

ENERGETISCHES POTENTIAL
DURCH DIE SEKUNDÄRNUTZUNG VON
SCHNEESPEICHERTEICHEN ALS PUMPSPEICHER
IM LAND SALZBURG

DIPLOMARBEIT

Julia KRAML

KULTURTECHNIK UND WASSERWIRTSCHAFT

Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und Konstruktiven Wasserbau

Eingereicht bei
Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. nat. techn. Helmut Mader

Universität für Bodenkultur Wien

Im November 2010

VORWORT

Was mit der Erhebung einiger Energiepotentiale begann sollte sich recht bald zu einem sehr weitreichenden und sowohl wirtschaftlichen als auch politischen Thema entwickeln. Somit hoffe ich, in dieser Arbeit nicht nur die technische Bestimmung der Potentiale darzulegen, sondern auch einen kleinen Einblick in die europäische Energiepolitik geben zu können.

Nicht nur auf Europäischer, sondern auch auf nationaler Ebene ist hierbei die Versorgungssicherheit eines der wichtigsten Themen. Der Energieverbrauch steigt stetig an, während Forderungen zur Emissionsreduzierung immer lauter werden. Die EU reagierte bereits in den letzten Jahren mit hohen Förderungen der Windkraft und Photovoltaik. Beide Typen produzieren jedoch Strom, der nicht an die momentane Energienachfrage angepasst werden kann sondern von Wind und Sonne abhängig ist. Dadurch wird Pufferung und Ausgleich dieser Schwankungen durch Energiespeicherung unumgänglich. Pumpspeicher stehen neben Speicherteichen mit natürlichem Zulauf zum derzeitigen Stand der Technik an der Spitze wirtschaftlicher Energiespeicher.

Um eine funktionierende, flexible, potente, auch für künftige Generationen sichergestellte Energieversorgung gewährleisten zu können. ist es wichtig, gemeinsam an einem Strang zu ziehen und jetzt zu beginnen, die dafür notwendigen Maßnahmen in die Tat umzusetzen.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	I
Inhaltsverzeichnis	III
Inhaltsverzeichnis Datenträger	VI
KURZFASSUNG	VII
ABSTRACT	VIII
1. Einleitung	1
1.1 Auftrag	1
1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung	2
1.3 Vorarbeiten	2
1.4 Bearbeitung	2
1.5 Vergleichbare Projekte	2
2. Grundlagen	3
2.1 Energiepolitik Europa	3
2.1.1 Versorgungssicherheit	3
2.1.2 Klimaschutzziel 20-20-20	4
2.1.3 Windenergie in Europa	5
2.2 Grundlagen Pumpspeicher	6
2.2.1 Ökologie	6
2.2.2 Geschichte der Pumpspeicherung	6
2.3 Grundlagen zu Beschneiungsanlagen	7
2.3.1 Anforderungen des Wassers für technische Beschneigung	7
3. Das Pumpspeicherkraftwerk	9
3.1 Technische Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken	9
3.1.1 Technische und energiewirtschaftliche Gesichtspunkte	10
3.1.2 Anforderungen des Energieverbundes an Pumpspeicher- kraftwerke	10
3.1.3 Vorteile von Pumpspeicherkraftwerken	10
3.1.4 Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken	10
3.1.5 Energiespeicherung	10
3.2 Kenngrößen	11
3.2.1 Speicherwirkungsgrad	11
3.2.2 Energie	11
3.2.4 Volllaststunden und Regelarbeitsvermögen	12
3.3 Wirtschaftlichkeit	12
3.4 Konstruktive Details (Anlageteile)	14
3.4.1 Ausführung Becken	14
3.4.2 Ausführung Einlaufschacht	14
3.4.3 Rohrleitungssysteme	15

3.5 Materialien	15
3.6 Pumpturbine (Pumpe und Turbine)	. 16
3.7 Turbine	. 17
3.8 Pumpe	18
.3.8.1 Pumpenbemessung	18
4. Anbindung ans Stromnetz	21
4.1 Netzebenen	21
4.2 Einspeisungsmöglichkeiten	21
4.2.1 Problem durch Netzüberlastung	22
4.3 Ringschluss und Netzausbau Salzburg	. 22
4.4 Kosten	23
4.5 Österreich und der Europäische Strommarkt	23
5. Potentialstudie	25
5.1 Datengrundlage	25
5.2 Geografische Datenaufbereitung	26
5.2.1 Koordinative Bestimmung	26
5.2.2 Standortwahl für Kraftwerk und Gegenspeicher	27
5.3 Filterkriterien	28
5.4 Nutzinhalt	30
5.5 Energietechnische Auswertung	32
5.6 Rohrdimensionierung	34
5.6.1 Reynoldszahl	34
5.6.2 Rohrreibungswiderstand	34
5.6.3 Verlusthöhe	35
5.7 Standortübersicht	36
5.8 Kostenermittlung	41
5.8.1 Druckrohrleitung	41
5.8.2 Turbine und Pumpe	43
5.8.3 Krafthaus	43
5.8.4 Oberes Speicherbecken (Bergspeicher)	44
5.8.5 Unteres Speicherbecken (Talspeicher)	44
5.8.6 Stromleitung	44
5.9 Wirtschaftlichkeit	44
5.9.1 Phelix – Intraday	45
5.9.2 Datenerhebung von Base und Peak	45
5.9.3 Erlöse, Kosten und Amortisationszeit	46
5.10 Ergebnis	47
6. Detailstudien	49
6.1 Schönleiten	49

6.2 Kitzsteinhorn	50
6.3 Schmittenhöhe	51
6.4 Wildkogel über Graber-Hutter	51
6.5 Großbeck Speiereck	52
6.6 Steinplatte	53
6.7 Rauris	54
7. Interpretation und Diskussion	57
7.1 Interpretation der Ergebnisse	57
7.1.1 Politische Empfehlung	57
7.2 Problematiken	58
7.3 Politisches Interesse	59
7.3.1 Besprechungen	60
ANHANG	61
A Glossar	61
B Quellen und Literaturhinweise	63
C Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	65
D Formelverzeichnis	67
E Datenblätter	69

Inhaltsverzeichnis Datenträger

Textfile (PDF)
Hauptdatenfile (Excel)
CAD – File zu Standortsübersichten
Kostenberechnung Druckrohre (Excel)
Daten zur Strompreisermittlung (Excel)

