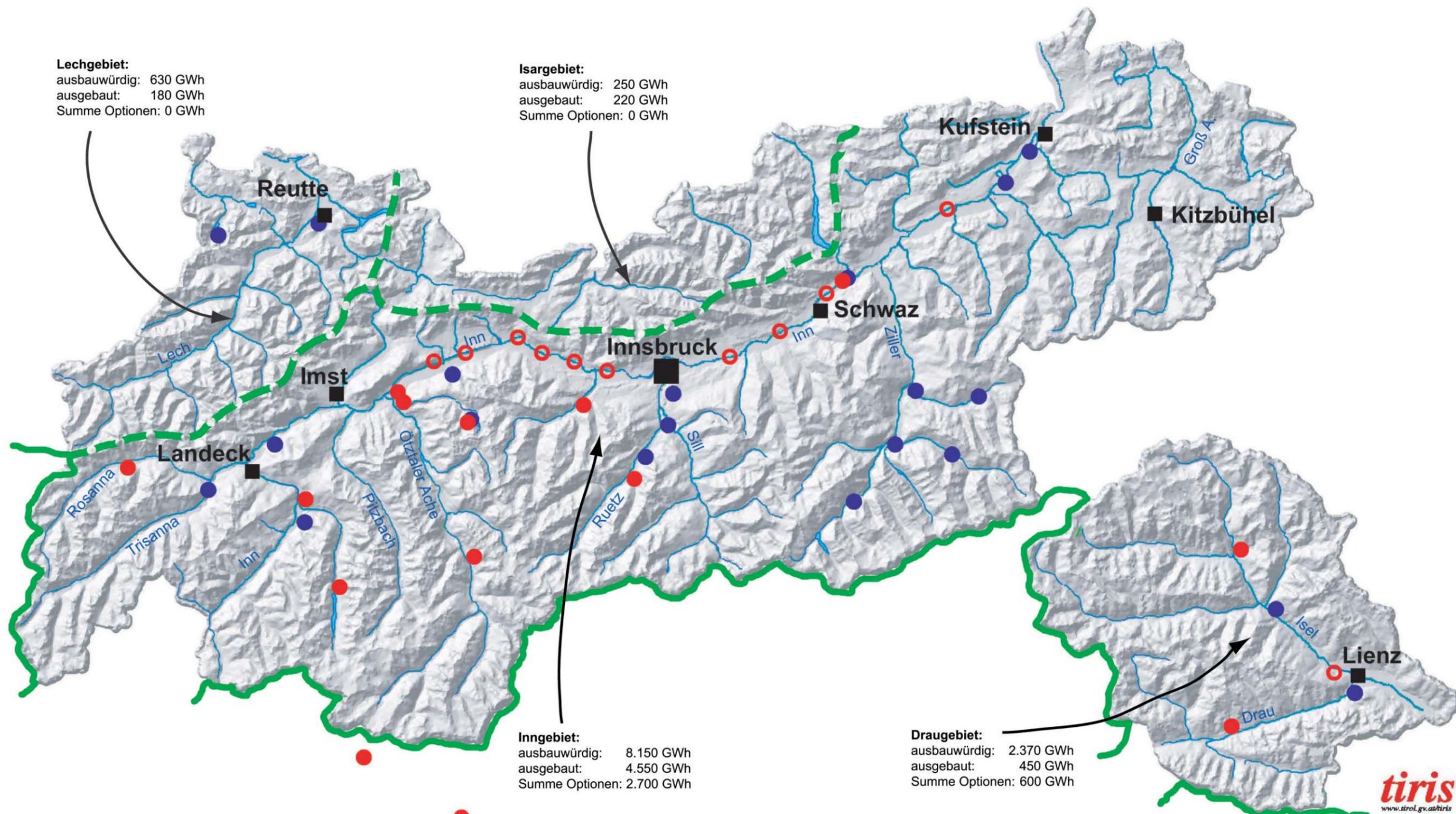
- bestehende Wasserkraftwerke über 10 MW
- - - Grenze Einzugsgebiete
- Grenze internationaler Flussgebietseinheiten

Tirol gesamt: ausbauwürdig: 11.400 GWh x)
 ausgebaut: 5.400 GWh xx) xxx)

x) Quelle: "Die Wasserkraftsituation in Österreich, Stand 1990" von G. Schiller und F. Drexler; in Österreichische Wasserwirtschaft, Jg 42, Heft 5/6, Juni 1991; ohne Kleinkraftwerksprojekte
 xx) Quelle: "www.tirol.gv.at/themen/umwelt/wasser/wassernutzungen/wasserkraft.shtml"; ohne Kleinkraftwerke
 xxx) hiervon stehen ~1.570 GWh der AHP (Verbundkonzern), ~180 GWh der GWK (Grenzkraftwerke GmbH) und ~70 GWh der OBB für die Landesversorgung nicht zur Verfügung.







Lechgebiet:
 ausbauwürdig: 630 GWh
 ausgebaut: 180 GWh
 Summe Optionen: 0 GWh

Isargebiet:
 ausbauwürdig: 250 GWh
 ausgebaut: 220 GWh
 Summe Optionen: 0 GWh

Inngebiet:
 ausbauwürdig: 8.150 GWh
 ausgebaut: 4.550 GWh
 Summe Optionen: 2.700 GWh

Draugebiet:
 ausbauwürdig: 2.370 GWh
 ausgebaut: 450 GWh
 Summe Optionen: 600 GWh

- bestehende Wasserkraftwerke über 10 MW
- mögliche Krafthausstandorte gemäß Optionenbericht
- mögliche Inn- und Iselkraftwerke gemäß Optionenbericht
- - - Grenze Einzugsgebiete
- Grenze internationaler Flussgebietseinheiten

Tirol gesamt: ausbauwürdig: 11.400 GWh x)
 ausgebaut: 5.400 GWh xx) xxx)
 Summe Optionen: 3.300 GWh

x) Quelle: "Die Wasserkraftsituation in Österreich, Stand 1990" von G. Schiller und F. Drexler; in Österreichische Wasserwirtschaft, Jg 42, Heft 5/6, Juni 1991; ohne Kleinkraftwerksprojekte
 xx) Quelle: "www.tirol.gv.at/themen/umwelt/wasser/wassernutzungen/wasserkraft.shtml"; ohne Kleinkraftwerke
 xxx) hiervon stehen ~1.570 GWh der AHP (Verbundkonzern), ~180 GWh der GKW (Grenzkraftwerke GmbH) und ~70 GWh der OBB für die Landesversorgung nicht zur Verfügung.





Speicher Finstertal im Winter



1. Allgemeine Bemerkungen

1. Ausarbeitungsstand der Optionen

Die einzelnen Optionen basieren zum Teil auf vorliegenden Projektstudien, die zum Teil auch in der Fachliteratur veröffentlicht worden sind; andere Optionen wurden von der Tiroler Wasserkraft neu entwickelt. Schon vorhandene Projektstudien wurden - soweit möglich - nach heutigem Wissensstand überarbeitet. Sämtliche Optionen sind nach dem Stand der Technik realisierbar.

Die Optionen geben eine Übersicht über die wesentlichen Projektdaten, über die geplanten Kraftwerksanlagen und ihre energiewirtschaftliche Charakteristik. Zudem werden die wesentlichen, umweltrelevanten Rahmenbedingungen dargestellt.

Die vorliegenden Optionen vermitteln jene Entscheidungsgrundlagen, die eine grundsätzliche politische Beurteilung der Realisierungswürdigkeit einzelner Standorte künftiger Wasserkraftnutzung ermöglichen sollen. Es liegt in der Natur der Sache, dass die Vorwegnahme zeit- und kostenaufwändiger Projektierungsschritte in dieser Phase der Entscheidungsfindung nicht verlangt werden kann; daher sind die Angaben zu den Optionen noch keinesfalls verfahrenstauglich. Vielmehr geht die Tiroler Wasserkraft davon aus, dass weitere Bearbeitungsschritte erst nach der erbetenen politischen Grundsatzentscheidung, welche der Optionen weiter verfolgt, welche zurückgestellt oder ausgeschrieben werden sollen, in Angriff zu nehmen sind.

2. Bisherige Einbeziehung Dritter

Bisher wurden die in den Projektregionen Betroffenen (insbesondere Gemeinden, Grundbesitzer und Wasserberechtigte) nicht in die Erstellung des Optionenberichtes eingebunden; jedoch wurden die Bürgermeister der von den Projekten hauptbetroffenen Gemeinden von der bevorstehenden Fertigstellung und Überreichung des Optionenberichtes in Kenntnis gesetzt.

3. Realisierungszeit

Die angegebene Realisierungszeit beruht auf der Annahme, dass die konkrete Planung für Projekte im 2. Halbjahr 2005 begonnen werden kann. Die angegebenen Zeiterfordernisse für Planung und Genehmigungsverfahren sind kürzestmögliche Fristen. Die Zeiträume für die Bauphase sind aus Erfahrungen mit vergleichbaren Projekten gut abgesichert.

4. Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsbeurteilungen beruhen auf heutigem Wissensstand. Sie wurden kostenseitig aus vergleichbaren Projekten abgeleitet und stützen sich erlösseitig auf einen aktuellen, realistischen Produktmix am europäischen Strommarkt. Hierbei wurde der zu erwartende, nachhaltige Strompreisanstieg auf den europäischen Märkten aus kaufmännischer Vorsicht außer Betracht gelassen.

Wir gehen davon aus, dass gegenüber der heutigen Einschätzung keine wesentlichen Kostensteigerungen und auch keine Erlösschmälerungen eintreten werden.

Die Tiroler Wasserkraft hat die Optionen in wirtschaftlicher Hinsicht in 3 Kategorien eingeteilt, nämlich

- Projekte mit ausreichender Wirtschaftlichkeit,
- Projekte an der unteren Grenze der zu fordernden Wirtschaftlichkeit,
- derzeit nicht ausreichend wirtschaftliche Projekte.

Die Tiroler Wasserkraft wird zur Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen im Zuge der Behandlung dieses Berichtes durch die Organe des Landes Tirol weiterführende Angaben machen.



2. Die Optionen

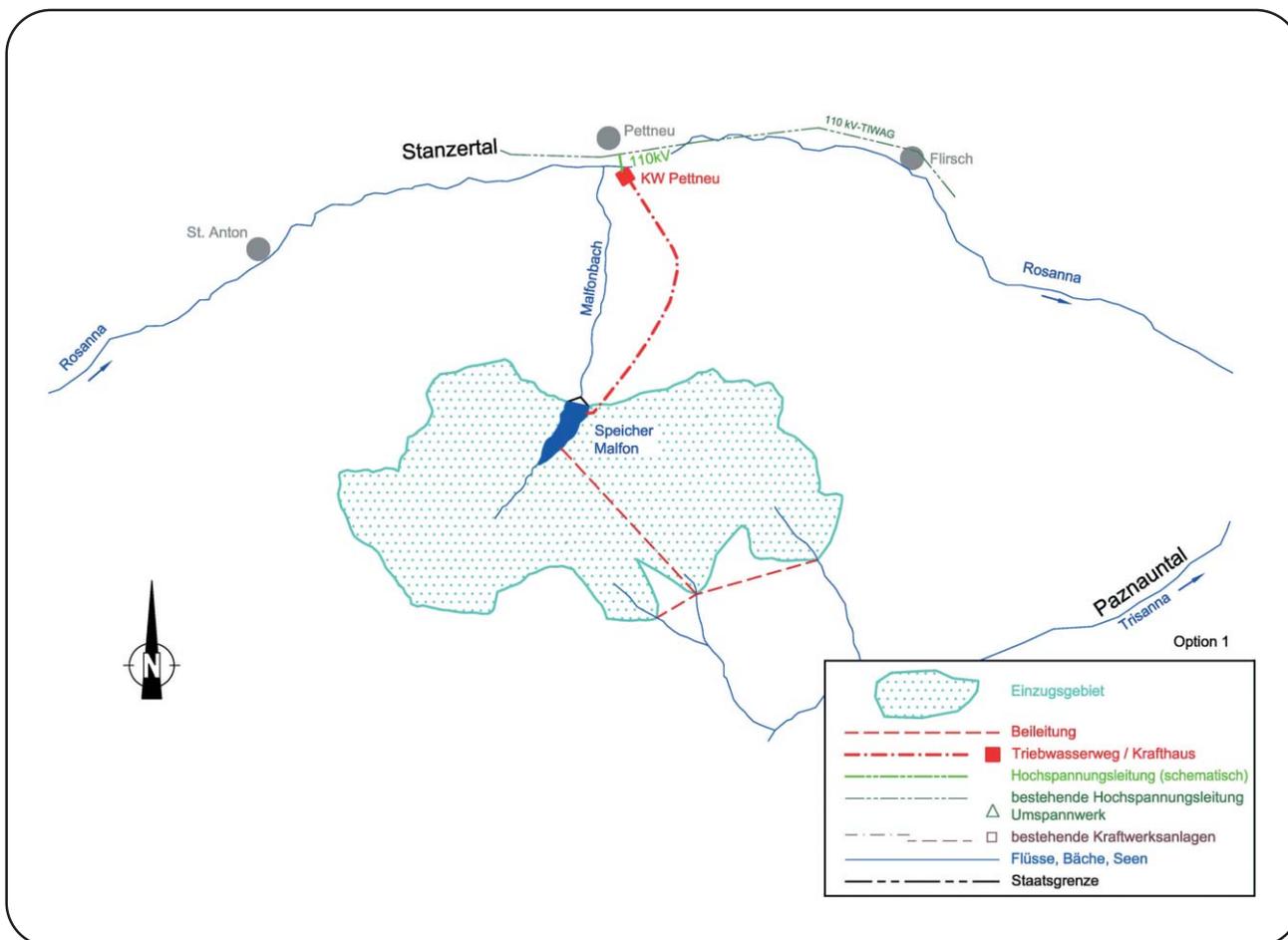
| | | |
|----------------------|--|----|
| Option Nr. 1 | Neubau Speicherkraftwerk Malfontal | 56 |
| Option Nr. 2 | Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffelsee-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal | 58 |
| Option Nr. 3 | Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal | 62 |
| Option Nr. 4 | Ausbau Kraftwerk Naturns (Südtirol) zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Naturns | 66 |
| Option Nr. 5 | Neubau Kraftwerksgruppe Ötztal mit einer Oberstufe Fischbach-Aschbach als Pumpspeicherkraftwerk und einer Unterstufe Aschbach-Haiming mit anschließendem Schwallausgleichskraftwerk | 70 |
| Option Nr. 6 | Neubau Innstufe Imst-Mötz | 74 |
| Option Nr. 7 | Erweiterung Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Beileitungen aus dem Ötztal | 76 |
| Option Nr. 8 | Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk | 78 |
| Option Nr. 9 | Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk und Beileitungen aus dem Ötztal und aus dem Stubaital | 80 |
| Option Nr. 10 | Neubau Speicherkraftwerk Fotschertal | 82 |
| Option Nr. 11 | Neubau Speicherkraftwerk Hinteres Stubaital | 86 |
| Option Nr. 12 | Ausbau Achenseekraftwerk durch Zubau eines zweiten Kraftwerkes als Pumpspeicherkraftwerk | 88 |
| Option Nr. 13 | Neubau Innstufen von Stams bis Breitenbach | 90 |
| Option Nr. 14 | Neubau Pumpspeicherkraftwerk Winkeltal | 92 |
| Option Nr. 15 | Neubau Pumpspeicherkraftwerk Raneburg-Matrei | 94 |
| Option Nr. 16 | Neubau Iselstufe Matrei-Lienz | 96 |

Wasserkraftausbau Option Nr. 1



Neubau Speicherkraftwerk Malfontal

| | | | |
|-------------------------------------|---|------------------------|----------------------|
| Genutzte Gewässer | Blankabach, Diasbach und Rauher Bach aus der Paznaun Seite Malfonbach aus der Stanzertal Seite der Verwallgruppe | Einzugsgebiet | 22,7 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | 65 MW | | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | keine Pumpe vorgesehen | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | 53 GWh | | |
| Speicherinhalt | <i>Jahresspeicher Malfon</i> | 14 Mio. m ³ | |



Anlagencharakteristik

Kern der Anlage ist der Jahresspeicher Malfon im Bereich der Hinteren Malfonalpe. Das Einzugsgebiet des Speichers erstreckt sich auf das Malfontal (Stanzertal Seite) und auf die nördlichen Seitenzubringer zur Trisanna (Paznaun Seite). Die Dammhöhe der Speichers Malfon beträgt etwa 110 m.

Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 2.000 m.

Der Triebwasserweg führt unterirdisch und orographisch rechts des Malfonbaches direkt in den Talboden des Stanzertales. Das freistehende Krafthaus ist am Hangfuß südlich der Arlberg-Schnellstraße in der Nähe der Ortschaft Pettneu am Arlberg situiert.

Der Abtransport des erzeugten Stromes erfolgt durch Einbindung in die bestehende 110 kV-Leitung.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Kleine Speicheranlage, die zur Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie für die Regelzone Tirol gut geeignet ist. Erhöhung der Erzeugung im Winter durch Sommer-Winter-Verlagerung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Die Baustellen der Bachfassungen werden auf der Paznaun Seite über bestehende Wege erschlossen. Der Beileitungsstollen wird von der Speicher-Baustelle aus vorgetrieben. Das Ausbruchmaterial des Beileitungsstollens wird zur Baustelle des Speichers geführt und so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes verwendet.

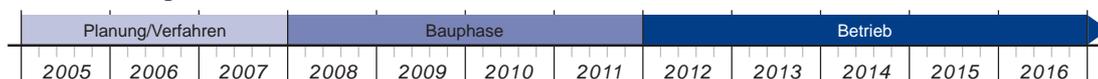
Für den Speicher Malfon sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies wird das alpine Wegenetz im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr durch das Malfontal auf das unbedingt notwendige Maß eingeschränkt werden kann. Die Zufahrt zur Dammbaustelle erfolgt über bereits bestehende, jedoch für die Bauzeit auszubauende Wege.

Die Erschließung des Triebwasserweges wird vom Speicher und vom Krafthaus aus vorgenommen.