KURZFASSUNG

Die Potentialerhebung sollte nach einer allgemeinen Grundlagenforschung mit der Erhebung der Basisdaten und einer breit gefächerten Plausibilitätskontrolle beginnen. Im Anschluss daran wurden auf Grund mehrerer Kriterien mögliche Kraftwerks und Gegenspeicherstandorte bestimmt, die den größtmöglichen wirtschaftlichen Nutzen versprachen. Durch eine Filterung, die sich auf das Gesamtvolumen der Teiche sowie die mögliche energetisch ausbaubare Fallhöhe bezog, wurde die Anzahl der als Kraftwerk ausbauwürdigen Teiche beträchtlich reduziert. Es folgte die Bestimmung des eigentlichen Energiepotentials, das unter Berücksichtigung hydraulischer Gegebenheiten in mehreren Varianten berechnet wurde. Im nächsten Schritt galt es, möglichst realitätsnahe und aktuelle Kosten für einzelne Anlageteile zu eruieren, sowie einen für die Projektierung allgemein gültigen Börsenstrompreis festzulegen. Weiterführende Berechnungen der Börsenpreise erfolgten ebenfalls in mehreren Varianten. Das Ergebnis stellt das als Jahresarbeitsvermögen ausgewiesene Energiepotential, den geschätzten dafür notwendigen finanziellen Aufwand dar und gibt einen Überblick über die mögliche Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Im Rahmen einzelner Detailstudien wurde die Wirtschaftlichkeit der Kombination ausgewählter Speicherteiche untersucht und im Vergleich zum separaten abarbeiten jedes einzelnen Teiches bewertet. Zusätzlich wurden Thematiken wie die Anbindung ans öffentliche Stromnetz und dabei entstehende Problemstellungen diskutiert.

ABSTRACT

The survey started with obtaining the basic data and conducting a broad plausibility control after having completed a general investigation of the underlying subject. Subsequently the basis of several criteria possible powerstations with underlying waterreservoirs that promised to yield the biggest possible economic profit was determined. Filtering the reservoirs based on the overall capacity of the lakes as well as the hypothetical falling height, the number of reservoirs actually worth developing was drastically reduced. The actual energy potential, which was calculated in several variations taking into account hydraulic circumstances was defined for the 47 remaining lakes. The next step was to find out actual costs of specific project parts as well as pinpointing overall valid electricity cost for the projecting. Calculations pursuing the share market prices followed also in several variations. The result therefore represents the energy potential shown as yearly power capability, the estimated financial expenditure, as well as an overview over the possible efficiency of each station. The efficiency of the combination of selected reservoirs was examined in the framework of detailed studies and assessed in comparison with separate power harvesting of each reservoir. In addition the survey discusses subject matters like connection to the public power grid and consequential presentations of problems.

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Auftrag

Das Amt der Salzburger Landesregierung gab im Rahmen der Erhebung von ungenutzten bzw. revitalisierbaren Wasserkraftpotentialen im Raum Salzburg eine Studie an der Universität für Bodenkultur in Auftrag.

Folgende Potentialerhebungen und Bewertungen sind darin enthalten:

- Revitalisierung von bestehenden Flusskraftwerken
- Trinkwasserkraftwerke
- Nutzung von Beschneigungsteichen als Pumpspeicherkraftwerke

Diese Studie wurde vom Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau unter der Leitung von Herrn Prof. Helmut Mader in Form von zwei Diplomarbeiten sowie als Teilbereich einer Dissertation bearbeitet.

Auftraggeber:

Amt der Landesregierung Salzburg

Dipl.-Ing. Theo Steidl

Leiter des Referates Allgemeine Wasserwirtschaft

und des Wasserbautechnischen Sachverständigendienstes

Michael-Pacher-Straße 36

5020 Salzburg

Auftragnehmer:

Universität für Bodenkultur

Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.nat.techn. Helmut Mader

Muthgasse 18

1190 Wien

Bearbeitung Bereich Beschneigungsteiche:

Julia Kraml

Universität für Bodenkultur

Muthgasse 18

1190 Wien

1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Diese Diplomarbeit befasst sich mit den Potentialen von Beschneigungsteichen im Pumpspeicherbetrieb im Bundesland Salzburg.

Folgende Punkte sind im Rahmen dieser Arbeit zu klären und folgende Ergebnisse zu liefern:

- ✖ Bestandsaufnahme und Analyse der bestehenden Beschneigungsteiche
- ✖ Erhebung des theoretisch nutzbaren Potentials
- ✖ Erstellung und Auswertung eines Klassifizierungssystems zur Filterung ausbauwürdiger Anlagen
- ✖ Ausweisung des lukrierbaren Energiespeicherpotentials aus Beschneigungsteichen im Land Salzburg und den einzelnen Bezirken
- ✖ Beurteilung der Netzanbindung zur Einspeisung ins öffentliche Stromnetz
- ✖ Allgemeine Wirtschaftliche Beurteilung der Einzel- und Gesamtanlagen
- ✖ Detailstudien (Interaktionen zwischen bestehenden Teichen)

1.3 Vorarbeiten

Die Grundlagenarbeiten zu dieser Studie wurden von den Herren Daniel Perfler und Andreas Kasper im Zuge einer fächerübergreifenden Arbeit an der Universität für Bodenkultur Wien durchgeführt.

Die Arbeit bestand aus dem Ausheben sämtlicher Bescheide zu Beschneigungsteichen in Salzburg bei den jeweils dafür zuständigen Bezirkshauptmannschaften. Die maßgebenden Daten aus diesen Bescheiden wurden in einer Datei zusammengefügt, die eine Übersicht über sämtliche Anlagen gibt. Zusätzlich wurden planliche Unterlagen so weit vorhanden digital übernommen oder abfotografiert und den entsprechenden Anlagen zugeteilt.

Im Besonderen wurde bei dieser Voruntersuchung auf Speichervolumina, Konsense und den momentan zulässigen Beschneigungszeitraum eingegangen. Weiters erstellten die Bearbeitenden zu jeder Anlage eine Kurzbeschreibung, die eine erste Übersicht zur Weiterbearbeitung liefert.

1.4 Bearbeitung

Weiterführende Bearbeitungen im Bereich Energiepotential aus Beschneigungsteichen wurden von Julia Kraml, Michael Tauber sowie Helmut Mader durchgeführt.

1.5 Vergleichbare Projekte

Eine der ersten Aufgaben war eine Grundlagenforschung zu bestehenden Pumpspeicherkraftwerken in Verbindung mit Beschneigungsanlagen. Die Recherche erfolgte vorrangig über Internet und Zeitungsarchive.

Pumpspeicherkraftwerke die mit einer Beschneigungsanlage gekoppelt sind konnten nur in Rauris, Salzburg, Österreich (siehe Kapitel 6.7) und Elm bzw. Pleus, Glarner Alpen, Schweiz ausfindig gemacht werden.

Der Netzabteilungsleiter der Anlage Elm, Herrn Hefti vermittelte einen ersten Überblick. Die dortige Anlage wurde als Pilotprojekt für Pumpspeicherkraftwerke die ins Beschneigungssystem eingebunden sind im Jahr 1994 errichtet und ist zusätzlich mit der Trinkwasserversorgung gekoppelt.

Kapitel 2

Grundlagen

2.1 Energiepolitik Europas

[17–26]

2.1.1 Versorgungssicherheit

Durch die fortschreitende Liberalisierung der europäischen Energiemärkte müssen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit beachtet und darauf reagiert werden. Nicht nur am österreichischen Strommarkt haben die Themen Versorgungssicherheit und -qualität heute mehr denn je allerhöchste Priorität. Eine tiefgehende Diskussion über das Thema Versorgungssicherheit erfordert jedoch ein allgemein gültiges Verständnis über die Definition dieses Begriffes. In der Europäischen Kommission, EU Parlament und Internationale Energieagentur (IEA) gibt es je nach Schwerpunktsetzung unterschiedliche Ansichten über die genaue Bedeutung. Die von der e-Control (österreichische Energieaufsichts- und Regulierungsbehörde) festgelegte Definition lautet wie folgt:

Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.

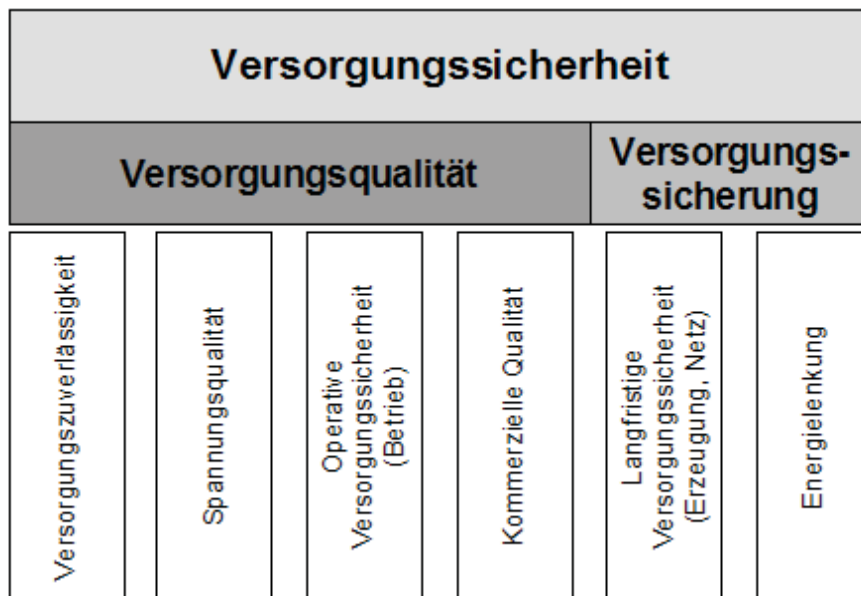


Abb. 2-1 Qualitätssicherung – Theorie und internationale Erfahrung

Die Risiken für Versorgungssicherheit und -qualität, die technischer, wirtschaftlicher, politischer und umwelttechnischer Natur sein können verdeutlicht ein kurzer Überblick:

- ✖ Technisch: schlechter Zustand bzw. fehlende Verfügbarkeit der Anlagen
- ✖ Wirtschaftlich: Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch aufgrund mangelhafter Investitionen oder unzureichenden Handelsaktivitäten
- ✖ Politisch: Primärenergielieferstaaten, Fehler im Regulierungssystem
- ✖ Umwelt: Potentielle Schäden aufgrund von Unfällen oder Umweltverschmutzung

Seit einigen Jahren befasst sich die Europäische Kommission intensiv mit dem Problem der immer knapper werdenden Energie und der Nutzung erneuerbarer Energieformen. Verschiedene Berichte untermauern, dass die Zeiten der billigen Energie nun endgültig vorüber sind. Im November 2008 wurden 54% des europäischen Energiebedarfs durch Einführen gedeckt, was eine Belastung von mehreren hundert Euro/a je EU-Bürger bedeutet. Gesicherte und effiziente Energieversorgung die uns von überteuerter eingeführter Energie unabhängig macht ist wichtiger denn je.

2.1.2 Klimaschutzziel 20-20-20

Ein richtungsweisendes Schlagwort für die Veränderungen in den nächsten Jahren ist das „20-20-20-Klimaschutzziel“.

Aufgrund von Vorschlägen der Europäischen Kommission im Januar 2007 verpflichteten sich Staats und Regierungschefs, die Emissionen um 20 % zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien sowie die Energieeffizienz um 20% zu steigern. Die Kommission betont weiters, dass für das Erreichen dieser hoch gesteckten Ziele Investitionen im Energiebereich getätigt werden sollen. Diese mögen zwar momentan hoch erscheinen, sind langfristig gesehen doch um einiges günstiger als die Nullvarianten.

Da durch das momentan bestehende europäische Netzwerk ein Ausfall bzw. Zusammenbruch des Stromnetzes in einem Land oder Gebiet fatale Folgen für die gesamte Europäische Union haben könnte, müssen Wege gefunden werden, die unter Punkt 2.1.1. erläuterte Versorgungssicherheit auf jeden Fall gewährleisten zu können. Aus diesem Grund ist eine neue, ambitionierte und langzeitige Europäische Energiepolitik dringend notwendig.

Seit geraumer Zeit fließen beträchtliche Förderungen aus dem Geldtopf der Europäischen Union in den Ausbau von Windparks und Photovoltaik.