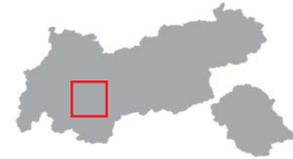
Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Investitionssumme: 85 Mio. EURO

Realisierungszeit

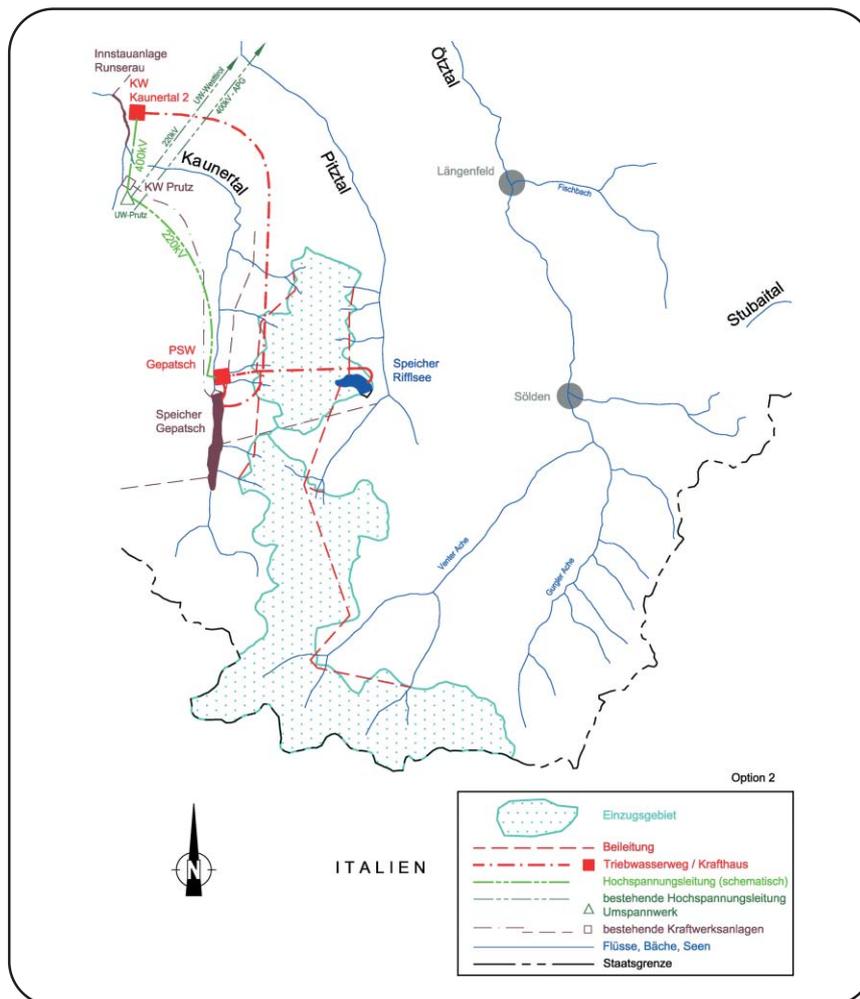


Wasserkraftausbau Option Nr. 2



Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffelsee-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal

| Genutzte Gewässer | | Einzugsgebiet | |
|--|--------------------------|---------------------|-------------------------|
| Aus dem hinteren, westlichen Pitztal: Vom Seebach bis zum Taschachbach Aus dem hinteren, östlichen Kaunertal: Vom Verpeilbach bis Bliggbach Aus dem hinteren, westlichen Ötztal: Vom Vernagtbach bis Niedertalbach | | 173 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Turbinen |
| | zusätzlich 300 MW | zusätzlich 650 MW | zusätzlich 950 MW |
| Nennleistung Pumpbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Pumpen |
| | 300 MW | - | 300 MW |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | aus natürlichem Zufluss | aus Pumpbetrieb | |
| | zusätzlich 533 GWh | ja, in Oberstufe | |
| Speicherinhalt | Jahresspeicher Riffelsee | | |
| | 89 Mio. m ³ | | |



Anlagencharakteristik

Mit dem Zubau der Oberstufe Riffsee-Gepatsch erfolgt eine Ausweitung gegenüber der bisherigen Nutzung der Wasserkräfte im Bereich Kaunergrat und Taschachgebiet sowie eine zusätzliche Nutzung durch Beileitung von Wasser aus dem hinteren Ventertal. Die Beleitungen aus dem hinteren Ventertal bringen eine wesentliche Steigerung des Wasserdargebotes, was die Errichtung einer zweiten Unterstufe ermöglicht.

Zentrale Merkmale des Zubaues sind der Speicher Riffsee, das weitläufige Beileitungssystem zum Speicher Riffsee, das Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch und die zusätzliche Unterstufe Kaunertal 2.

Der Speicher Riffsee mit einem Damm von ca. 115 m Höhe liegt in der topographisch günstigen Lage des natürlichen Riffsees. Der Speicher wird über 3 Beileitungssäste gefüllt: Aus dem hinteren Ventertal und Taschachtal, aus drei vom Kaunergrat in das Pitztal abfließenden Bächen und aus den vom Kaunergrat Richtung Fagge abfließenden Bächen. Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von ca. 2.300 m. Der Nutzinhalt des Speichers Riffsee beträgt 89 Mio. m³.

Die Oberstufe, das Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ermöglicht die Abarbeitung des Wassers aus dem Speicher Riffsee in den bestehenden Speicher Gepatsch. Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes

Gepatsch mit Pumpturbinen kann das Wasser zwischen den Speichern Gepatsch und Riffsee mehrfach genutzt werden.

In der neuen, zweiten Unterstufe Kaunertal 2 zwischen dem Speicher Gepatsch und der bestehenden Inn-Stauanlage Runserau des Kraftwerkes Imst wird das Wasser nochmals für die Erzeugung von Spitzenstrom genutzt. Das Krafthaus Kaunertal 2 ist direkt neben der Reschen-Bundesstraße situiert.

Die bestehende Inn-Stauanlage Runserau des Kraftwerkes Imst dient dem Kraftwerk Kaunertal 2 auch als Schwall-Ausgleichsbecken.

Zwischen dem Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch und dem bestehenden Umspannwerk Prutz ist der Neubau einer 220-kV-Freileitung erforderlich. Die neue Unterstufe Kaunertal 2 wird über ein 400-kV-Kabel mit dem Umspannwerk Prutz verbunden.

Für den Fall der Umsetzung der Option 5 (Neubau der Kraftwerksgruppe Ötztal) oder der Option 3 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch) oder der Option 4 (Ausbau Kraftwerk Naturns zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt) entfällt diese Option 2, weil das Wasserdargebot aus dem hinteren Ventertal nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Durch die Errichtung der Oberstufe mit Beileitungen aus dem Pitz-, Kauner- und Ötztal und dem Speicher Riffelsee kann deutlich mehr Spitzen- und Regelenergie erzeugt werden.

Durch die Ausführung der Oberstufe Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung.

Im Zusammenspiel Speicher Riffelsee mit dem beste-

henden Speicher Gepatsch kann ein optimierter Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes Gepatsch sichergestellt werden. Dies stellt einen großen Wert beim Einsatz im Spitzen- und Regelenergiemarkt dar. Mit der zweiten Unterstufe Kaunertal 2 erfährt die Kraftwerksgruppe infolge des hohen Leistungszuwachses eine wesentliche Aufwertung in der Spitzenstromerzeugung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt. Die Bauwerke werden von den Beileitungsstollen aus erschlossen.

Für den Bau der Beileitungsstollen werden, mit Ausnahme im Niedertal und Taschachtal, keine neuen Straßen benötigt. Der Stollenvortrieb für die Beileitungsstollen beginnt bei der Bachfassung Niedertalbach im Ötztal, bei der Bachfassung Taschachbach im hinteren Taschachtal, bei der Sperrenbaustelle Riffelsee und beim Wasserschloß des Triebwasserweges der Oberstufe im Rostiztal. Das Ausbruchmaterial wird so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes für den Speicher Riffelsee verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert. Die Sperrenbaustelle am Riffelsee wird über eine neu zu errichtende Baustraße oder über eine Bauseilbahn erschlossen.

Durch den Speicher Riffelsee wird der bestehende Natursee eingestaut und es werden Weideflächen in Anspruch genommen. Überdies werden Liftanlagen zu verlegen und das alpine Wegenetz neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr von Mittelberg nur eingeschränkt notwendig ist.

Die Erschließung des Triebwasserweges für die Oberstufe erfolgt einerseits von der Sperrenbaustelle Riffelsee und andererseits über eine neu zu errichtende Baustraße bzw. eine Bauseilbahn von Dammfuß des Speichers Gepatsch bis in das Rostiztal. Die Baustraße wird später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut.

Die Erschließung des Druckstollens für die Unterstufe erfolgt vom Dammfuß des Speichers Gepatsch, über einen Zugangsstollen im Verpeital und einem Fensterstollen zum Wasserschloß. Über diese Zugänge werden die Baustellen versorgt und das Ausbruchmaterial abgeführt. Der Zugangsstollen im Verpeital sowie der Fensterstollen zum Wasserschloß wird über bestehende, jedoch auszubauende Forstwege erreicht. Der Druckschacht des Unterstufen-Kraftwerkes wird vom Krafthaus aus vorgetrieben.

Das Krafthaus der Unterstufe wird entweder als freistehendes, in den Hangfuß angebautes Krafthaus, vergleichbar mit dem Kraftwerk Amlach, oder als Kaverenkraftwerk, vergleichbar mit dem Kraftwerk Imst errichtet.

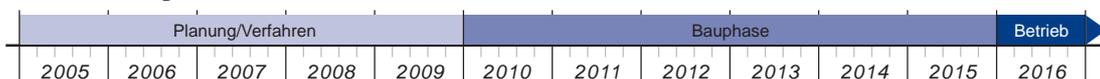
Sämtliche Anlagenteile der Unterstufe Kaunertal 2 berühren kein Siedlungsgebiet und es werden auch keine Kulturlflächen in Anspruch genommen.

Durch eine dem Gelände bestmöglich anzupassende Trassenführung der 220-kV-Leitung soll bewirkt werden, nachteilige Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu minimieren.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im „Ruhegebiet Ötztaler Alpen“, zum Teil im vorgeschlagenen Natura-2000-Gebiet „Ötztaler Alpen“ sowie im Bereich des „Naturparks Kaunergrat“.

Investitionssumme: 1120 Mio. EURO

Realisierungszeit





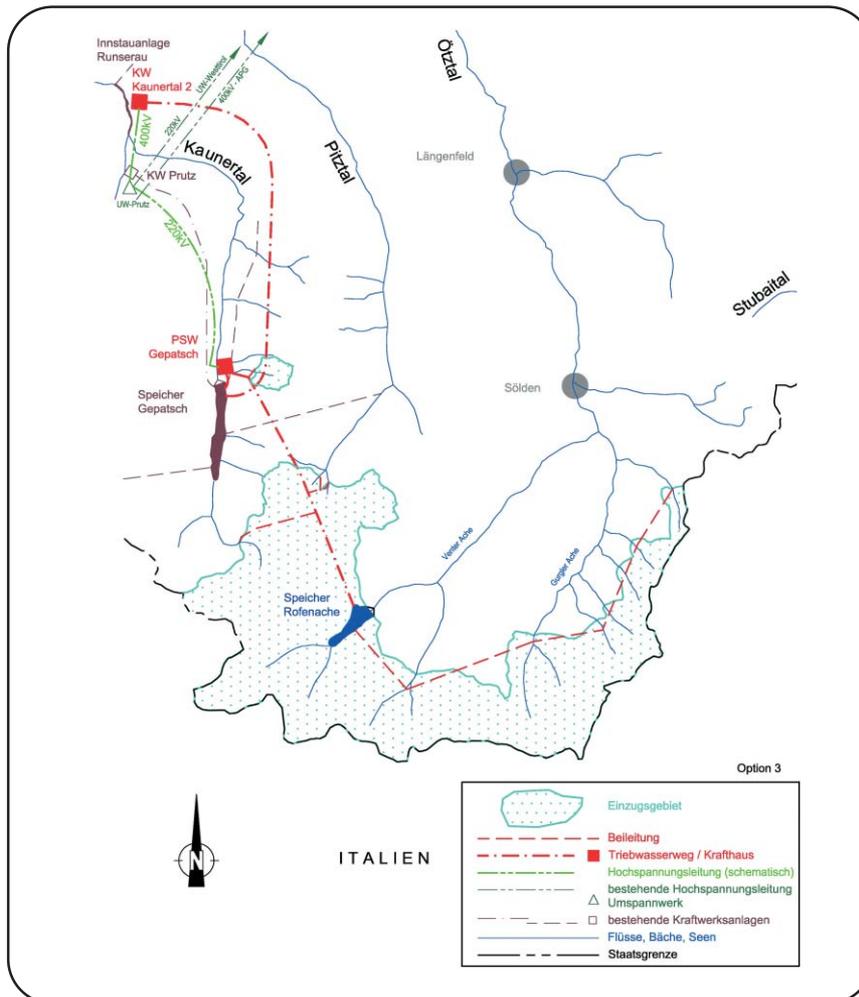
Bau einer Wasserefassung im Hochgebirge

Wasserkraftausbau Option Nr. 3



Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Kaunertal

| Genutzte Gewässer | | Einzugsgebiet | |
|---|--------------------------|---------------------|-------------------------|
| Aus dem hinteren Ötztal: Vom Timmelbach bis zum Vernagtbach Aus dem hinteren Pitztal den Taschachbach Aus dem Gepatsch-Gebiet die Fagge und aus dem Kaunergrat den Rostizbach | | 215 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Turbinen |
| | zusätzlich 450 MW | zusätzlich 650 MW | zusätzlich 1.100 MW |
| Nennleistung Pumpbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Pumpen |
| | 450 MW | - | 450 MW |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | aus natürlichem Zufluss | aus Pumpbetrieb | |
| | zusätzlich 684 GWh | ja, in Oberstufe | |
| Speicherinhalt | Jahresspeicher Rofenache | | |
| | 96 Mio. m ³ | | |



Anlagencharakteristik

Mit dem Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch erfolgt eine Ausweitung gegenüber der bisherigen Nutzung der Wasserkräfte im Bereich Kaunergrat und Taschachgebiet sowie eine zusätzliche Nutzung durch Beileitung von Wasser aus dem hinteren Ötztal bis zum Timmelbach. Die Beileitungen aus dem hinteren Ötztal bringen eine wesentliche Steigerung des Wasserdargebotes, was die Errichtung einer zweiten Unterstufe ermöglicht.

Zentrale Merkmale des Zubaues sind der Speicher Rofenache, das weitläufige Beileitungssystem zum Speicher Rofenache, das Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch und die zusätzliche Unterstufe Kaunertal 2.

Der Speicher Rofenache mit einem Damm von ca. 170 m Höhe liegt talauswärts des Hochjochospiz und im Bereich der Einmündung des Vernagtbaches in die Rofenache. Der Speicher wird über einen Beileitungstollen aus dem hinteren Ötztal gefüllt. Der Taschachbach, die Fagge und der Rostizbach werden in den Druckstollen der Oberstufe eingeleitet. Die Wasserfassungen im Beileitungssystem befinden sich auf einer Meereshöhe von ca. 2.300 m. Der Nutzinhalt des Speichers Rofenache beträgt 96 Mio. m³.

Die Oberstufe, das Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ermöglicht die Abarbeitung des Wassers aus dem Speicher Rofenache in den bestehenden Speicher Gepatsch. Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes

Gepatsch mit Pumpturbinen kann das Wasser zwischen den Speichern Gepatsch und Rofenache mehrfach genutzt werden.

In der neuen, zweiten Unterstufe Kaunertal 2 zwischen dem Speicher Gepatsch und der bestehenden Inn-Stauanlage Runserau des Kraftwerkes Imst wird das Wasser nochmals für die Erzeugung von Spitzenstrom genutzt. Das Krafthaus Kaunertal 2 ist direkt neben der Reschen-Bundesstraße situiert.

Die bestehende Inn-Stauanlage Runserau des Kraftwerkes Imst dient dem Kraftwerk Kaunertal 2 auch als Schwall-Ausgleichsbecken.

Zwischen dem Pumpspeicherkraftwerk Gepatsch und dem bestehenden Umspannwerk Prutz ist der Neubau einer 220-kV-Freileitung erforderlich. Die neue Unterstufe Kaunertal 2 wird über ein 400-kV-Kabel mit dem Umspannwerk Prutz verbunden.

Für den Fall der Umsetzung der Option 5 (Neubau der Kraftwerksgruppe Ötztal) oder der Option 2 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffelsee-Gepatsch) oder der Option 4 (Ausbau Kraftwerk Naturns zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt) entfällt diese Option 3, weil das Wasserdargebot aus dem hinteren Ötztal nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Durch die Errichtung der Oberstufe mit wesentlichen Beileitungen aus dem Ötztal und dem Speicher Rofenache kann deutlich mehr Spitzen- und Regelenergie erzeugt werden.

Durch die Ausführung der Oberstufe Gepatsch als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung.

Im Zusammenspiel Speicher Rofenache mit dem

bestehenden Speicher Gepatsch kann ein optimierter Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes Gepatsch sichergestellt werden. Dies stellt einen großen Wert beim Einsatz im Spitzen- und Regelenergiemarkt dar. Mit der zweiten Unterstufe Kaunertal 2 erfährt die Kraftwerksgruppe infolge des hohen Leistungszuwachses eine wesentliche Aufwertung in der Spitzenstromerzeugung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt. Die Bauwerke werden von den Beileitungsstollen aus erschlossen.

Für den Bau des Beileitungsstollens werden keine neuen Straßen benötigt. Der Stollenvortrieb für den Beileitungsstollen beginnt an der bestehenden Timmelsjochstraße und bei der Sperrenbaustelle Rofenache. Das Ausbruchmaterial wird so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes des Speichers Rofenache verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallort abgelagert.

Für die Erschließung der Baustelle des Speichers Rofenache ist eine Baustraße von den Rofenhöfen weg erforderlich, die später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut wird. Für den Speicher Rofenache sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies wird das alpine Wegenetz im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr von Vent nur eingeschränkt notwendig ist. Der Speicher Rofenache trägt zum Hochwasserschutz des Ötztals bei.

Die Erschließung des Triebwasserweges für die Oberstufe erfolgt von der Sperrenbaustelle Rofenache, über eine im letzten Abschnitt neu zu errichtende Baustraße im Taschachtal und über eine neu zu errichtende Baustraße bzw. eine Bauseilbahn vom Dammfuß des Speichers Gepatsch bis in das Rostiztal. Die Baustraßen werden später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut.

Die Erschließung des Druckstollens für die Unterstufe erfolgt vom Dammfuß des Speichers Gepatsch, über einen Zugangsstollen im Verpeital und einen Fensterstollen zum Wasserschloß. Über diese Zugänge werden die Baustellen versorgt und das Ausbruchmaterial abgeführt. Der Zugangsstollen im Verpeital sowie der Fensterstollen zum Wasserschloß wird über bestehende, jedoch auszubauende Forstwege erreicht. Der Druckschacht des Unterstufen-Kraftwerkes wird vom Krafthaus aus vorgetrieben. Das Krafthaus der Unterstufe wird entweder als freistehendes, in den Hangfuß angebautes Krafthaus, vergleichbar mit dem Kraftwerk Amlach, oder als Kavernenkraftwerk, vergleichbar mit dem Kraftwerk Imst errichtet.

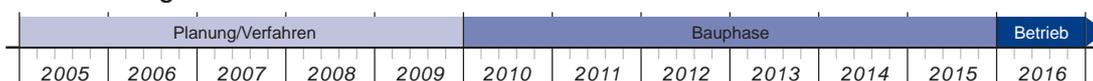
Sämtliche Anlagenteile der Unterstufe berühren kein Siedlungsgebiet und es werden auch keine Kulturflächen in Anspruch genommen.

Durch eine dem Gelände bestmöglich anzupassende Trassenführung der 220-kV-Leitung soll bewirkt werden, nachteilige Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu minimieren.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im „Ruhegebiet Öztaler Alpen“ und zum Teil im vorgeschlagenen Natura-2000-Gebiet „Öztaler Alpen“ sowie im geringen Umfang im Bereich des „Naturparks Kaunergrat“.

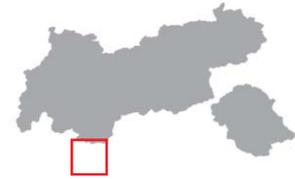
Investitionssumme: 1270 Mio. EURO

Realisierungszeit



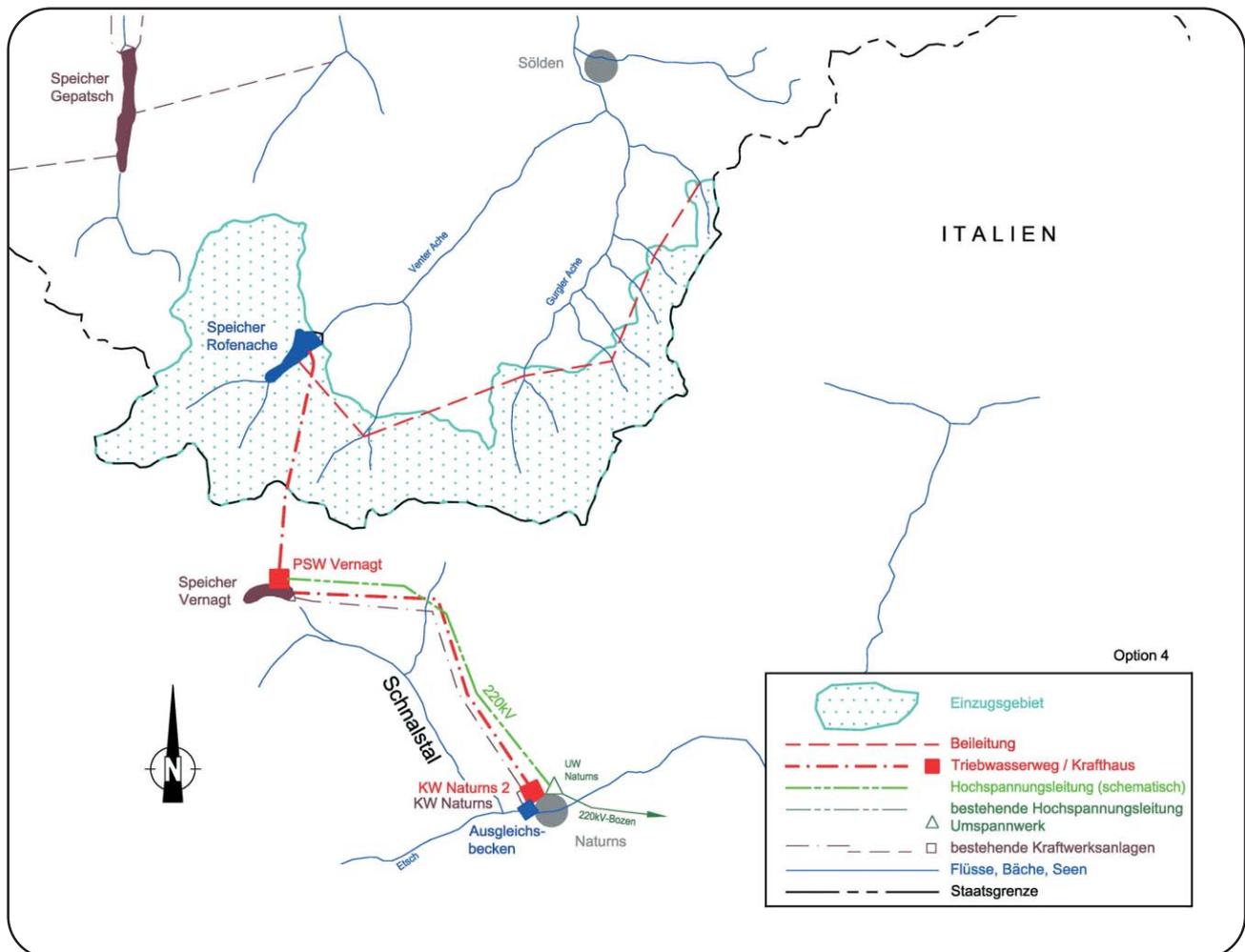


Wasserkraftausbau Option Nr. 4



Ausbau Kraftwerk Naturns (Südtirol) zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt als Pumpspeicherkraftwerk und Zubau einer zweiten Unterstufe Naturns

| Genutzte Gewässer | | Einzugsgebiet | |
|---|--------------------------|---------------------|-------------------------|
| Aus dem hinteren Ötztal: Vom Timmelbach bis zum Vernagtbach | | 169 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Turbinen |
| | zusätzlich 300 MW | zusätzlich 500 MW | zusätzlich 800 MW |
| Nennleistung Pumpbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Pumpen |
| | 300 MW | - | 300 MW |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | aus natürlichem Zufluss | aus Pumpbetrieb | |
| | zusätzlich 760 GWh | ja, in Oberstufe | |
| Speicherinhalt | Jahresspeicher Rofenache | | |
| | 96 Mio. m ³ | | |



Anlagencharakteristik

Die bestehende Kraftwerksanlage Naturns der Etschwerke in Südtirol nutzt derzeit das südlich der Ötztaler Alpen gelegene Einzugsgebiet rund um das Schnalstal.

Mit dem Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt erfolgt eine zusätzliche Nutzung durch Beileitung von Wasser aus dem hinteren Ötztal bis zum Timmelbach. Die Beleitungen aus dem hinteren Ötztal bringen eine wesentliche Steigerung des Wasserdargebotes, was die Errichtung einer zweiten Unterstufe ermöglicht.

Zentrale Merkmale des Zubaus sind der Speicher Rofenache und das weitläufige Beileitungssystem im Ötztal zum Speicher Rofenache auf österreichischem Staatsgebiet sowie das Pumpspeicherkraftwerk Vernagt und die zusätzliche Unterstufe Naturns 2 auf italienischem Staatsgebiet.

Der Speicher Rofenache mit einem Damm von ca. 170 m Höhe liegt talauswärts des Hochjochospiz und im Bereich der Einmündung des Vernagtbaches in die Rofenache. Der Speicher wird über einen Beileitungstollen aus dem hinteren Ötztal gefüllt. Die Wasserfassungen im Beileitungssystem befinden sich auf einer Meereshöhe von ca. 2.300 m. Der Nutzinhalt des Speichers Rofenache beträgt 96 Mio. m³.

Die Oberstufe, das Pumpspeicherkraftwerk Vernagt, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ermöglicht die Abarbeitung des Wassers aus dem Speicher Rofenache in den bestehenden Speicher Vernagt. Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes Vernagt mit Pumpenturbinen kann das Wasser zwischen den Speichern Vernagt und Rofenache mehrfach genutzt werden.

In der neuen, zweiten Unterstufe Naturns 2 zwischen dem Speicher Vernagt und der Etsch bei Naturns wird nochmals das Wasser für die Erzeugung von Spitzenstrom genutzt. Das Krafthaus Naturns 2 wird direkt neben dem bestehenden Krafthaus Naturns errichtet.

Zur Minderung des Schwallenstoßes in die Etsch ist unmittelbar unterhalb der beiden Unterstufen-Krafthäuser Naturns ein Ausgleichsbecken zu errichten.

Zwischen der Oberstufe Vernagt und dem bestehenden Umspannwerk Naturns ist der Neubau einer 220-kV-Freileitung erforderlich.

Für den Fall der Umsetzung der Option 5 (Neubau der Kraftwerksgruppe Ötztal), der Option 2 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffsee-Gepatsch) oder der Option 3 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch) entfällt diese Option 4, weil das Wasserdargebot aus dem hinteren Ötztal nicht mehr zur Verfügung steht.

Diese Option berührt die Rechtssysteme der Republik Österreich und der Republik Italien. Vorrangig müsste daher ein zwischenstaatliches Übereinkommen (Staatsvertrag) über alle damit in Zusammenhang stehenden Fragenbereiche und Regelerfordernisse getroffen werden.

Zum zusätzlichen Erschwernis der Problematik der Wasserscheide wird auf dem Abschnitt „Weitere, umweltrelevante Projektinformation“ verwiesen.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Durch die Errichtung der Oberstufe mit Beileitungen aus dem Ötztal und dem Speicher Rofenache kann deutlich mehr Spitzen- und Regelenergie erzeugt werden. Durch die Ausführung der Oberstufe Vernagt als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung. Im Zusammenspiel Speicher Rofenache mit dem bestehenden Speicher Vernagt kann ein optimierter Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes Vernagt sichergestellt werden. Dies stellt einen großen Wert beim

Einsatz im Spitzen- und Regelenergiemarkt dar. Mit der zweiten Unterstufe Naturns 2 erfährt die Kraftwerksgruppe infolge des hohen Leistungszuwachses eine wesentliche Aufwertung in der Spitzenstromerzeugung. Der Energieabtransport erfolgt über in Italien gelegene bzw. zu errichtende Hochspannungsleitungen. Diesbezüglich und hinsichtlich der langfristigen Entwicklung des italienischen Strommarktes werden noch weiterführende Untersuchungen anzustellen sein.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt. Die Bauwerke werden von den Beileitungstollen aus erschlossen.

Für den Bau des Beileitungstollens werden keine neuen Straßen benötigt. Der Stollenvortrieb für den Beileitungstollen beginnt an der bestehenden Timmelsjochstraße und bei der Sperrenbaustelle Rofenache. Das Ausbruchmaterial wird so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes des Speichers Rofenache verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert.

Für die Erschließung der Baustelle des Speichers Rofenache ist eine Baustraße von den Rofenhöfen weg erforderlich, die später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut wird. Für den Speicher Rofenache sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies wird das alpine Wegenetz im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr von Vent nur eingeschränkt notwendig ist. Der Speicher Rofenache trägt zum Hochwasserschutz des Ötztals bei.

Die Erschließung des Triebwasserweges für die Oberstufe erfolgt von der Sperrenbaustelle Rofenache, über eine neu zu errichtende Baustraße bzw. eine Bauseilbahn vom Speicher Vernagt bis zum Wasserschloß und vom Krafthaus Vernagt aus. Die Baustraße wird später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut. Die Baustelle für die Oberstufe Vernagt kann über gut ausgebaute, bestehende Straßen im Schnalstal erreicht werden.

Die Erschließung des Druckstollens für die Unterstufe erfolgt vom Dammfuß des Speichers Vernagt, über einen Zugangstollen im Pfrossental und einen Fensterstollen zum Wasserschloß. Über diese Zugänge werden die Baustellen versorgt und das Ausbruchmaterial abgeführt. Der Fensterstollen zum Wasserschloß wird über bestehende, jedoch auszubauende Wege erreicht. Der Druckschacht der Unterstufe Naturns 2 wird vom Krafthaus aus vorgetrieben.

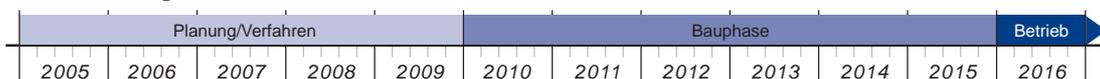
Das Krafthaus der Unterstufe Naturns 2 wird als freistehendes, am Hangfuß angebautes Krafthaus, vergleichbar mit dem Kraftwerk Amlach errichtet.

Der Großteil des Einzugsgebietes und der Speicher liegen zum Teil im „Ruhegebiet Ötztaler Alpen“ und zum Teil im vorgeschlagenen Natura-2000-Gebiet „Ötztaler Alpen“. Die Kraftwerksanlagen und Triebwasserwege in Südtirol liegen zum Teil im „Naturpark Texelgruppe“.

Wie schon im Abschnitt „Anlagencharakteristik“ angemerkt, würde bei Realisierung dieser Option Wasser, das über den Inn in die Donau fließt in die Etsch umgeleitet, womit die maßgebende Grenze internationaler Flußgebietseinheiten überschritten wird.

Investitionssumme: 1300 Mio. EURO

Realisierungszeit





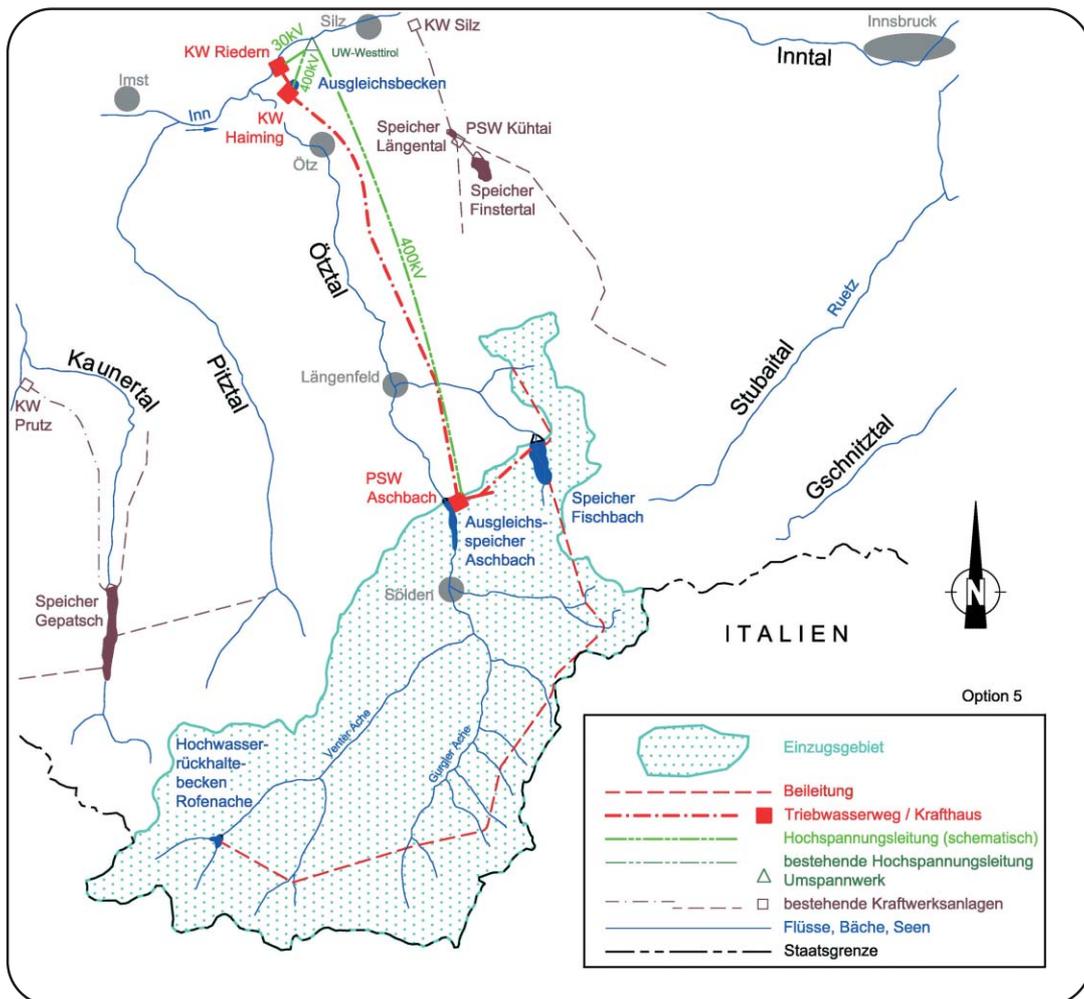
Umgehungsgerinne Langkampfen

Wasserkraftausbau Option Nr. 5



Neubau Kraftwerksgruppe Ötztal mit einer Oberstufe Fischbach-Aschbach als Pumpspeicherkraftwerk und einer Unterstufe Aschbach-Haiming mit anschließendem Schwallenausgleichskraftwerk

| Genutzte Gewässer | | Einzugsgebiet | |
|--|--------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| Aus dem hinteren Ötztal: Vom Vernagtbach über die Gurgler Ache bis zum Timmelbach. Aus dem mittleren Ötztal: Von der Windache bis zum Winnebach | | 473 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Oberstufe | Unterst./Schwallenausgleichs-KW | Gesamtleistung Turbinen |
| | 695 MW | 640 MW/ 24 MW | 1359 MW |
| Nennleistung Pumpbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | Gesamtleistung Pumpen |
| | 400 MW | - | 400 MW |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | aus natürlichem Zufluss | aus Pumpbetrieb | |
| | 1125 GWh | ja, in Oberstufe | |
| Speicherinhalt | Jahresspeicher Fischbach | Ausgleichsspeicher Aschbach | Hochwasserrückhalte-Becken |
| | 120 Mio. m ³ | 3,8 Mio. m ³ | 1,5 Mio. m ³ |



Anlagencharakteristik

Mit der Errichtung einer Kraftwerksgruppe Ötztal erfolgt eine umfassende Nutzung der Wasserkräfte im gesamten hinteren und mittleren, östlichen Ötztal auf Basis einer Studie aus dem Jahre 1992.