Die Problematik der oben genannten Energieformen liegt auf der Hand. Diese Arten der Energieerzeugung können nicht an die momentan nachgefragte Leistung angepasst werden, sondern sind in ihrer Maximalleistung durch augenblickliche Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung begrenzt. Es gilt also einerseits die fehlende Leistung durch andere Energieformen zu ersetzen und andererseits die überflüssig produzierte Energie sinnvoll zu nutzen.

Momentan bieten sich dafür zwei Alternativen an. Einerseits werden Gaskraftwerke verwendet, die in unmittelbarer Nähe zu den oben genannten Anlagen errichtet werden können. Sie besitzen den großen Nachteil einer langen Anlaufzeit von rund 15 Minuten um die Volllast zu erreichen. Die zweite Variante sind Speicherkraftwerke im alpinen Bereich, die seit langem zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden und deren Anfahrtszeit bis zur Volllast nur im Minutenbereich liegt. In den vergangenen Jahren wurden vermehrt Windparks unterstützt, erweitert und

neu gebaut. Die Errichtung von neuen Speicherkraftwerken in den zum Ausgleich benötigten Dimensionen stellt sich aus geographischen, hydrologischen und besonders aus naturschutzrechtlichen Gründen als problematisch dar. Darum wird vermehrt auf Pumpspeicherkraftwerke verwiesen um die Funktionsfähigkeit des Netzes aufrechterhalten zu können.

Einer der großen Vorteile der Pumpspeicherkraftwerke an Beschneidungsteichen liegt darin, dass der wesentliche Eingriff in die Natur bereits stattgefunden hat und dass sich mit dieser Technologie neben der Beschneidung noch ein zusätzlicher Nutzen dieser Anlagen ergibt. Die Energiespeicherung und Verwertung erfolgt nahezu emissionslos und auch der Eingriff in den bestehenden ökologischen Gewässerraum ist gering.

2.1.3 Windenergie in Europa

Um besser verstehen zu können, wieso Speicherkraft zur Pufferung und zum Ausgleich von Netzschwankungen in den nächsten Jahren immer mehr Bedeutung gewinnt, wird auf den folgenden Seiten ein kurzer Überblick zur Entwicklung der Windenergie geboten.

Die EWEA (European Wind Energy Association) gibt an, die totale Leistung von Windkraftwerken von derzeit 180 GW bis zum Jahr 2020 auf 230 GW zu steigern. Diese Leistung entspricht einem Arbeitsvermögen von rund 600 TWh pro Jahr¹. Besonders deutlich kann diese Entwicklung am Beispiel Deutschland veranschaulicht werden.

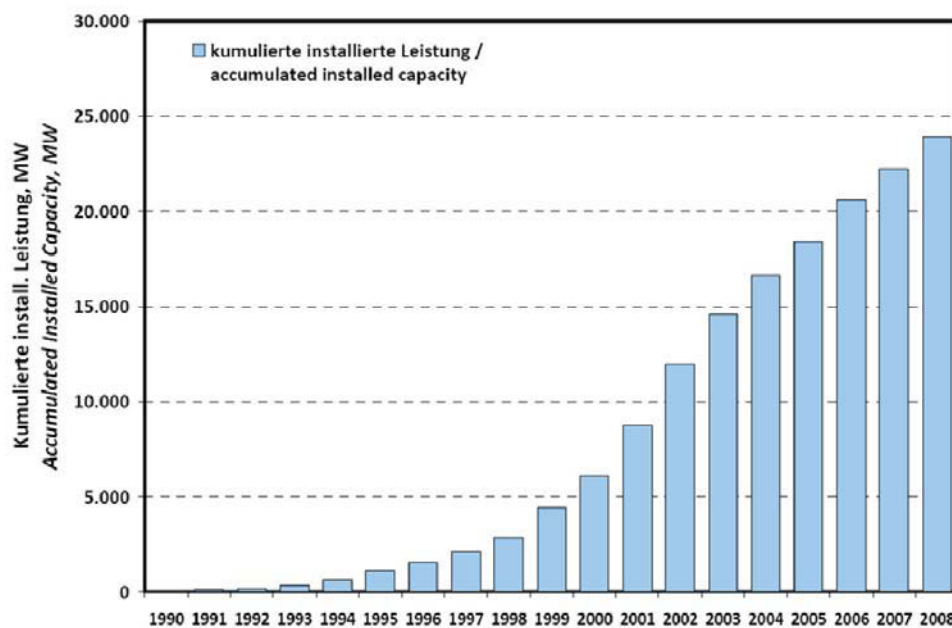


Abb. 2-2 Entwicklung kumulierter installierter Leistung Windenergie für Deutschland

Im Jahr 2008 war Windkraft mit 8.484 MW neu installierter Leistung erstmals Spitzenreiter unter den neu errichteten Kraftwerken. Allein in Österreich wurde für das Jahr 2008 eine Leistungssteigerung von rund 800 MW prognostiziert². Der Großteil der Windenergie wird in Deutschland, Spanien und Dänemark erzeugt.

¹ Daten Stand Februar 2009 inklusive Offshore Anlagen [23]

² [10]

2.2 Grundlagen Pumpspeicher

2.2.1 Ökologie

Es ist zu beachten, dass die Errichtung eines Speicherteiches bei unsachgemäßer Ausführung einen erheblichen Eingriff ins Landschaftsbild darstellt. Viele bestehende Teiche in Salzburg sind jedoch Paradebeispiele für die gute Einbindung der Anlagen in die Umgebung. Bei ihnen stellt das Speicherbecken durchaus eine Bereicherung für Natur und Mensch dar. Das lokale Ökosystem wird nachhaltig beeinflusst, Lebensräume für bestehende Pflanzen und Tiere werden verändert und neue Lebensräume geschaffen. Im Zuge der Errichtung der Pumpspeicherkraftwerke wurde angedacht, sowohl bestehende Speicher als auch neu errichtete Gegenspeicher mit ökologischen Bereichen und Rückzugsräumen auszustatten und die Teiche so in die Landschaft einzubinden, dass sie auch von der Bevölkerung als positives Element in der Natur wahrgenommen werden.

Viel diskutiert ist auch die Frage, ob Strom aus Pumpspeicherkraftwerken den Ökostromstatus erhalten soll. Hierfür ist zu klären, ob es sich um eine erneuerbare Energieform handelt. Fest steht, dass niemand mit Sicherheit sagen kann, aus welchem Energieträger der aus dem internationalen Stromnetz entnommene Strom, der zum Betreiben der Pumpen verwendet wird ursprünglich stammt. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Strom in den Schwachlastzeiten aus einem Windpark bezogen wurde ist somit gleich groß wie die Möglichkeit, dass genau dieser Strom in einem Atomreaktor oder aus fossilen Brennstoffen erzeugt wurde. Diese Frage wird deshalb auch weiterhin ein Streitpunkt bleiben.