Zentrale Merkmale der Kraftwerksgruppe Ötztal sind der Speicher Fischbach, das weitläufige Beileitungssystem zum Speicher Fischbach, das Pumpspeicherkraftwerk Aschbach, der Ausgleichsspeicher Aschbach und die Unterstufe Haiming.

Der Speicher Fischbach im Sulztal mit einem Damm von ca. 150 m Höhe liegt im Bereich der Amberger-Hütte. Der Speicher wird über die Beileitungen Nord und Süd gefüllt. Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 2.300 m. Die Beileitung Süd wird um ein Hochwasserrückhalte-Becken Rofenache unterhalb des Hochjochospiz ergänzt. Damit kann die Hochwasserschutzfunktion für das hintere Ötztal zusätzlich zur Hochwasserschutzfunktion des Speichers Fischbach noch verstärkt werden. Der Nutzinhalt des Speichers Fischbach beträgt 120 Mio. m³.

Die Oberstufe, das Pumpspeicherkraftwerk Aschbach, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ermöglicht die Abarbeitung des Wassers aus dem Speicher Fischbach und dem Ausgleichsspeicher Aschbach. Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes Aschbach mit Pumpturbinen kann das Wasser zwischen dem Ausgleichsspeicher Aschbach und Fischbach mehrfach genutzt werden.

Das Volumen des Ausgleichsspeichers Aschbach im Talgrund zwischen Huben und Sölden ist mit jenem des Zwischenspeichers Längental der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz vergleichbar. Der Ausgleichsspeicher Aschbach erfüllt eine Mehrzweckfunktion: Zunächst die Zwischenspeicherung des in der Oberstufe abgearbeiteten Wassers bis zur Weiterverarbeitung in der Unterstufe, weiters die Fassung von Wasser aus der Ötztaler Ache und schließlich die Vermeidung von Schwall-einstößen in die Ötztaler Ache bei Betrieb der Oberstu-

fe. Darüberhinaus bietet der Ausgleichsspeicher Aschbach einen beträchtlichen Hochwasserrückhalt.

In der Unterstufe Haiming zwischen dem Ausgleichsspeicher Aschbach und Haiming wird das Wasser nochmals für die Erzeugung von Spitzenstrom genutzt. Das Kraftwerk Haiming, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ist im Innental am Hangfuß des Amberges in der Gemeinde Haiming situiert.

Über ein Ausgleichsbecken, einen Unterwasserkanal und das Schwallausgleichskraftwerk Riedern wird das Wasser schließlich in den Inn eingeleitet.

Zwischen dem Pumpspeicherkraftwerk Aschbach und dem bestehenden Umspannwerk Westtirol in Haiming ist der Neubau einer 400-kV-Freileitung erforderlich. Im Zuge der Planung dieser neuen Leitung wird ein landschaftsschonendes Trassenkonzept für die Hochspannungsleitungen im Ötztal erstellt. Die Unterstufe Haiming wird mit dem in der Nähe befindlichen Umspannwerk Westtirol über ein 400-kV-Kabel verbunden. Das Schwallausgleichskraftwerk Riedern wird über 30-kV-Kabel in das Umspannwerk Ötztal und damit direkt in das Landesnetz eingebunden.

Für den Fall der Umsetzung der Option 2 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Riffelsee-Gepatsch) oder der Option 3 (Ausbau Kraftwerk Kaunertal zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Gepatsch) oder der Option 4 (Ausbau Kraftwerk Naturns zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau der Oberstufe Rofenache-Vernagt) oder der Option 7 (Erweiterung Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Beileitungen aus dem Ötztal) oder der Option 9 (Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental und Beileitungen aus dem Ötztal und aus dem Stubaital) entfällt diese Option 5, weil das Wasserdargebot aus Ötztal nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Mit der Errichtung der Kraftwerksgruppe Ötztal erfolgt eine wesentliche Erhöhung der Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie in Tirol. Allerdings hat die Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG (Verbund) ein vertraglich gesichertes Strombezugsrecht im Ausmaß der Hälfte der Erzeugung (vormaliges Projektgebiet der Studiengesellschaft Westtirol GmbH.).

Durch die Ausführung der Oberstufe Aschbach als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung. Allerdings schränkt das im Rahmen der Kraftwerksgruppe vergleichsweise geringe Volumen des Ausgleichsspeichers Aschbach eine optimierte Gesamtbewirtschaftung ein.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschriften werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt. Die Bauwerke werden von den Beileitungstollen aus erschlossen.

Für den Bau der Beileitungstollen werden keine neuen Straßen benötigt. Der Stollenvortrieb für den Beileitungstollen Süd beginnt an der bestehenden Timmelsjochstraße, für den Beileitungstollen Nord bei der Sperrenbaustelle Fischbach. Das Ausbruchmaterial wird so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung der beiden Dämme für den Speicher Fischbach und das Hochwasserrückhalte-Becken Rofenache verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallort abgelagert. Für den Bau des Hochwasserrückhalte-Beckens Rofenache ist eine Baustraße von den Rofenhöfen weg erforderlich, die später wieder auf eine einspurige, für den Allgemeinverkehr gesperrte Zufahrt rückgebaut wird.

Für den Speicher Fischbach sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies wird die Amberger Hütte zu verlegen und das alpine Wegenetz neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr durch das Sulztal nur eingeschränkt notwendig ist.

Der Ausgleichsspeicher Aschbach liegt überwiegend in einem schluchtartigen Bachabschnitt des Ötztals und

nimmt nur einen geringen Anteil an Kulturlächen in Anspruch. Zur Erhaltung der Speicherwirksamkeit, insbesondere für den Hochwasserschutz sind Spülungen notwendig, die bei jedem Hochwasserereignis mit erhöhtem Sedimenttransport kontrolliert vorgenommen werden.

Die Erschließung des Triebwasserweges für die Oberstufe erfolgt von der Sperrenbaustelle Fischbach, über eine zu errichtende Bauseilbahn bis zum Wasserschloß und vom Krafthaus Aschbach aus.

Die Erschließung des Druckstollens für die Unterstufe erfolgt vom Ausgleichsspeicher Aschbach, über zwei Zugangstollen und einem Fensterstollen zum Wasserschloß. Über diese Zugänge werden die Baustellen versorgt und das Ausbruchmaterial abgeführt. Die Zugangstollen und der Fensterstollen zum Wasserschloß werden über bestehende, jedoch auszubauende Wege erreicht. Der Druckschacht des Unterstufenkraftwerkes wird vom Krafthaus aus vorgetrieben.

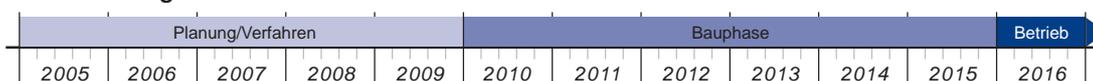
Die Erschließung der Baustellen für das Kavernenkraftwerk Haiming, für das Ausgleichsbecken, für den Unterwasserkanal und für das Schwallausgleichskraftwerk Riedern erfolgt über bestehende öffentliche Straßen. Für diese Anlagen werden keine landwirtschaftlich genutzten Kulturlächen in Anspruch genommen.

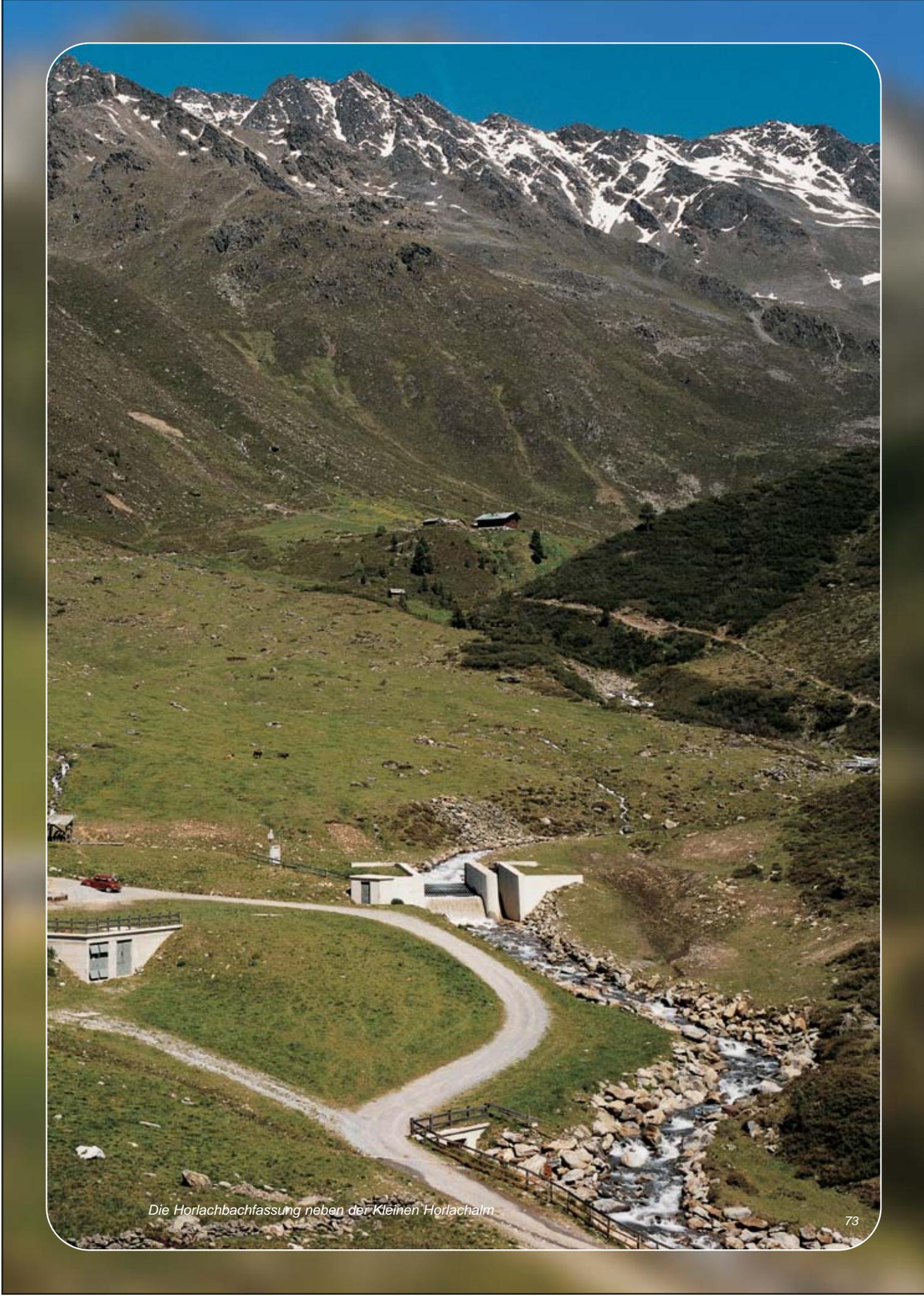
Durch eine dem Gelände bestmöglich anzupassende Trassenführung der 400-kV-Leitung soll bewirkt werden, nachteilige Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu minimieren.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im „Ruhegebiet Ötztaler Alpen“ und zum Teil im vorgeschlagenen Natura-2000-Gebiet „Ötztaler Alpen“, ein Teil berührt auch das Ruhegebiet „Stubai Alpen“.

Investitionssumme: 1750 Mio. EURO

Realisierungszeit



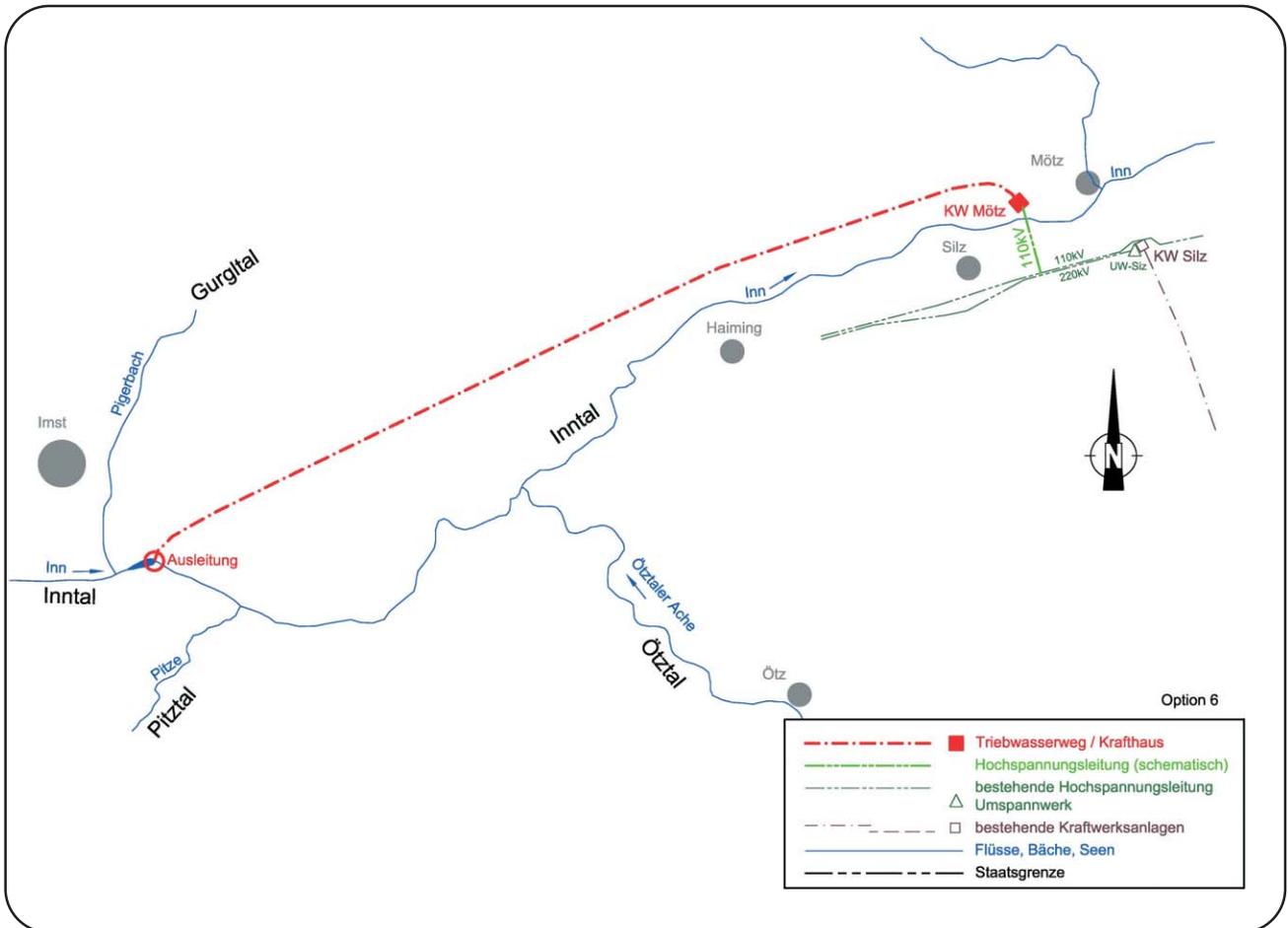


Die Horlachbachfassung neben der Kleinen Horlachalm



Neubau Innstufe Imst-Mötz

| | | | |
|--|---------|----------------------|----------------------|
| Genutzte Gewässer | Inn | Einzugsgebiet | 4125 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | 64 MW | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | 364 GWh | | |
| Ausleitungskraftwerk mit Flusstauanlage | | | |



Anlagencharakteristik

Die Innstufe Imst-Mötz ist vom Typ her ein Ausleitungskraftwerk, vergleichbar mit dem Kraftwerk Strassen-Amlach in Osttirol oder dem Innkraftwerk Prutz-Imst.

Der Inn wird durch eine ca. 10 m hohe Wehranlage, unterhalb des Bahnhofes von Imst situiert, gestaut. Ein etwa 15 km langer Triebwasserweg an der orographisch linken Innseite führt bis zum Krafthaus-Standort im Bereich des bestehenden Steinbruches westlich von Mötz. Die Erschließung des unterirdischen Trieb-

wasserweges erfolgt von der Wehrstelle und dem Krafthaus aus. Zusätzlich ist ein Fensterstollen Magerbach etwa in der Mitte des Triebwasserweges erforderlich.

Das Krafthaus Mötz wird als freistehendes Krafthaus ähnlich dem Kraftwerk Amlach errichtet. Vom Krafthaus führt ein kurzer Unterwasserkanal zum Inn.

Der Abtransport des erzeugten Stromes erfolgt über ein Kabel in die bestehende 110 kV-Leitung Imst-Rietz.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Kraftwerk zur Erzeugung von Grundlast und geringem Anteil von Mittellast für die regionale Versorgung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Unmittelbar am Wehr wird die behördlich festzulegende Restwassermenge abgegeben. Zur Sicherung der Durchgängigkeit des Inns wird ein Umgehungsgerinne errichtet. Durch die unmittelbar unterhalb der Wehrstelle einmündende Pitze und die anschließend einmündende Öztaler Ache werden ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse entlang der Ausleitungsstrecke sichergestellt.

Im Rückstaubereich werden nur schmale Uferstreifen eingestaut. Die Uferbereiche im Rückstaubereich wie auch sämtliche weiteren, von dem Kraftwerk betroffenen Bereiche werden nach landschaftspflegerischen Begleitplänen ähnlich jenen beim Kraftwerk Langkampfen gestaltet.

Die Erschließung der Baustellen für den Triebwasserweg erfolgt über bestehende Straßen. Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallort abgelagert.

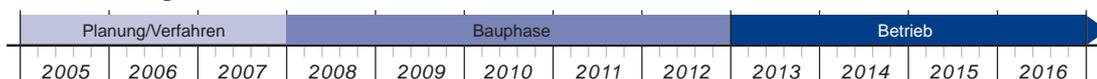
Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Die infrastrukturellen Einrichtungen im Rückstaubereich wie Rad-/Fußwege, Brücken etc. werden nach der Bauphase öffentlich zugänglich gemacht.

Die Ausübung des Raftingsportes zwischen Imst und Haiming wird durch die Ausleitung beeinträchtigt.

Investitionssumme: 300 Mio. EURO

Realisierungszeit



Wasserkraftausbau Option Nr. 7



Erweiterung Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Beileitungen aus dem Ötztal

Genutzte Gewässer

Aus dem mittleren Ötztal: Fischbach und Winnebach

Einzugsgebiet

42 km²

Nennleistung Turbinenbetrieb

Oberstufe

Nutzung der bestehenden Kraftwerke Kühtai und Silz

Unterstufe

-

Gesamtleistung Turbinen

unverändert

Nennleistung Pumpbetrieb

Oberstufe

Nutzung des bestehenden Kraftwerkes Kühtai

Unterstufe

-

Gesamtleistung Pumpen

unverändert

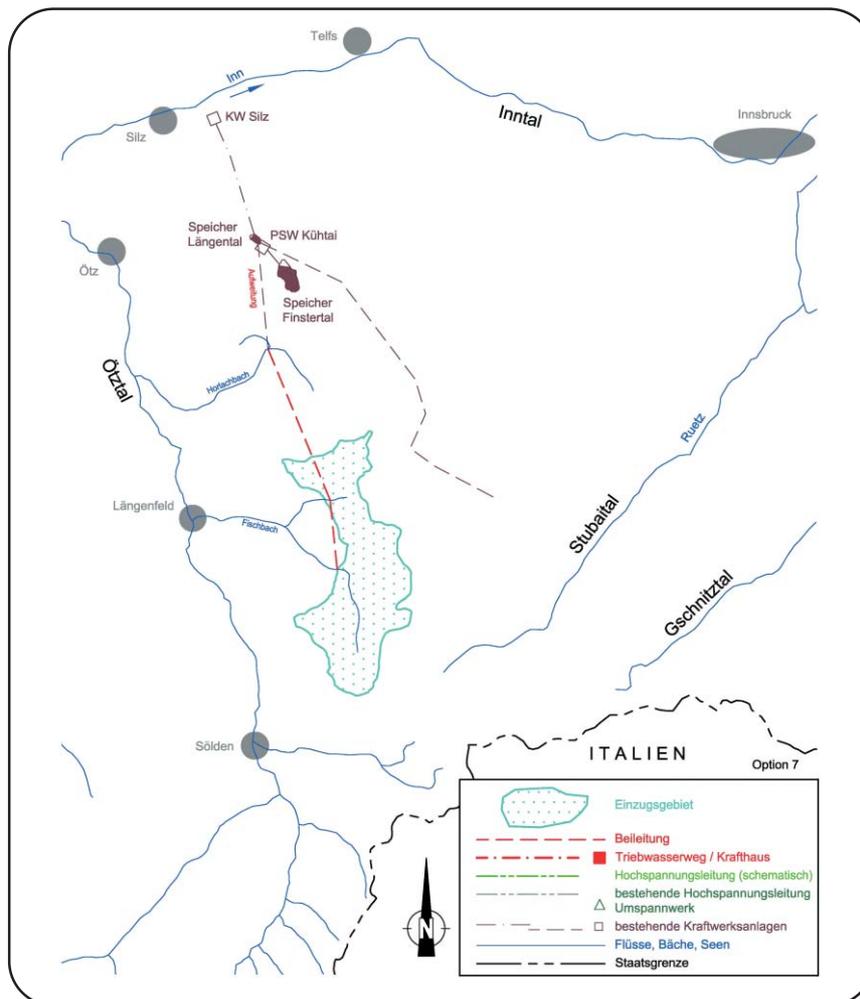
Arbeitsvermögen im Regeljahr

aus natürlichem Zufluss

zusätzlich 151 GWh

Speicherinhalt

Nutzung der bestehenden Speicher Längental und Finstertal



Anlagencharakteristik

Mit der Erweiterung erfolgt eine zusätzliche Nutzung der Wasserkräfte im Gebiet der Stubaier Alpen durch Überleitung des Fisch- und Winnebachs aus dem mittleren, östlichen Ötztal zum bestehenden Beileitungsstollen Horlach, der zum Zwischenspeicher Längental führt.

Zur Beileitung dieses Wassers ist vom Sulztal ein Beileitungsstollen neu zu bauen und der Beileitungsstollen Horlach aufzuweiten. Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 2.000 m.

Durch diese zusätzliche Beileitung erfahren die bestehenden Anlagen der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz mit Ausnahme der Horlach-Beileitung keine Änderung.

Für den Fall der Umsetzung der Option 5 (Neubau der Kraftwerksgruppe Ötztal) entfällt diese Option 7, weil das Wasserdargebot aus dem mittleren, östlichen Ötztal nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Mit den Beileitungen vergrößert sich die Erzeugung der bestehenden Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz (Spitzen- und Regelenergieerzeugung) und erhöht sich die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerksgruppe.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

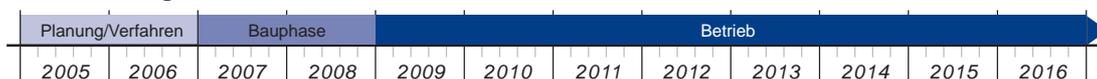
Die zwei Bachfassungen für den Fisch- und Winnebach werden landschaftsschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt.

Für die Bau- und Betriebsphase sind keine neuen Zufahrtsstraßen erforderlich. Die Baustellen werden von der bestehenden Horlach-Fassung und vom bestehenden Weg im Sulztal aus erschlossen. Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im Ruhegebiet „Stubaier Alpen“.

Investitionssumme: 30 Mio. EURO

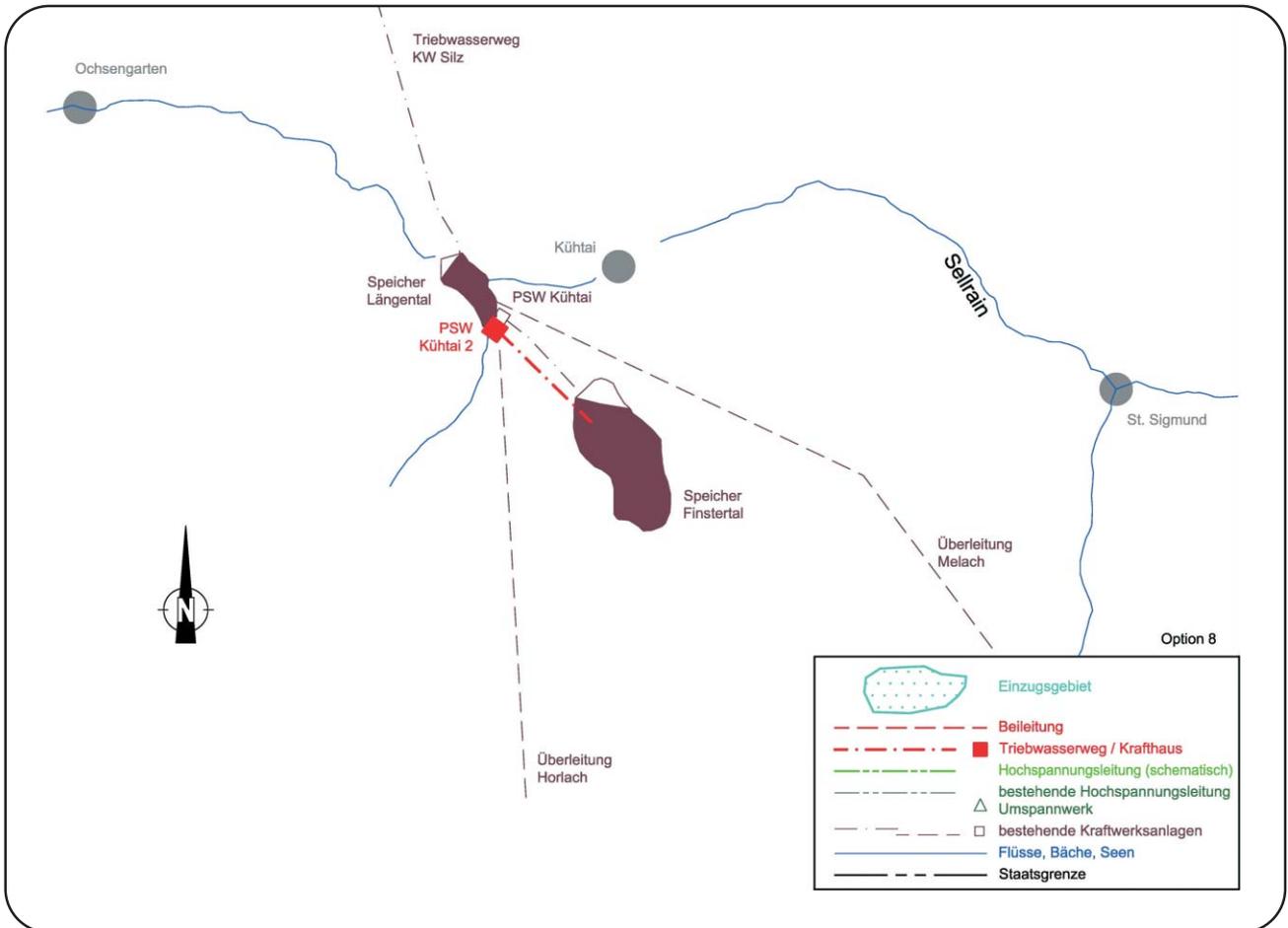
Realisierungszeit





Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk

| | | | |
|---|--------------------------------|------------------------|--|
| Genutzte Gewässer | | <i>Einzugsgebiet</i> | |
| Keine zusätzlichen Gewässer eingezogen | | | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | <i>Oberstufe</i> | <i>Unterstufe</i> | |
| | zusätzlich 200 MW | - | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | <i>Oberstufe</i> | <i>Unterstufe</i> | |
| | zusätzlich 200 MW | - | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | <i>aus natürlichem Zufluss</i> | <i>aus Pumpbetrieb</i> | |
| | 0 | ja | |
| Speicherinhalt | | | |
| Nutzung der bestehenden Speicher Längental und Finstertal | | | |



Anlagencharakteristik

Ausbau des bestehenden Pumpspeicherkraftwerkes Kühltai durch Zubau eines vergleichbaren, zweiten Kraftwerkes in unmittelbarer Nähe des bestehenden Kraftwerkes mit eigenem Triebwasserweg.

So wie das bestehende Kraftwerk wird auch das neue überwiegend unterirdisch errichtet.

Der Triebwasserweg wird vom künftigen Krafthaus und vom bestehenden Fensterstollen aus vorgetrieben.

Für den Abtransport der Energie reicht die bestehende 220-kV-Leitung aus.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Das Pumpspeicherkraftwerk Kühltai 2 bewirkt eine wesentliche Leistungserhöhung der Gesamtanlage sowohl im Pump- als auch im Turbinenbetrieb.

Durch die Ausführung der Oberstufe Kühltai 2 als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Das Kraftwerk kann, ohne zusätzliche Gewässer einzuziehen, gebaut werden.

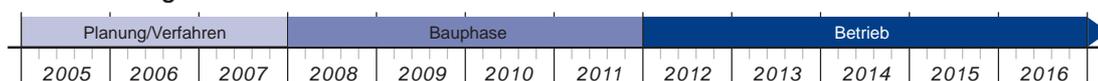
Für die Erschließung der Baustellen werden bestehende Zufahrtswege genutzt.

Das Ausbruchmaterial des Triebwasserweges wird im Krafthausgelände deponiert.

Nach Abschluss der Bauarbeiten bleibt nur ein untergeordneter, dem bisherigen Krafthaus vergleichbarer Bauteil sichtbar, sodass eine nennenswerte Änderung des Landschaftsbildes nicht erfolgt.

Investitionssumme: 200 Mio. EURO

Realisierungszeit

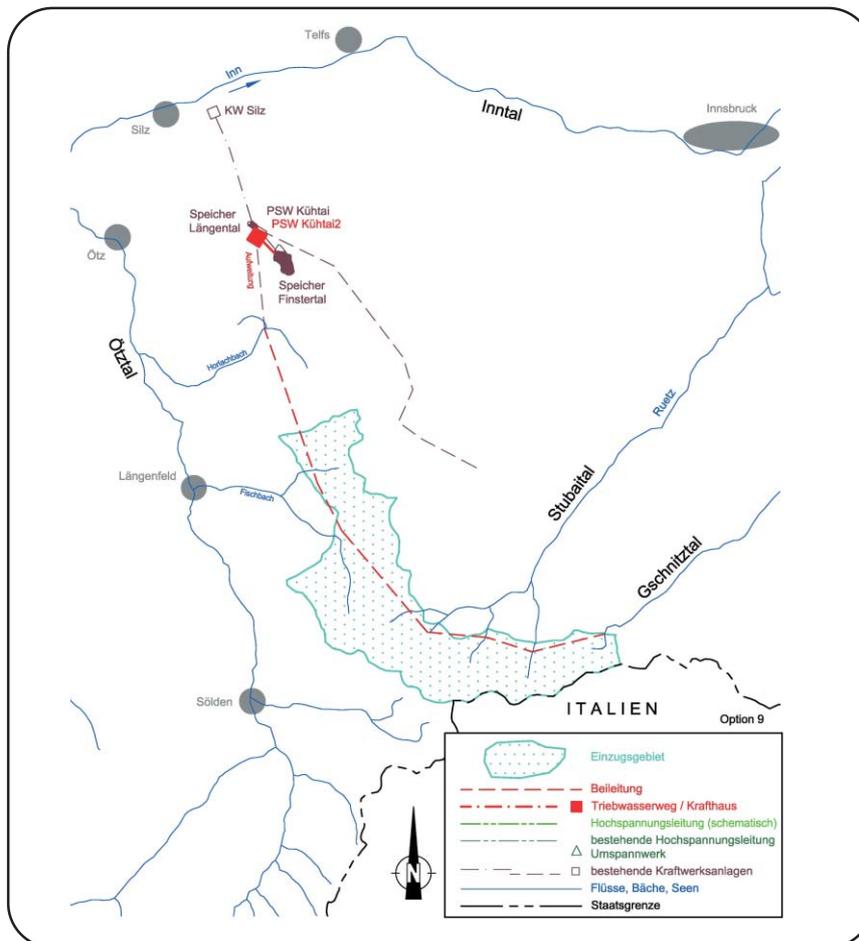


Wasserkraftausbau Option Nr. 9



Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental als Pumpspeicherkraftwerk und Beileitungen aus dem Ötztal und aus dem Stubaital

| Genutzte Gewässer | | Einzugsgebiet | |
|--|-------------------------|--------------------------|--|
| Aus dem Gschnitztal: Simmingbach Aus dem hinteren Stubaital: Vom Mutterbergbach bis zum Lange Bach Aus dem mittleren Ötztal: Fischbach und Winnebach | | 95 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | |
| | zusätzlich 200 MW | - | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | Oberstufe | Unterstufe | |
| | zusätzlich 200 MW | - | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | aus natürlichem Zufluss | aus Pumpbetrieb | |
| | zusätzlich 349 GWh | ja, in beiden Oberstufen | |
| Speicherinhalt | | | |
| Nutzung der bestehenden Speicher Längental und Finstertal | | | |



Anlagencharakteristik

Mit den Beileitungen aus dem mittleren, östlichen Ötztal und dem gesamten hinteren Stubaital bis zum Gschnitztal erfolgt eine Ausweitung gegenüber der bisherigen Nutzung der Wasserkräfte im Projektgebiet. Zentrale Merkmale des Zubaus sind ein Beileitungssystem von ca. 32 km Länge und das zusätzliche Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2.

Das zusätzliche Einzugsgebiet reicht vom Simmingbach im hinteren Gschnitztal, über die Bäche des hinteren Stubaitales bis zum Fisch- und Winnebach im Ötztal. Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 2.000 m. Zur Beileitung dieses Wassers ist ein Beileitungstollen neu zu bauen und der bestehende Beileitungstollen Horlach, der zum Zwischenspeicher Längental führt, aufzuweiten.

Der Ausbau des bestehenden Pumpspeicherkraftwerkes Kühtai erfolgt durch Zubau eines vergleichbaren, zwei-

ten Kraftwerkes in unmittelbarer Nähe des bestehenden Kraftwerkes mit eigenem Triebwasserweg. So wie das bestehende Kraftwerk wird auch das neue überwiegend unterirdisch errichtet. Der Triebwasserweg wird vom künftigen Krafthaus und vom bestehenden Fensterstollen aus vorgetrieben.

Für den Abtransport der Energie reicht die bestehende 220-kV-Leitung aus.

Für den Fall der Realisierung der Option 5 (Neubau der Kraftwerksgruppe Ötztal) oder der Realisierung der Option 11 (Neubau des Speicherkraftwerkes Hinteres Stubaital) oder der Realisierung der Option 7 (Erweiterung Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Beileitungen aus dem Ötztal) entfällt diese Option, weil das Wasserdargebot aus dem mittleren, östlichen Ötztal oder aus dem hinteren Stubaital nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Der zusätzliche Wassereinzug ermöglicht eine wesentlich erweiterte energiewirtschaftliche Nutzung der um das Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 erweiterten Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz.

Durch die Ausführung der Oberstufe Kühtai 2 als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung.

Durch das hohe Wasserdargebot ist energiewirtschaft-

lich die Errichtung eines, mit dem Zwischenspeicher Längental kommunizierenden Zusatzspeichers anzustreben.

Die Ableitung von Wasser aus den Bächen im Gschnitztal und Stubaital führt bei den Unterliegerkraftwerken an der Sill und an der Ruetz zu geringfügigen Erzeugungseinbußen.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt.

Der Bau des Beileitungstollens wird vom Gschnitztal, vom Sulztal und von der bestehenden Horlach-Fassung aus vorangetrieben. Die Baustelle am Simmingbach im Gschnitztal ist über eine neu zu errichtende Baustraße oder eine Bauseilbahn zu erschließen. Die anderen Abschnitte des Beileitungstollens werden von der bestehenden Horlach-Fassung und vom bestehenden Weg im Sulztal aus erschlossen. Im hinteren Stu-

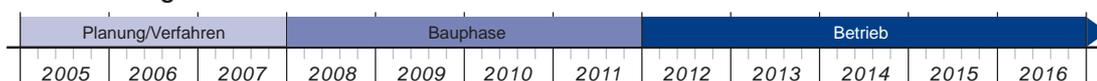
baital sind keine Erschließungen für die Bachfassungen erforderlich, da diese Baustellen vom Beileitungstollen aus versorgt werden. Das Ausbruchmaterial wird so weit als möglich für die Betonherstellung verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert.

Für die Erschließung der Baustellen für das Kraftwerk Kühtai 2 werden bestehende Zufahrtswege genutzt. Das Ausbruchmaterial des Triebwasserweges wird im Krafthausgelände deponiert. Nach Abschluss der Bauarbeiten bleibt nur ein untergeordneter, dem bisherigen Krafthaus vergleichbarer Bauteil sichtbar, sodass eine nennenswerte Änderung des Landschaftsbildes keinesfalls erfolgt.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im Ruhegebiet „Stubai Alpen“ und zum Teil im Landschaftsschutzgebiet „Serles-Habicht-Zuckerhüt“.