2.2.2 Geschichte der Pumpspeicherung

[11,12]

Die Idee der hydraulischen Energiespeicherung mittels Pumpen und der ökonomischen Veredelung elektrischer Energie entstand noch vor der letzten Jahrhundertwende zeitgleich sowohl in der Schweiz als auch in Deutschland. Im Jahr 1891 wurden die ersten Anlagen in Zürich an der Limmat, Schweiz und in der Erzgrube Rosenhof im Oberharz, Deutschland verwirklicht. Als eines der bedeutendsten Pumpspeicherkraftwerke der damaligen Zeit gilt jedoch die bis heute bestehende Anlage der Versuchsanstalt Brunnenmühle der Firma Voith in Heidenheim/Württemberg, Deutschland, die unter Herrn Friedrich Voith errichtet wurde. Das am 14. November 1908 zu wasserbaulichen und maschinentechnisch



Friedrich Voith (1840-1913)

Forschungs- und Versuchszwecken in Betrieb gegangene Kraftwerk wurde mit der dort liegenden Maschinenfabrik gekoppelt. Es bestand aus 2 Pumpen und einer Pelton turbine mit der stolzen Leistung von 210 kW. Außerhalb der Arbeitszeiten in der Maschinenfabrik wurde Wasser mit Hilfe der beiden Pumpen, die durch ein Laufkraftwerk betrieben wurden in ein 100 m höher gelegenes künstliches Oberbecken gepumpt. Neben der Energieerzeugung zu Hochlastzeiten wurde das Wasser ebenso für Modelluntersuchungen von Hochdruckturbinen, Pumpen und Pumpturbinen in der Versuchsanstalt verwendet.

2.3 Grundlagen zu Beschneiungsanlagen

2.3.1 Anforderungen des Wassers für technische Beschneigung [7]

Bei der Verwendung von Wasser, das für die Beschneigung verwendet werden soll ist darauf zu achten, dass die Anforderungen an die Wasserqualität zur Schneeerzeugung eingehalten werden. Die genauen Parameter dazu findet man in der ÖNORM M 6257.

Im Besonderen wird dabei auf Grenzwerte für kolonienbildende Einheiten (KBE), Richtwerte für Nitrate, Nitrite, Chloride, Schwermetalle etc. und Überprüfung auf *Escherichia Coli*, Enterokokken, *Pseudomonas aeruginosa* und *clostridium perfringens* im freien Wasser hingewiesen. Zusammenfassend wird bei der Einhaltung dieser Richtlinie sichergestellt, dass eine gesundheitliche Gefährdung der Schigäste als auch der Schneimannschaft ausgeschlossen werden kann.

Bei sämtlichen im Rahmen der Studie betrachteten Anlagen wurde darauf geachtet, dass die Wasserentnahme zum Ausgleich etwaiger Verluste (Verlustwassermenge) möglichst aus Gewässern geplant wurde, die laut Bescheiden bereits jetzt zur Speisung der Speicher verwendet werden. Sollte dennoch ein Problem durch mikrobielle Verunreinigungen entstehen sind entsprechende Aufbereitungs- bzw. Desinfektionsanlagen vorzusehen.

Im Weiteren gelten für die Nutzung von Oberflächen und Grundwasser folgende Grundsätze:

Wasser muss in ausreichender Menge in entsprechender Qualität zur Verfügung stehen um bei Erhaltung des guten Zustandes der beanspruchten Gewässer einen ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage zu ermöglichen. Weitere Grundsätze beziehen sich auf Restwasserführung, Sicherstellung des Trinkwasserbedarfes, strikte Trennung von Trink- und Nutzwasserversorgungsanlagen bei der Verwendung von Überschusswasser aus Trinkwasserversorgungsanlagen sowie Vermeidung von Grundwasser zur Beschneigung.

Im Pumpbetrieb muss nach der einmaligen Füllung nur noch die geringe Wassermenge, die durch Evaporation und Anlagebedingte Verluste zustande kommt aus dem Vorfluter entnommen werden. In Anbetracht, dass aus demselben Gewässer große Volumina für die technische Beschneigung entnommen werden, kann damit gerechnet werden, dass sich nur durch die Verlustwasserentnahme voraussichtlich keine Verschlechterung des Gewässerzustandes einstellen wird. Die Einhaltung der Restwasserführung muss im Einzelfall bestimmt werden. Es wurde jedoch in dieser Studie auch auf Grund der geringen Entnahmemengen nicht genauer auf diesen Faktor eingegangen.

Kapitel 3

3.1.1 Technische und energiewirtschaftliche Gesichtspunkte

In der Fachliteratur³ findet man folgenden groben Überblick zu Verwendungszweck und Einsatzgebiet von Pumpspeicherkraftwerken:

- ✖ Verwertung von Überschussstrom aus dem Grundlastbereich
- ✖ Unmittelbare Deckung von Spitzenbedarf im Stromversorgungsnetz und damit Erhöhung der Betriebssicherheit im Stromverbund
- ✖ Spannungsregulierung (Phasenausgleich)
- ✖ Leitungsfrequenzhaltung

3.1.2 Anforderungen des Energieverbundes an Pumpspeicherkraftwerke

- ✖ Primärregelung (Ausgleich zwischen Energieüberschuss und Energiebedarf)
- ✖ Sekundärregelung (Frequenzhaltung)
- ✖ schnelles Abfangen extremer Leistungsschwankungen
- ✖ Überbrückung plötzlicher Kraftwerksausfälle im Verbundnetz
- ✖ Phasenausgleich- und Phasenschieberbetrieb (Phasenverschiebungen im Netz infolge von Selbstinduktion durch Abnehmeranlagen hat zur Folge, dass Strom gegenüber Spannung in der Phase zurückbleibt, was den Leistungsfaktor absenkt)

3.1.3 Vorteile von Pumpspeicherkraftwerken

- ✖ Fähigkeit, dem Netz in sehr kurzer Zeit (1-3 min) hohe Leistungen zur Verfügung stellen zu können
- ✖ Volllast während mehrerer frei gewählter Stunden möglich
- ✖ Hohe Speicherkapazitäten
- ✖ Keine zeitlich bedingten Energieverluste

3.1.4 Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken:

- ✖ Hohe Errichtungskosten
- ✖ Nachhaltige Beeinflussung der Landschaft (Speicherteiche)

3.1.5 Energiespeicherung

Eine Übersicht über die zum derzeitigen Stand der Technik möglichen Speicherungsformen von elektrischer Energie findet man z.B. in einer aktuellen Diplomarbeit (Jänner 2008) der Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (Wirtschaftlicher, energetischer und ökologischer Vergleich von Technologien zu Speicherung elektrischer Energie).