Investitionssumme: 300 Mio. EURO

Realisierungszeit

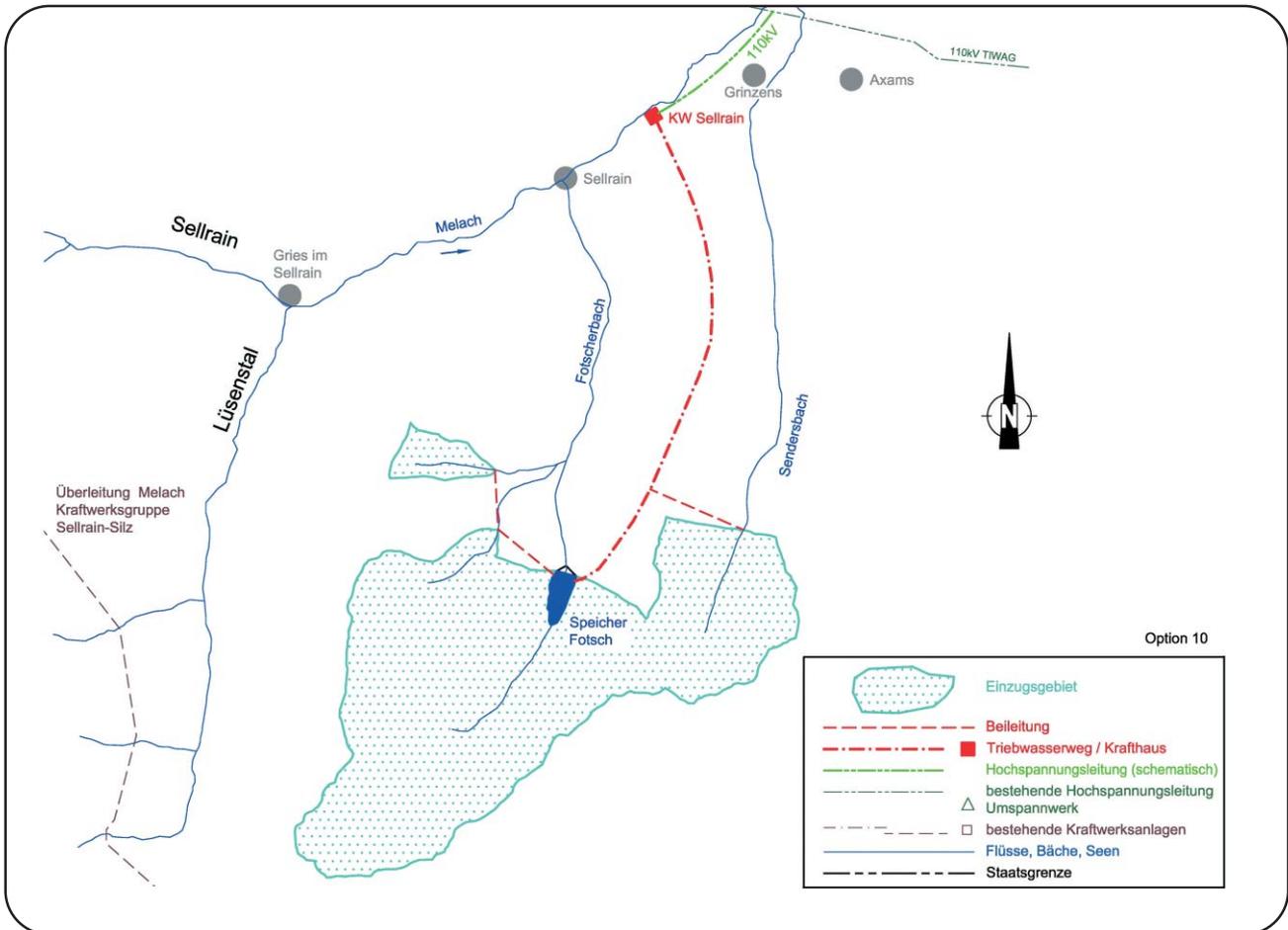


Wasserkraftausbau Option Nr. 10



Neubau Speicherkraftwerk Fotschertal

| | | |
|-------------------------------------|--|--|
| Genutzte Gewässer | Almindbäche und Fotscherbach aus dem Fotschertal Sendersbach aus dem Senderstal | Einzugsgebiet 27 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | 72 MW | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | keine Pumpe vorgesehen | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | 57 GWh | |
| Speicherinhalt | <i>Jahresspeicher Fotsch</i> | 9 Mio. m ³ |



Anlagencharakteristik

Kern der Anlage ist der Jahresspeicher Fotsch im Bereich der Kaser Alm. Das Einzugsgebiet des Speichers erstreckt sich auf das Fotschertal und auf das Senderstal. Die Dammhöhe des Speichers Fotsch beträgt etwa 100 m.

Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 1.900 m.

Der Triebwasserweg führt unterirdisch und orographisch rechts des Fotscherbaches in das Sellrintal.

Das freistehende Krafthaus soll am Hangfuß direkt neben der Sellrainer Landesstraße in der Nähe des Ortsteiles Aue situiert werden.

Neubau einer 110-kV-Leitung vom Krafthaus Sellrain bis Grinzens/Axams und Einbindung in die bestehende 110-kV-Leitung.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Kleine Speicheranlage, die zur Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie für die Regelzone Tirol gut geeignet ist. Erhöhung der Erzeugung im Winter durch Sommer-Winter-Verlagerung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschriften direkt an der Sperrenstelle und an den Wasserfassungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die drei Bachfassungen werden landschaftsschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Die Baustellen der Bachfassungen und der Sperre für den Speicher werden über bestehende, für die Bauzeit auszubauende Wege erschlossen. Die Beileitung der Almindbäche erfolgt großteils über eine unterirdisch verlegte Hangrohrleitung und ein kurzes Stück über einen Beileitungstollen. Die Beileitung des Sendersbaches erfolgt über einen Beileitungstollen, der direkt in den Triebwasserweg des Kraftwerkes einmündet. Das Ausbruchmaterial der Beileitungstollen wird zur Baustelle

des Speichers geführt und so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes verwendet.

Für den Speicher Fotsch sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies werden die Straße und das alpine Wegenetz im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr durch das Fotschertal auf das unbedingt notwendige Maß eingeschränkt werden kann.

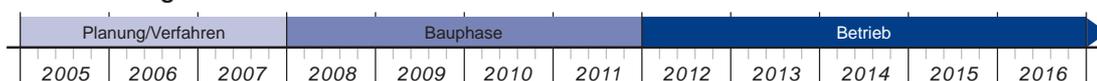
Die Erschließung des Triebwasserweges wird von der Speicherbaustelle und vom Krafthaus aus vorgenommen.

Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im Ruhegebiet „Kalkkögel“.

Investitionssumme: 100 Mio. EURO

Realisierungszeit

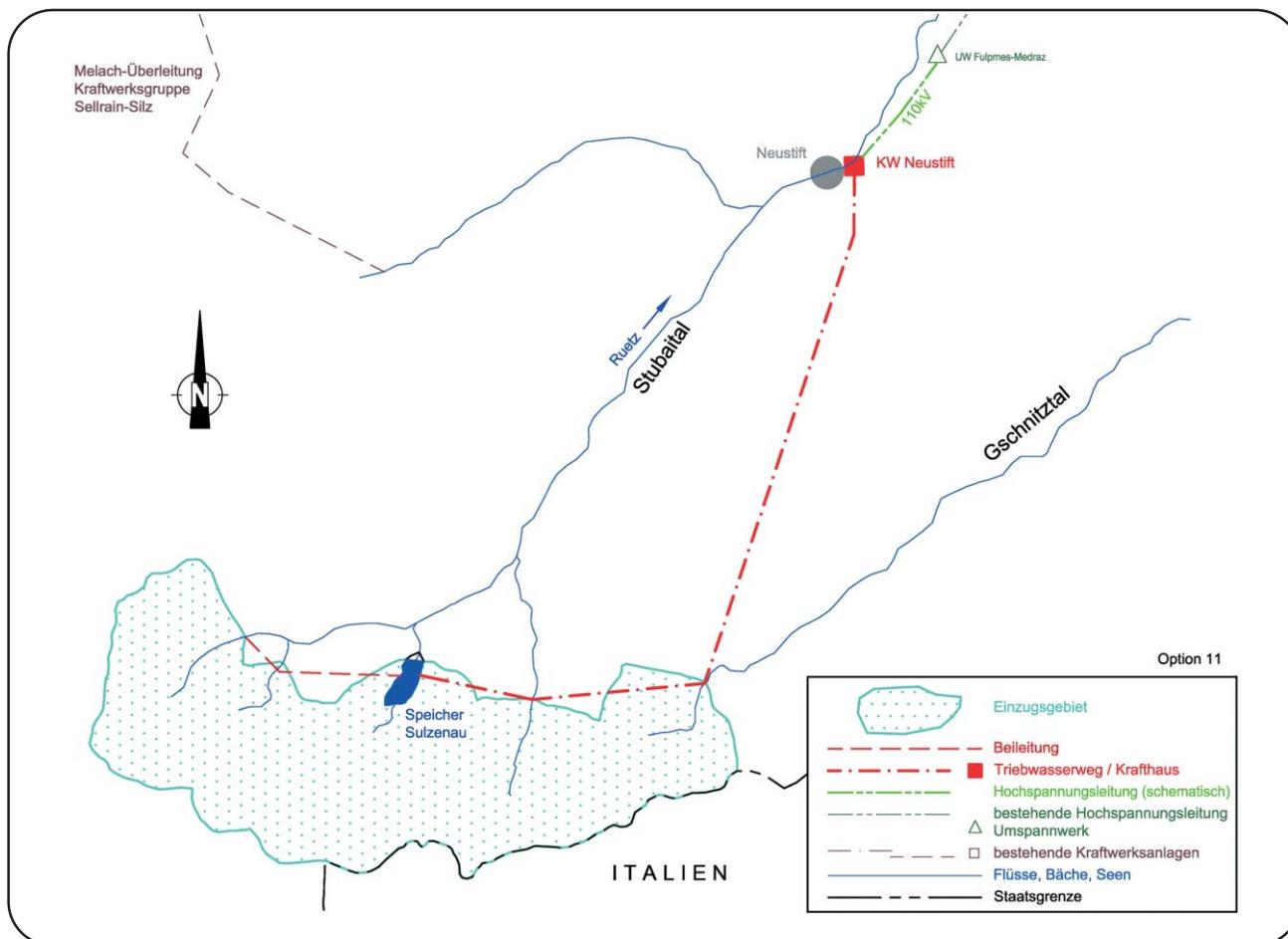






Neubau Speicherkraftwerk Hinteres Stubaital

| | | |
|-------------------------------------|---|--|
| Genutzte Gewässer | Aus dem Gschnitztal: Simmingbach Aus dem hinteren Stubaital: Vom Mutterbergbach bis zum Lange Bach | Einzugsgebiet 57 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | 120 MW | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | keine Pumpe vorgesehen | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | 150 GWh | |
| Speicherinhalt | <i>Jahresspeicher Sulzenau</i> 37 Mio. m ³ | |



Anlagencharakteristik

Mit dem Speicherkraftwerk Hinteres Stubaital erfolgt eine umfassende Nutzung der Wasserkräfte im hinteren Stubaital und des Simmingbaches im Gschnitztal. Der Speicher Sulzenau mit einem Damm von etwa 120 m Höhe liegt im Bereich der Sulzenau Alm. Der Speicher wird über die Beileitung West und durch den Sulzaubach gefüllt. Der Lange- und Simmingbach werden in den Druckstollen des Kraftwerkes eingeleitet. Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 1.900 m. Der Nutzinhalt des Speichers Sulzenau beträgt 37 Mio.m³. Mit dem Speicher Sulzenau und den Wasserfassungen kann der Hochwasserschutz im Stubaital wesentlich verbessert werden. Der Triebwasserweg führt unterirdisch unter dem Gebirgskamm des Habichts bis in die Nähe von Neustift.

Das Krafthaus Neustift, in Kavernenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ist östlich von Neustift situiert.

Zur Minderung des Schwalleinstoßes in die Ruetz ist unmittelbar unterhalb des Krafthauses Neustift ein Ausgleichsbecken zu errichten.

Neubau einer 110-kV-Leitung vom Krafthaus Neustift bis zum bestehenden Umspannwerk Fulpmes/Medraz.

Für den Fall der Realisierung der Option 9 (Ausbau Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch Zubau einer zweiten Oberstufe Finstertal-Längental und Beileitungen aus dem Ötztal und aus dem Stubaital) entfällt diese Option 11, weil das Wasserdargebot aus dem Stubaital nicht mehr zur Verfügung steht.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Mittelgroße Speicheranlage, die zur Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie für die Regelzone Tirol gut geeignet ist. Erhöhung der Erzeugung im Winter durch Sommer-Winter-Verlagerung. Durch Sommer-Winter-Verlagerung von Wasser aus

den Bächen im Gschnitztal und Stubaital werden die Zuflüsse zu den Unterliegerkraftwerken an der Sill und an der Ruetz verändert. Dies hat einen insgesamt positiven Einfluss auf die Erzeugung in diesen Kraftwerken.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt. Für die Graba-Wasserfälle am Sulzaubach werden wegen seiner Einsehbarkeit besondere Restwasserdotierungen vorgesehen.

Die einzelnen Bachfassungen werden landschaftschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Für die Bau- und Betriebsphase der Bachfassungen werden keine Zufahrtsstraßen benötigt. Die Bauwerke werden vom Beileitungsstollen aus erschlossen.

Der Stollenvortrieb für den Beileitungsstollen und für den Druckstollen beginnt an der Sperrenbaustelle. Die Sperrenbaustelle ist mittels einer neu zu errichtenden Baustraße oder über eine Bauseilbahn zu erschließen. Zusätzlich ist für den Druckstollen eine Baustelle am Simmingbach im Gschnitztal einzurichten, die einer entsprechenden Erschließung bedarf. Das Ausbruchmaterial des Beileitungs- und Druckstollens wird zur Baustelle des Speichers geführt und so weit als mög-

lich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes verwendet. Überschüssiges Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert. Der Druckschacht wird vom Krafthaus aus vorgetrieben.

Für den Speicher Sulzenau sind Weideflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies wird das alpine Wegenetz im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr durch das Stubaital nur eingeschränkt notwendig ist.

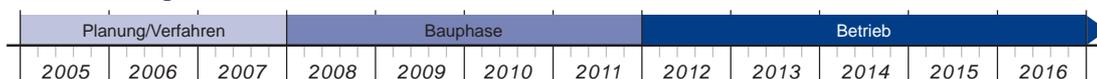
Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert. Die Zufahrtsstraße zur Krafthaus-Baustelle erfolgt über bestehende Wege.

Durch eine dem Gelände bestmöglich anzupassende Trassenführung der 110-kV-Leitung sollen nachteilige Auswirkungen auf das Landschaftsbild minimiert werden.

Das Projektgebiet liegt zum Teil im Ruhegebiet „Stubai-Alpen“ und zum Teil im Landschaftsschutzgebiet „Serles-Habicht-Zuckerhüt“.

Investitionssumme: 210 Mio. EURO

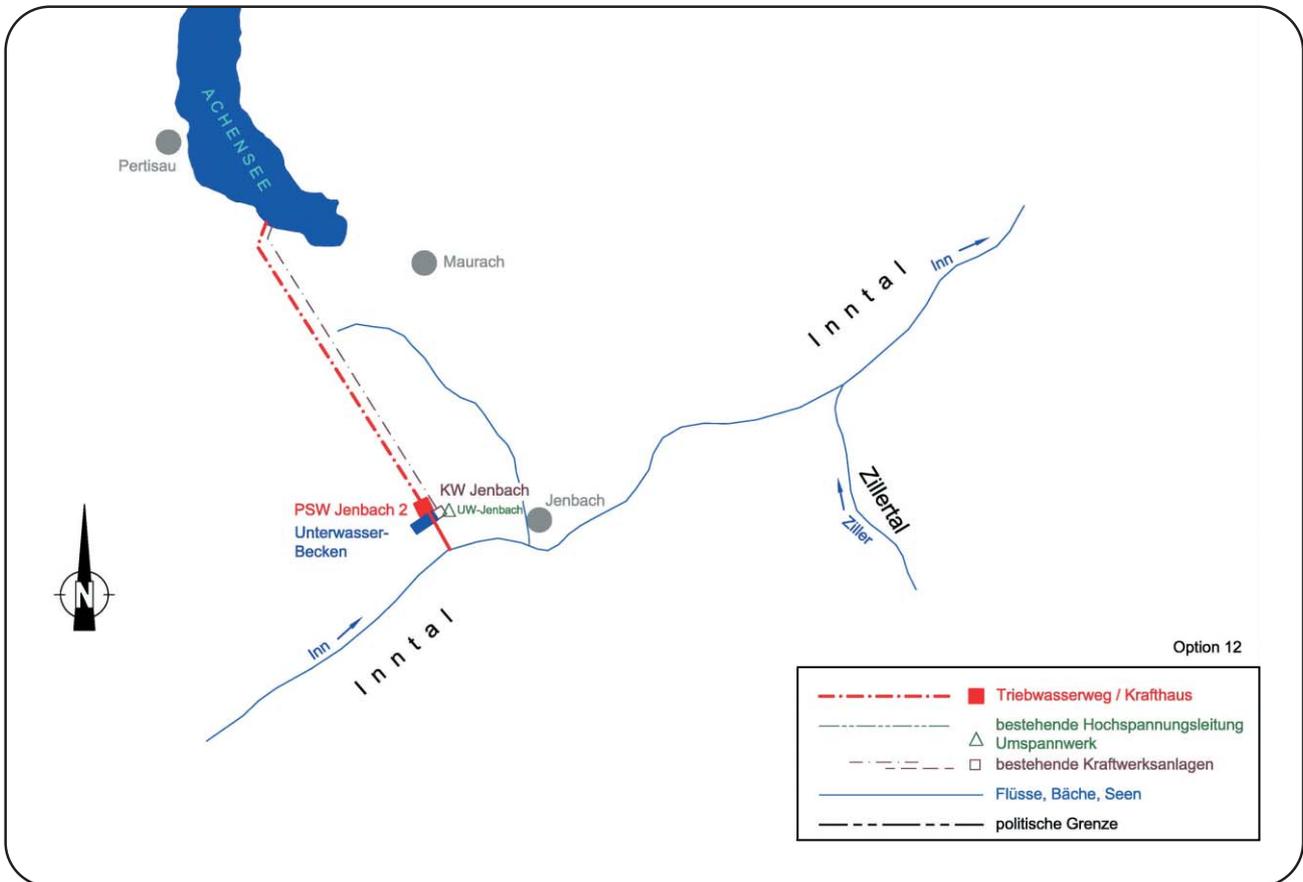
Realisierungszeit





Ausbau Achenseekraftwerk durch Zubau eines zweiten Kraftwerkes als Pumpspeicherkraftwerk

| | | | |
|---|--------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Genutzte Gewässer | | <i>Einzugsgebiet</i> | |
| Keine zusätzlichen Gewässer eingezogen | | | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | | | |
| zusätzlich 170 MW | | | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | | | |
| zusätzlich 170 MW | | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | <i>aus natürlichem Zufluss</i> | <i>aus Pumpbetrieb</i> | |
| | 0 | ja | |
| Speicherinhalt | | <i>Jahresspeicher</i> | <i>Unterwasser-Becken</i> |
| Nutzung des bestehenden, natürlichen Speichers Achensee | | | 0,6 Mio. m ³ |



Anlagencharakteristik

Ausbau des bestehenden Kraftwerkes Achensee durch Zubau eines zweiten Kraftwerkes, ausgeführt als Pumpspeicherkraftwerk in unmittelbarer Nähe des bestehenden Kraftwerkes mit eigenem Triebwasserweg.