Laut oben genannter Diplomarbeit kommen auch in Zukunft für Leistungen über 100 MW und Sekundärspeicherung (Spitzenstromabdeckung) nur Pumpspeicher und CAES-Anlagen (Compressed Air Energy Storage) in Frage. CAES-Anlagen haben zum derzeitigen Stand der Technik noch wesentliche niedrigere Wirkungsgrade und beträchtlich höhere Emissionswerte als Pumpspeicher.

³ [1-5]

3.2 Kenngrößen

[2][4][5][9]

3.2.1 Speicherwirkungsgrad

$$\eta_{sp} = \frac{\text{Freigesetzte Energie beim Abarbeiten}}{\text{für Pumpen benötigte Energie}} * 100\% \quad (3.1)$$

Der Gesamtspeicherwirkungsgrad für Pumpspeicherkraftwerke liegt im Schnitt bei über 70 %.

3.2.2 Energie

Gespeicherte **potentielle Energie**

$$\overline{E_W} = \rho * g * V * h_m \quad (3.2)$$

E_W ... potentielle Energie [Nm], [J]

ρ ... Wasserdichte [kg/m³]

g ... Erdschwerebeschleunigung (9,81) [m/s²]

V ... Speichernutzvolumen [m³]

h_m ... mittlere Höhendifferenz Ober- und Unterwasser [m]

Unter Berücksichtigung der Umwandlungswirkungsgrade und des Eigenbedarfs ergibt sich die **gespeicherte elektrische Energie beim Abarbeiten**

$$W_{el} = \eta_{hydr} * \eta_{Turbine} * \eta_{Gen} * (1 - \varepsilon) * E_W \quad (3.3)$$

Für die aufzubringende **Pumpenergie** gilt

$$W_{Pump} = \frac{W_{el}}{\eta_{hydr} * \eta_{Pumpe} * \eta_{Gen}} \quad (3.4)$$

mit

W_{el}, W_{Pump} ... Energie [Nm], [J]

η_{hydr} ... hydraulischer Wirkungsgrad (90-95%) [-]

$\eta_{Turbine}$... Turbinenwirkungsgrad (80-95%) [-]

η_{Gen} ... Wirkungsgrad des Generators (94-98%) [-]

η_{Pumpe} ... Pumpenwirkungsgrad [-]

ε ... Anteil Eigenbedarf (0,5 – 2,5% der Nennleistung) [-]

3.2.4 Volllaststunden und Regelarbeitsvermögen

Die jährliche Ausnutzungsdauer wird als Anzahl der Volllaststunden je Jahr ausgegeben:

$$T_a = \frac{RAV}{P_{el}} \quad [\text{nach Mosonyi, 2003}] \quad (3.5)$$

T_a ... Ausnutzungsdauer [h]
 RAV ... Regelarbeitsvermögen [Wh]
 P_{el} ... Ausbauleistung [W]

In der Datenbearbeitung der Potentialstudie wurde aufgrund der Spitzenstromabdeckung die Ausnutzungsdauer mit vier und als Variante in acht Stunden festgelegt und daraus das Regelarbeitsvermögen errechnet.

Zur Veranschaulichung der Berechnung des Regelarbeitsvermögens je Jahr am Beispiel Speicherteich Reitlehen I (Kennnummer 17) im Bezirk St. Johann:

$$RAV[MWh] = \text{Leistung [MW]} \\
\quad * \text{Tägliche Turbinenbetriebszeit [h]} \\
\quad * \text{Betriebstage im Betrachtungszeitraum}$$

$$RAV(\text{je Jahr}) = 7,318[MW] * 4[h] * 335[d] = 9806[MWh]$$

Die prozentuelle Ausnutzungsdauer ist bei der Berechnung von Pumpspeicherkraftwerken nicht zielführend und kann deshalb vernachlässigt werden. Sie beläuft sich bei oben genannten Gegebenheiten auf rund 15 %.

3.3 Wirtschaftlichkeit

[1][9][13]

Als Basis gelten die Verläufe der Strompreis-Stundenmittel der europäischen Strombörse. Die Preise wurden der Datenbank der European Energy Exchange entnommen und weiterbearbeitet. Detaillierte Erläuterungen dazu finden sich im Kapitel 5.7.1. Das Ergebnis stellt, wie auch in Grafik 3-2 gut ersichtlich, die zahlenmäßige Gewinnspanne zwischen Base (niedrigste Energiepreise) und Peak (Energiepreisspitzen) dar.

Als erste Grundbedingung gilt daher für die Wirtschaftlichkeit aufgrund Preisdifferenz von Schwachlast und Spitzenlast

$$p_{Base} \leq p_{Peak} * \eta_{ges} \quad (3.6)$$

p_{Base} ... Energiepreis je kWh zur Schwachlastzeit
 p_{Peak} ... Energiepreis je kWh zur Spitzenlastzeit
 η_{ges} ... Gesamtwirkungsgrad

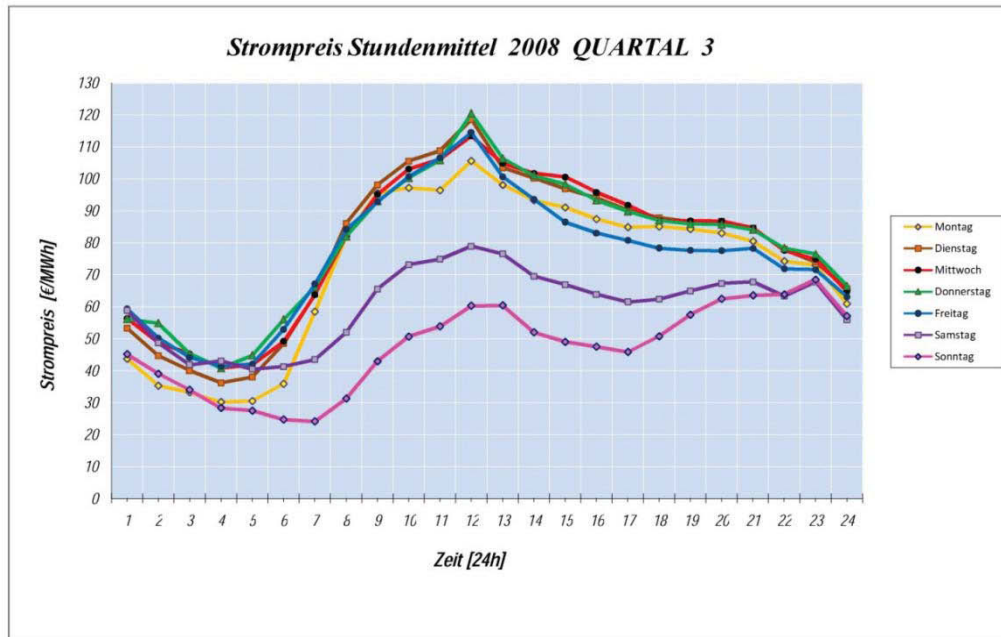


Abb. 3-2 Wochentagsbezogene Stundenmittel, 3. Quartal, 2008

Als weitere Bedingung sind Investitionskosten und laufende Betriebs- sowie Wartungskosten zu berücksichtigen. Dies geschieht, indem man den Preis zu Spitzenlastzeiten als Wert annimmt, der diese Kosten abdeckt und über Formel (3.7) den maximal sinnvollen Strompreis zur Zeit des Pumpbetriebes erhält.

Jährliche Gesamtkosten

$$K_{G,a} \leq K_{I,a} + K_{F,a} + K_{P,a} + K_{V,a} \quad (3.7)$$

$K_{I,a}$... auf jährliche Rate (Annuität) umgerechnete Investitionskosten (Fixkosten)

$K_{F,a}$... jährliche Fixkosten (unabhängig von tatsächlich erzeugter Energie)

$K_{P,a}$... jährliche Kosten für Pumpstrom (variabel)

$K_{V,a}$... jährliche Kosten für Personal und Betriebsmittel (variabel)

Als Richtwert für die Investitionskosten findet man in Sekundärliteratur Bereiche von:

1000 – 1800	€/kW	nach Bamberger	[2006]
800 – 2400	€/kW	nach Bolund	[2006]
870 – 915	€/kW	nach DOE Studie	[2003]

Für die Kraftwerke in Verbindung mit Beschneidungsteichen liegen die Kosten eher im oberen Bereich dieser Richtwerte. Sie reichen von knapp 900 bis über 3000 Euro bei einem Mittelwert um 1600 Euro/kW.

3.4 Konstruktive Details (Anlageteile)

3.4.1 Ausführung Becken

[6]

Sämtliche Speicher sind als Erdbecken geplant. Als Abdichtung ist eine PE-HD Folie vorgesehen, welche mit einer Kiesschüttung bedeckt wird.

Die wasserseitigen Böschungen werden mit der Neigung 1:2, die luftseitigen Einschnittsböschungen 2:3 und die luftseitigen Dammböschungen 1:2 ausgeführt.

Die wasserseitige Böschung ist im oberen Bereich zu begrünen. Um den Teich ist eine entsprechende Bepflanzung vorzunehmen, wobei darauf zu achten ist, dass Bäume und Buschwerk nicht zu nahe an den Teich gepflanzt werden um einerseits Schäden der Folie durch Durchwurzelung und andererseits einen übermäßigen Eintrag von Blättern und Astwerk in das Wasser zu verhindern.

Eine Abdichtung gegen den Untergrund erfolgt durch Folienbahnen. Es ist auf die Ausführung mit ausreichend flacher Böschungsneigung zu achten, da sonst die Gefahr eines Böschungsbruches besteht (Lastfall rasches absinken des Wasserspiegels). Durch die im Pumpspeicherbetrieb schnell absinkenden Wasserspiegel besteht durch die sehr rasche wasserseitige Entlastung der oberen Bodenschichten ein Ungleichgewicht zu den unteren Schichten. Während das Material im oberen Bereich entlastet wird und gleichzeitig die Auftriebseigenschaft verliert (schwerer wird) befindet sich im unteren Bereich die noch wassergesättigte, also unter Auftrieb stehende und somit leichtere Bodenschicht des Dammes. Als Folge bricht Dammmaterial aus. Der Bruch entsteht vorrangig bei nicht abgedichteten Böschungen, kann jedoch auch unter Foliendichtungen auftreten. Diesem Versagen kann mit qualitativ hochwertiger Abdichtung gegenüber dem Untergrund entgegengewirkt werden. Zusätzlich zu der guten Abdichtung sollten bei der Neuerrichtung und der Sanierung bestehender Teiche möglichst flachen wasserseitigen Dammneigungen der Vorzug gegeben werden. Als Richtwert gilt eine Neigung flacher 1:2.

Für die Beschneigungsteiche wurde festgelegt das sämtliche neu zu errichtenden Speicher vollständig Folienabgedichtet und mit einer Dammneigung 1:3 auszuführen sind. Für luftseitige Böschungen, wenn vorhanden, gilt eine Neigung von 2:3 für Einschnitte und 1:2 für Dämme als ausreichend. Aus den Daten der erhobenen Bescheide geht hervor, dass besonders ältere Teiche steilere Neigungen aufweisen. Aufgrund der uneinheitlichen und sehr lückenhaften Datenbasis über tatsächliche Neigungen, Abdichtungen sowie Untergrundmaterial und dessen Bearbeitung (z.B. Verdichtung) wurde die Problemstellung eines Bruches nicht weiter bearbeitet.

Es sollte jedoch nicht übersehen werden, bei der detaillierten Weiterbearbeitung die oben genannten fehlenden Kenngrößen zu ermitteln und die Dammstandsicherheit auf Bruch nachzuweisen.

3.4.2 Ausführung Einlaufschacht

[1][3]

Im oberen Becken ist der Einlaufschacht in die Druckrohrleitung zumindest mit einem vorgeschalteten Rechen und einem Schieber (Verschluss) zu versehen. Baulich ist der Schacht auf Beton zu fundieren.