Das neue Pumpspeicherkraftwerk Jenbach 2, in Kaverenbauweise ähnlich dem Kraftwerk Imst vorgesehen, ermöglicht die Abarbeitung des Wassers aus dem Achensee in ein neu zu errichtendes Unterwasser-Becken. Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes Jenbach 2 mit Pumpen kann das Wasser zwischen dem Unterwasserbecken und dem Achensee mehrfach genutzt werden. Das unmittelbar unterhalb des Krafthauses angeordnete, abgedeckte Unterwasser-Becken

mit rund 0,6 Mio.m³ dient einerseits als Wasserspeicher für den Pumpbetrieb und andererseits zur schwalltschonenden Abgabe des Triebwassers in den Inn. Das Unterwasser-Becken ist auch mit dem bestehenden Kraftwerk verbunden. Der bestehende Unterwasserkanal muss ausgebaut werden.

Der Triebwasserweg wird vom künftigen Krafthaus, vom Einlaufbauwerk im Achensee, von dem Fensterstollen Weißenbach und vom Fensterstollen zum Wasserschloß aus vorgetrieben.

Die netztechnische Einbindung erfolgt in das bestehende Umspannwerk Jenbach.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Das Achenseekraftwerk 2 erweitert das bestehende Achenseekraftwerk zu einem Pumpspeicherkraftwerk und bewirkt eine bedeutende Leistungserhöhung der Gesamtanlage. Durch die Ausführung des Kraftwerkes Jenbach 2 als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung.

Eine energiewirtschaftlich/rechtliche Vorbedingung für die Realisierung dieser Option ist eine positive Einschätzung der Möglichkeit der Verlängerung der Wasserrechtskonzession im Jahr 2014 zu ausreichenden Bedingungen.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Das Kraftwerk kann, ohne zusätzliche Gewässer einzuziehen, gebaut werden. Es wird kein Wasser aus dem Inn in den Achensee gepumpt.

Die Erschließung der Baustellen für den Triebwasserweg erfolgt durch Ausbau des bestehenden Forstweges zum Fenster Weißenbach und durch den Bau einer Bauseilbahn oder eines Schrägaufzuges zum Fensterstollen des Wasserschlosses.

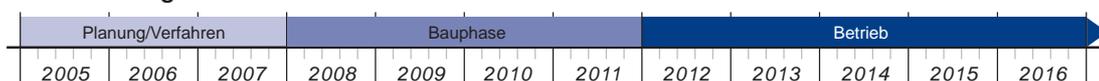
Für die Erschließung der Baustellen für das Krafthaus und das Unterwasserbecken werden bestehende Zufahrtswege genutzt. Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Das neu zu errichtende Unterwasserbecken reicht rund 10 m unter das bestehende Geländeniveau und damit tief in den bestehenden Grundwasserkörper. Es werden Maßnahmen getroffen, um die Beeinträchtigungen in den Grundwasserhaushalt zu minimieren. Das Becken wird komplett abgedeckt und begrünt. Für das Unterwasserbecken sind landwirtschaftlich genutzte Kulturlflächen in Anspruch zu nehmen.

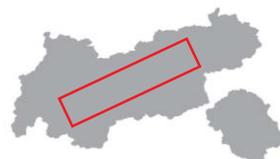
Das Unterwasserbecken berührt allenfalls den geschützten Landschaftsteil „Umgebung Schloss Trätzberg“, der Triebwasserweg berührt das Landschaftsschutzgebiet „Bärenkopf“ und das vorgeschlagene Natura-2000 Gebiet „Karwendel“.

Investitionssumme: 270 Mio. EURO

Realisierungszeit

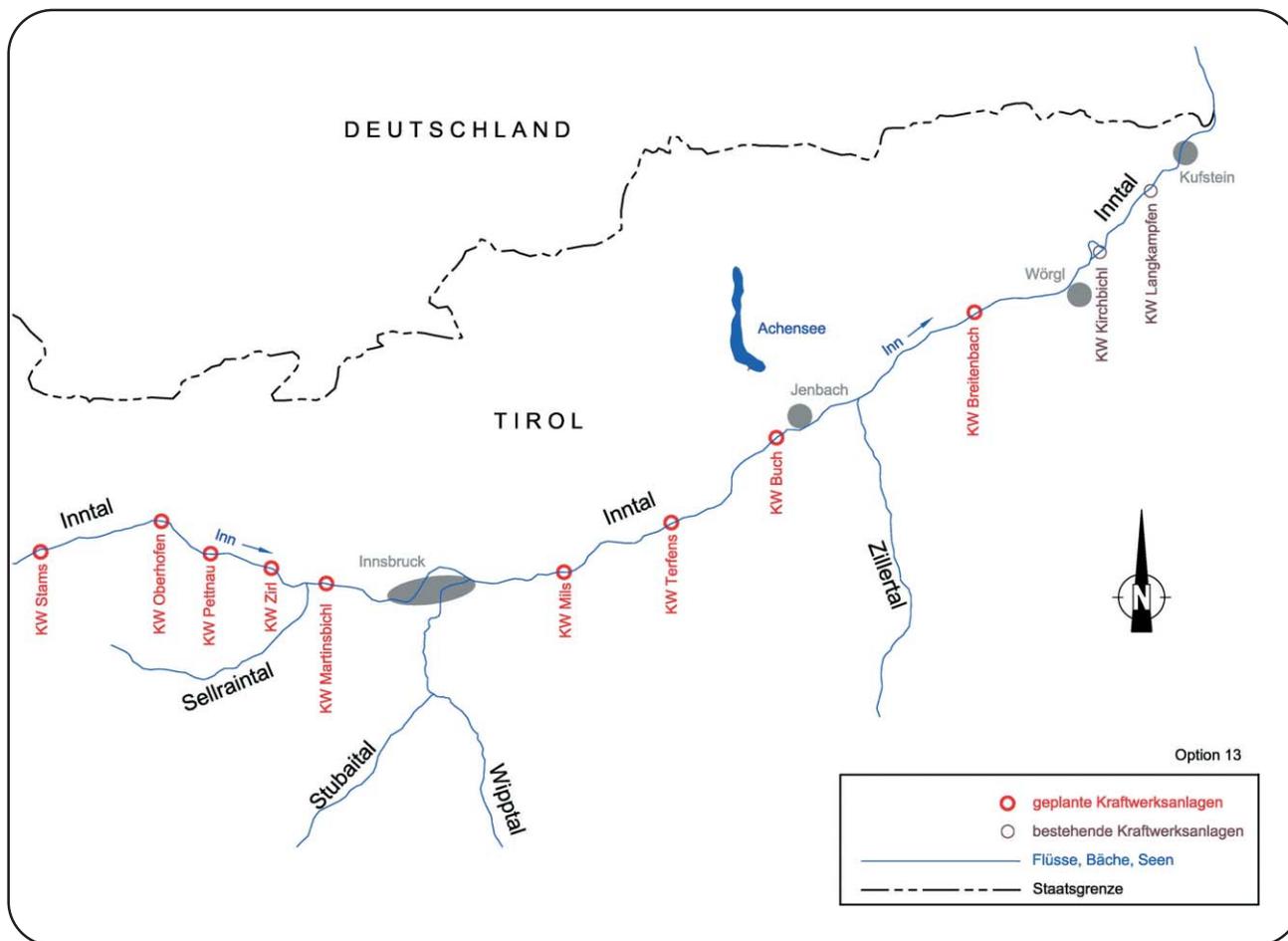


Wasserkraftausbau Option Nr. 13



Neubau Innstufen von Stams bis Breitenbach

| | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Genutzte Gewässer | Inn | Einzugsgebiet | 8800 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | Insgesamt ca. 220 MW | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | Insgesamt ca. 960 GWh | | |
| Flusstauanlagen | | | |



Anlagencharakteristik

Die neun Innkraftwerke Stams bis Breitenbach werden jeweils mit Wehranlage und unmittelbar anschließendem Buchtenkraftwerk in einer mit dem Kraftwerk Langkampfen vergleichbaren Bauweise ausgeführt.

Mit geringem Aufstau und mit geringer Unterwassereintiefung werden Fallhöhen um 8 m erreicht. Damit können niedrigere Rückstaudämme ausgeführt werden und werden jeweils nur schmale Uferstreifen eingestaut.

Wehr und Krafthaus werden in möglichst niedriger Bauweise ausgeführt.

Umfangreiche Drainagesysteme zur Grundwasserbewirtschaftung werden vorgesehen.

Der Abtransport des erzeugten Stromes aus den Innstufen erfolgt über Kabel in das jeweils nächstgelegene Umspannwerk.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Kraftwerke zur Erzeugung von Grundlast für die regionale Versorgung.

Der Neubau von Flusskraftwerken ist unter Zugrundelegung des derzeitigen Strompreisniveaus unwirtschaftlich.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Die Innstufen sind allesamt in dicht verbauten und landwirtschaftlich intensiv genutzten Gebieten des Inn-ales situiert.

Zur Sicherung der Durchgängigkeit des Inns werden Umgehungsgerinne errichtet.

Die Uferbereiche im Rückstaubereich wie auch sämtliche weiteren, von den Kraftwerken betroffenen Bereiche werden nach landschaftspflegerischen Begleitplänen ähnlich jenen beim Kraftwerk Langkampfen gestaltet.

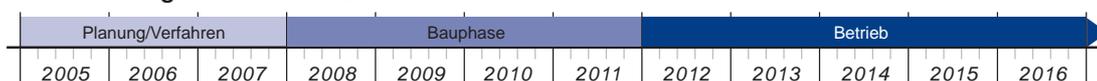
Die niedrige Bauweise von Wehr und Kraftwerk trägt dazu bei, die Veränderung des Landschaftsbildes so gering wie möglich zu halten.

Die infrastrukturellen Einrichtungen im Rückstaubereich wie Rad-/Fußwege, Brücken etc. werden nach der Bauphase öffentlich zugänglich gemacht.

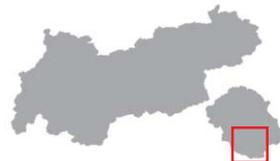
Die Projektgebiete berühren diverse Sonderschutz-, Naturschutz- und Landschaftsschutzgebiete sowie teilweise das vorgeschlagene Natura-2000 Gebiet „Karwendel“ und den geschützten Landschaftsteil „Umgebung Schloss Tratzberg“.

Investitionssumme: Insgesamt 900 Mio. EURO

Realisierungszeit für das erste Kraftwerk

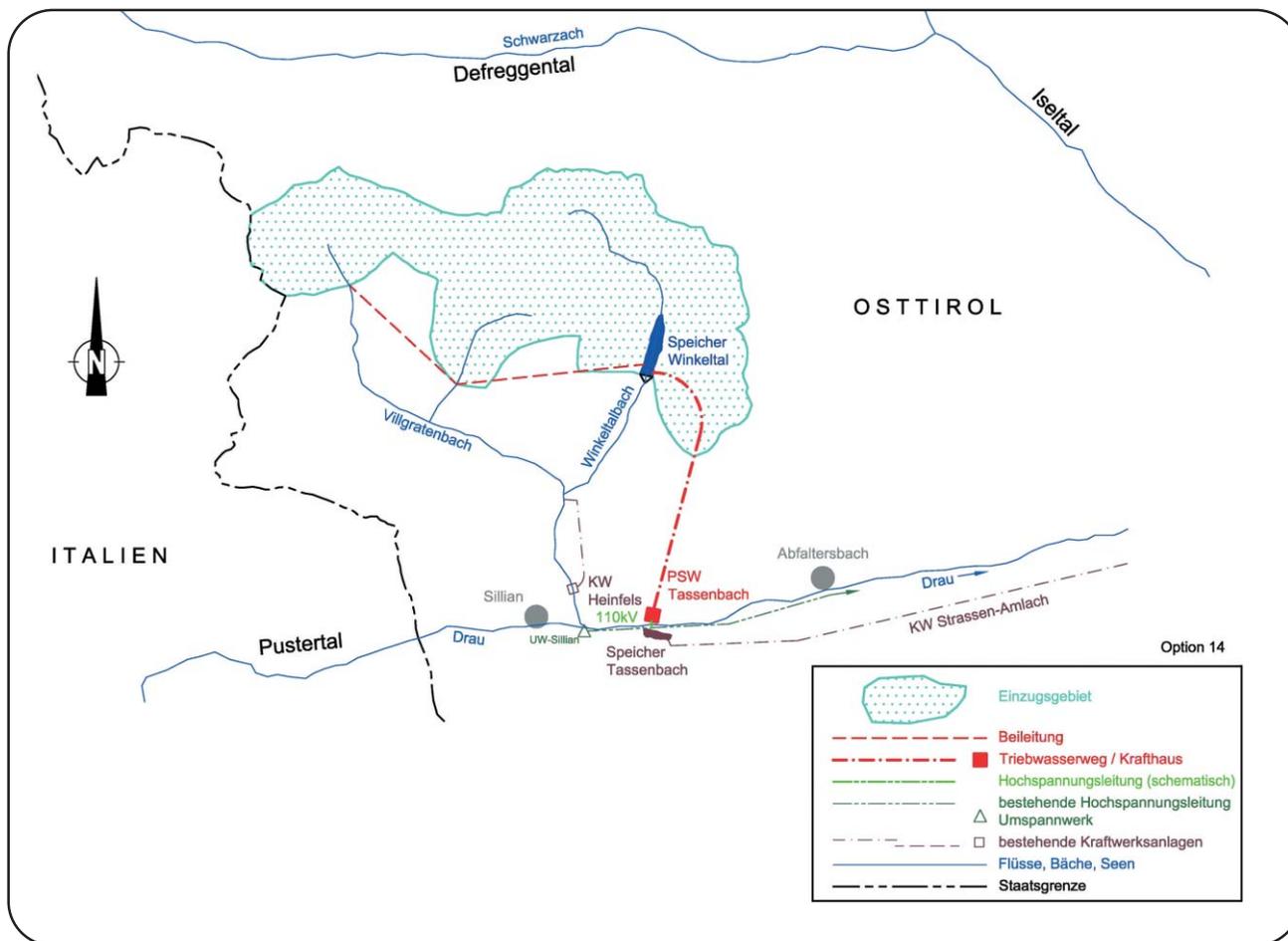


Wasserkraftausbau Option Nr. 14



Neubau Pumpspeicherkraftwerk Winkeltal

| | | | |
|---|--|---------------------------------|------------------------|
| Genutzte Gewässer | | <i>Einzugsgebiet</i> | |
| Stallerbach und Einatbach aus dem Villgratental Winkeltalbach und Tilliachbach aus dem Winkeltal | | 79 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | | | |
| 60 MW | | | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | | | |
| 60 MW | | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | | <i>aus natürlichem Zufluss</i> | <i>aus Pumpbetrieb</i> |
| | | 89 GWh | ja |
| Speicherinhalt | | <i>Jahresspeicher Winkeltal</i> | |
| | | 25 Mio. m ³ | |



Anlagencharakteristik

Kern der Anlage ist der Jahresspeicher Winkeltal im Bereich der Mooshofalm. Das Einzugsgebiet des Speichers erstreckt sich auf das Winkeltal und das Villgratental. Die Dammhöhe des Speichers Winkeltal beträgt etwa 90 m.

Die Wasserfassungen befinden sich auf einer Meereshöhe von rund 1.700 m.

Der Triebwasserweg führt unterirdisch direkt in das Pustertal bei Tassenbach. Das Krafthaus, als Schachtkraftwerk ähnlich dem Kraftwerk Kühtai überwiegend unterirdisch ausgeführt, ist am Hangfuß direkt neben

der Drautaler Bundesstraße in der Nähe des Ortsteiles Tassenbach situiert. Vom Krafthaus führt ein Unterwasserstollen in den bestehenden Speicher Tassenbach des Kraftwerkes Strassen-Amlach.

Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes Winkeltal mit Pumpturbinen kann das Wasser zwischen dem Speicher Tassenbach, der auch als Wasserspeicher für den Pumpbetrieb dient, und dem Speicher Winkeltal mehrfach genutzt werden.

Die netztechnische Einbindung des Pumpspeicherkraftwerkes Winkeltal erfolgt in die am Krafthaus vorbeiführende 110-kV-Leitung.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Pumpspeicheranlage, die zur Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie für die Regelzone Tirol geeignet ist. Durch die Ausführung des Kraftwerkes Tassenbach als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung. Erhöhung der Erzeugung im Winter durch Sommer-Winter-Verlagerung.

Mit der Realisierung dieser Option kommt es für das bestehende Kraftwerk Heinfels durch Verringerung des Wasserdargebotes zu beträchtlichen Erzeugungseinbußen, jedoch erfolgt mit der Realisierung dieser Option auch eine Aufwertung der Erzeugung für das Kraftwerk Strassen-Amlach.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Durch die Bachfassungen in sehr großer Meereshöhe bleiben alle anderen, unterhalb der Wasserfassungen einmündende Seitenbäche unberührt. In Kombination mit den zu erwartenden Restwasservorschreibungen werden dadurch ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse in den betroffenen Gewässerstrecken sichergestellt.

Die drei Bachfassungen werden landschaftsschonend gebaut, an das Gelände bestmöglich angepasst und sind großteils unterirdisch ausgeführt. Die Baustellen der Bachfassungen und der Sperre für den Speicher werden über bestehende, für die Bauzeit auszubauende Wege erschlossen. Die Beileitung des Tilliachbaches erfolgt durch eine kurze, unterirdisch verlegte Hangrohrleitung. Die Beileitung des Einatbaches und des Stallerbaches aus dem Villgratental erfolgt über einen Beileitungsstollen. Das Ausbruchmaterial des Beileitungsstollens wird zur Baustelle des Speichers geführt und so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes verwendet.

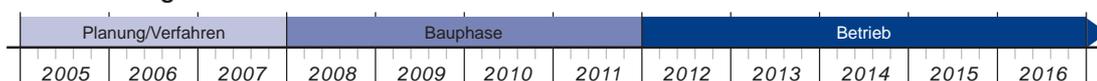
Für den Speicher Winkeltal sind landwirtschaftlich genutzte Kulturlächen in Anspruch zu nehmen. Überdies werden Wege im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Einzelne, landwirtschaftlich genutzte Baulichkeiten werden verloren gehen oder entsprechend zu verlegen sein. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial verwendet, sodass ein Zubringerverkehr durch das Villgratental und Winkeltal auf das unbedingt notwendige Maß eingeschränkt werden kann. Die Zufahrt zur Dammbaustelle erfolgt über die bereits bestehende Straße.

Die Erschließung des Triebwasserweges wird vom Speicher und vom Krafthaus aus vorgenommen. Die Baustelle für das Wasserschloss wird über einen für die Bauzeit auszubauenden Forstweg erreicht.

Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Investitionssumme: 165 Mio. EURO

Realisierungszeit

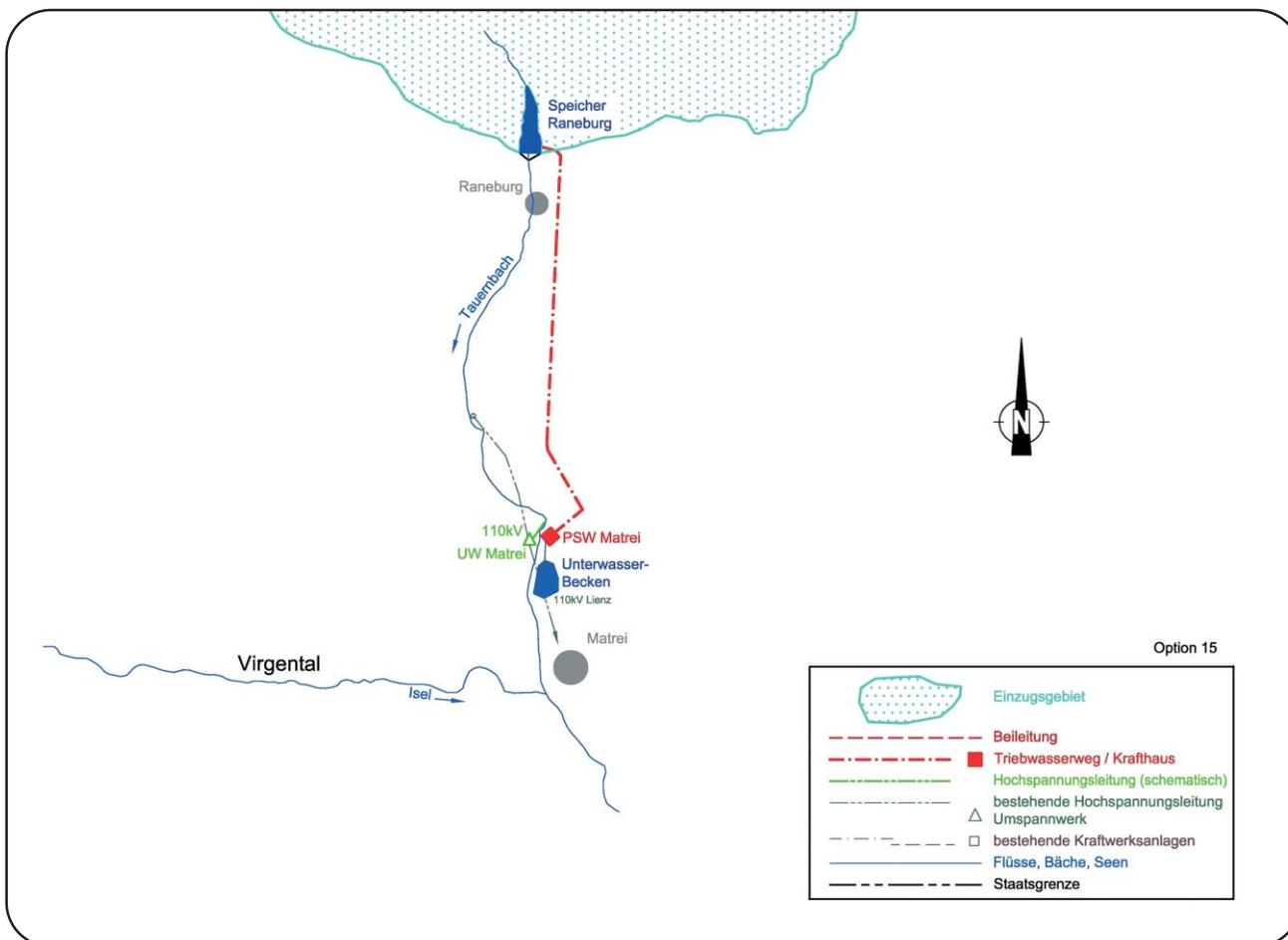


Wasserkraftausbau Option Nr. 15



Neubau Pumpspeicherkraftwerk Raneburg-Matrei

| | | | |
|-------------------------------------|--|--------------------------------|---------------------------|
| Genutzte Gewässer | | <i>Einzugsgebiet</i> | |
| Tauernbach | | 100 km ² | |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | | | |
| 100 MW | | | |
| Nennleistung Pumpbetrieb | | | |
| 100 MW | | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | | <i>aus natürlichem Zufluss</i> | <i>aus Pumpbetrieb</i> |
| | | 150 GWh | ja |
| Speicherinhalt | | <i>Jahresspeicher Raneburg</i> | <i>Unterwasser-Becken</i> |
| | | 20 Mio. m ³ | 0,8 Mio. m ³ |



Anlagencharakteristik

Kern der Anlage ist der Jahresspeicher Raneburg im Bereich der Taxer und der Kalser Alm. Das Einzugsgebiet des Speichers erstreckt sich auf den Tauernbach. Die Dammhöhe des Speichers Raneburg beträgt etwa 90 m. Das Stauziel ist auf rund 1.380 m geplant.

Der Triebwasserweg führt unterirdisch orographisch links des Tauernbaches bis zum Talboden bei Matrei. Das Krafthaus, als Schachtkraftwerk oder Kavernenkraftwerk überwiegend unterirdisch ausgeführt, ist am Ausgang der Prosegg-Klamm situiert. Unmittelbar unterhalb des Krafthauses Matrei ist ein Unterwasserbecken zu errichten.

Durch die Ausrüstung des Kraftwerkes Matrei mit Pumpturbinen kann das Wasser zwischen dem Unterwasserbecken und dem Speicher Raneburg mehrfach genutzt werden. Das Unterwasser-Becken mit rund 0,8 Mio.m³ dient einerseits als Wasserspeicher für den Pumpbetrieb und andererseits zur schwallenschonenden Abgabe des Triebwassers in den Tauernbach.

Die netztechnische Einbindung des Pumpspeicherkraftwerkes Raneburg-Matrei erfolgt in die am Krafthaus vorbeiführende 110-kV-Leitung, die um ein zweites System zu erweitern ist.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Mittelgroße Pumpspeichieranlage, die zur Erzeugung von Spitzen- und Regelenergie für die Regelzone Tirol gut geeignet ist. Durch die Ausführung des Kraftwerkes Matrei als Pumpspeicherkraftwerk erfolgt eine zusätzliche Spitzen- und Regelenergieerzeugung. Erhöhung der Erzeugung im Winter durch Sommer-Winter-Verlagerung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

In Kombination mit der zu erwartenden Restwasservorschreibung an der Sperre des Speichers Raneburg und durch die unmittelbar unterhalb der Sperre einmündenden Zubringerbäche werden ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse entlang der Ausleitungsstrecke sichergestellt.

Die Sperrenbaustelle wird über einen bestehenden, auszubauenden Weg erschlossen. Für den Speicher Raneburg sind landwirtschaftlich genutzte Kulturflächen in Anspruch zu nehmen. Überdies werden Wege im Speicherbereich neu zu planen und zu trassieren sein. Einzelne, landwirtschaftlich genutzte Baulichkeiten werden verloren gehen oder entsprechend zu verlegen sein. Im Speicherbereich werden die bestehende 400-kV-Leitung der APG und die bestehende TAL-Pipeline neu zu trassieren und zu verlegen sein. Ebenso ist die Felbertauernstraße auf einem kurzen Teilstück anzuheben. Für die Errichtung des Dammes wird lokal gewonnenes Schütt- bzw. Aushubmaterial ver-

wendet, sodass ein Zubringerverkehr über die Felbertauernstraße auf das unbedingt notwendige Maß eingeschränkt werden kann.

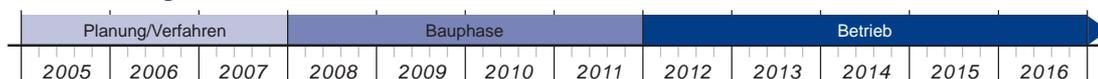
Die Erschließung des Triebwasserweges wird vom Speicher und vom Krafthaus aus vorgenommen. Die Baustelle des Wasserschlosses wird über eine neu anzulegende Baustraße oder über eine Bauseilbahn erreicht. Das Ausbruchmaterial des Triebwasserweges wird zur Baustelle des Speichers geführt und so weit als möglich für die Betonherstellung und für die Schüttung des Dammes verwendet.

Die Baustelle des Krafthauses ist über bestehende Wege erreichbar. Das Krafthaus Matrei ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Die Kraftwerksanlage befindet sich außerhalb des Nationalparks Hohe Tauern.

Investitionssumme: 175 Mio. EURO

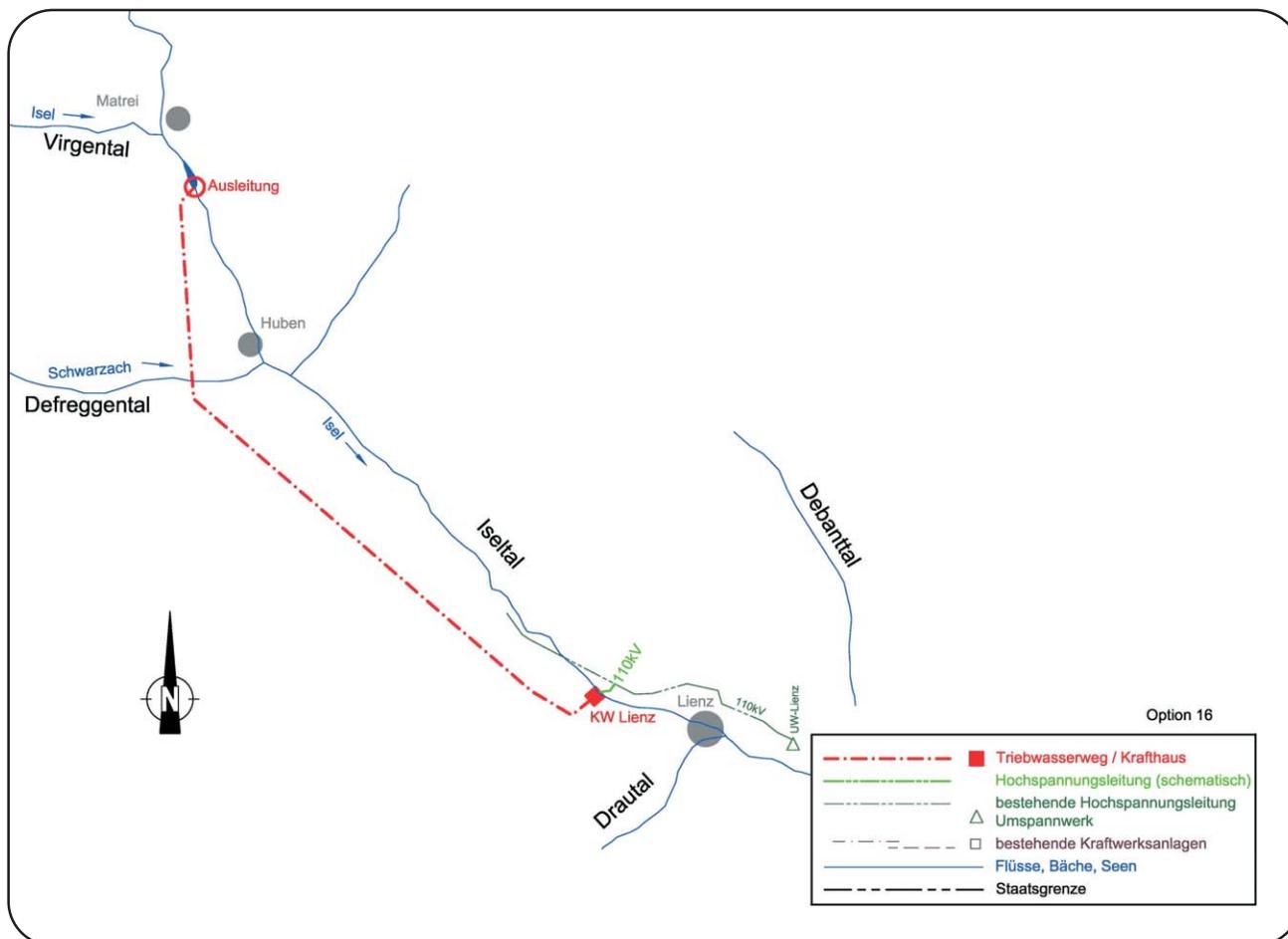
Realisierungszeit





Neubau Iselstufe Matrei-Lienz

| | | | |
|--|---------|----------------------|---------------------|
| Genutzte Gewässer | Isel | <i>Einzugsgebiet</i> | 506 km ² |
| Nennleistung Turbinenbetrieb | 100 MW | | |
| Arbeitsvermögen im Regeljahr | 390 GWh | | |
| Ausleitungskraftwerk mit Flusstauanlage | | | |



Anlagencharakteristik

Die Iselstufe Matrei-Lienz ist vom Typ her ein Ausleitungskraftwerk, vergleichbar mit dem Kraftwerk Stassen-Amlach in Osttirol oder dem Innkraftwerk Prutz-Imst.

Die Isel wird durch eine ca. 10 m hohe Wehranlage, südlich von Matrei im Bereich der Brücke der über die Isel führenden Felbertauernstraße situiert, gestaut. Umfangreiche Drainagesysteme zur Grundwasserbewirtschaftung im Rückstaubereich werden vorgesehen.

Ein etwa 20 km langer Triebwasserweg an der orographisch rechten Iselseite führt bis zum Krafthaus-Standort in der Nähe von Oberlienz. Die Erschließung des unterirdischen Triebwasserweges erfolgt von der Wehr-

stelle, über einen Fensterstollen im Bereich Huben und vom Krafthaus aus. Zusätzlich ist ein Fensterstollen Oberlienz im Bereich des Wasserschlosses vorgesehen.

Das Krafthaus Lienz wird als freistehendes Krafthaus, ähnlich der Bauweise des Kraftwerkes Amlach, errichtet. Vom Krafthaus führt ein kurzer Unterwasserkanal zur Isel.

Die netztechnische Einbindung des Kraftwerkes Matrei-Lienz erfolgt in die am Krafthaus vorbeiführende 110-kV-Leitung, die um ein zweites System zu erweitern ist.

Energiewirtschaftliche Charakteristik

Kraftwerk zur Erzeugung von Grundlast und geringem Anteil von Mittellast für die regionale Versorgung.

Weitere, umweltrelevante Projektinformation

Unmittelbar am Wehr wird die behördlich festzulegende Restwassermenge abgegeben. Zur Sicherung der Durchgängigkeit der Isel wird ein Umgehungsgerinne errichtet. Durch die unmittelbar unterhalb der Wehrstelle einmündenden Seitenbäche und die anschließend einmündende Schwarzache und den Kalserbach werden ökologisch und wasserwirtschaftlich angemessene Verhältnisse entlang der Ausleitungsstrecke sichergestellt.

Im Rückstaubereich werden nur schmale Uferstreifen eingestaut. Durch die im Rückstaubereich flache Tal Landschaft sind Begleitdämme im Staubereich notwendig. Die Uferbereiche im Rückstaubereich wie auch sämtliche weiteren, von dem Kraftwerk betroffenen Bereiche werden nach landschaftspflegerischen Begleitplänen ähnlich jenen beim Kraftwerk Langkampfen gestaltet.

Die Erschließung der Baustellen für den Triebwasserweg erfolgt über bestehende und teilweise auszubauende Straßen. Ausbruchmaterial wird möglichst am Anfallsort abgelagert.

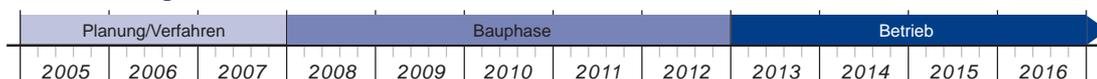
Das Krafthaus ist außerhalb des Siedlungsgebietes situiert.

Die infrastrukturellen Einrichtungen im Rückstauereich wie Rad-/Fußwege, Brücken etc. werden nach der Bauphase öffentlich zugänglich gemacht.

Die Isel steht als „Natura-2000 Gebiet“ in Diskussion.

Investitionssumme: 340 Mio. EURO

Realisierungszeit





IMPRESSUM

Herausgeber: TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

Eduard-Wallnöfer-Platz 2

6010 Innsbruck

e-mail: office@tiwag.at

Gestaltung: PPI United Werbeagentur GmbH

6900 Bregenz

Druck: VVA, Vorarlberger Verlagsanstalt AG

6850 Dornbirn



**tiroler
wasser
kraft**

Energie mit Perspektiven