Schwimmstoffe und andere grobe Verunreinigungen wie Tiere oder unbeabsichtigt in den Speicher gelangte grobe Sedimente werden von dem vor dem Einlauf angeordneten Rechen mit ca. 40mm lichtem Abstand⁴ zwischen den Rechenstäben

⁴ Erfahrungswerte laut „VAM GmbH & Co KG Anlagentechnik und Montagen

von der Kraftwerksleitung fern gehalten. Da im Pumpspeicherbetrieb ein geschlossener Wasserkreislauf besteht und somit keine wie bei Laufkraftwerken bekannte Abnutzung durch Sedimenttransport zu erwarten ist, kann im Allgemeinen angenommen werden, dass diese grobe Rechenanlage ausreichend ist.

3.4.3 Rohrleitungssysteme

[1][3]

3.4.3.1 Geschlossenes Rohrleitungssystem

Die einzelnen Druckrohrschlüsse sind sowohl miteinander als auch mit den hangaufwärts und hangabwärts angeschlossenen Bauwerken starr verbunden. Achsenparallele Kräfte werden kraftschlüssig über die gesamte Leitung bis zu den einzelnen Festpunkten übertragen. Da keine Längsbewegungen zustande kommen können treten erhebliche Längsspannungen auf. Deshalb ist darauf zu achten, dass Temperaturschwankungen möglichst gering gehalten werden was durch verdeckte bzw. überdeckte Verlegung erreicht werden kann. Dieses System findet man bei der Verwendung von Stahlrohren. Sie sind qualitativ hochwertig und bis in sehr große Druckhöhen und Dimensionen einsetzbar. Preislich sind diese Rohre in Standarddimensionen besonders den Schwankungen des Stahlpreises unterworfen.

3.4.3.2 Aufgelöstes Rohrleitungssystem

Bei aufgelösten Rohrleitungssystemen werden zwischen allen Rohrschlüssen Dilatationsverbände eingebaut. Es treten praktisch keine Längsspannungen auf, da die Längsdehnungen zwischen den Rohrschlüssen nicht behindert werden. Bei Muffenverbindungen kann im Allgemeinen von einem aufgelösten Leitungssystem ausgegangen werden. Dieses System findet man bei der Verwendung von Stahlgussrohren. Diese sind zwar beträchtlich kostengünstiger als Stahlrohre, können jedoch zum derzeitigen Stand der Technik nur bis Druckstufen knapp über 50 bar eingesetzt werden.

Obwohl knapp 20 Prozent der im Rahmen dieser Studie genauer bearbeiteten Anlagen diese Grenze nicht erreichen, wurden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung keine Gussrohre verwendet. Bei der Planung zur Realisierung dieser Kraftwerke ist somit durchaus eine Kostenreduktion durch die Verwendung von Stahlgussrohren möglich.

3.5 Materialien

Speicherbecken	Nach Aushub und Herstellung der Profilform kann der Aufbau nach folgendem Beispiel erfolgen:
AUFBAU (unten nach oben)	- Abgewalztes Urgelände - Geotextil - Flächenfilter – Kies 16/32 (~10cm als Feinplanie) - Geotextil - PE-Folie (2mm) - Geotextil - Rundkies Im zu begrünendem Randbereich folgt auf die letzte Geotextilbahn: - Humusschicht (~15cm) - Kokosgewebe

Druckrohrleitung	Die Rohre sind bis zu einem Nenndurchmesser von 1620 mm als (vergrabene) Stahlrohre ausgeführt Bei Anlagen, die größere Querschnitte erfordern sind Stollen mit 2800 bzw. 3200 mm Durchmesser vorgesehen.
Krafthaus	Das Krafthaus ist äußerlich in Form und Farbe an die umliegende Landschaft anzupassen. Eine ausreichende Schalldämmung ist gegebenenfalls vorzusehen.

3.6 Pumpturbine (Pumpe und Turbine)

[1][3][11][12]

Durch Pumpspeicherkraftwerke kann keine „neue“ Energie erzeugt werden. Bei Pumpturbinen verliert man rund ein viertel der eingebrachten Energie durch Verluste in Transformator, Motor bzw. Generator, Pumpe und Rohrleitung. Je nach Anlage kann man von einem Wirkungsgrad zwischen 70 und 75% ausgehen.

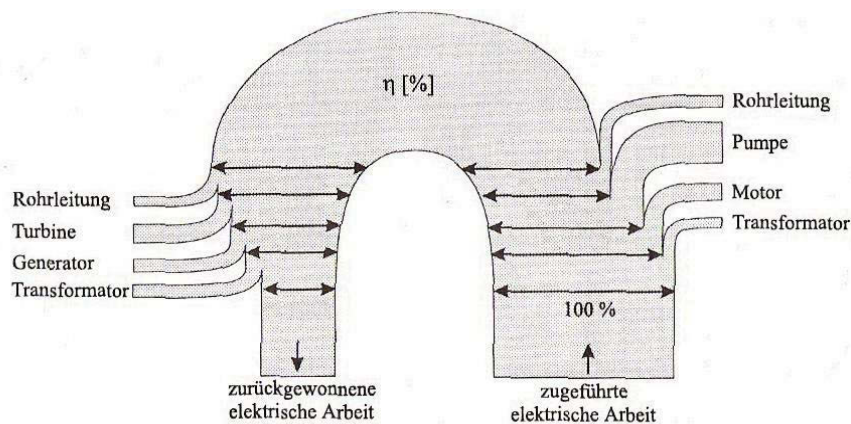


Abb. 3-3 Schema Verluste und Wirkungsgrade einer Pumpspeicheranlage

Voith Siemens Hydro Power baute bereits 1937 die erste große Pumpturbine. Seither sind alleine von diesem Hersteller über 200 Pumpturbinen in Betrieb gegangen, deren Leistungsbereiche von 10 bis 800 MW je Maschinensatz reichen. Förderhöhen von bis zu 800 m sind zum derzeitigen Stand der Technik bewältigbar.

Bei einigen der untersuchten Anlagen können Höhen von deutlich über 1000 m energetisch genutzt werden. Aus diesem Grund kann nicht allgemein vom Einbau einer Pumpturbine ausgegangen werden. Alternativ werden Pumpe und Turbine als eigenständige Anlagenteile eingebaut und betrieben.

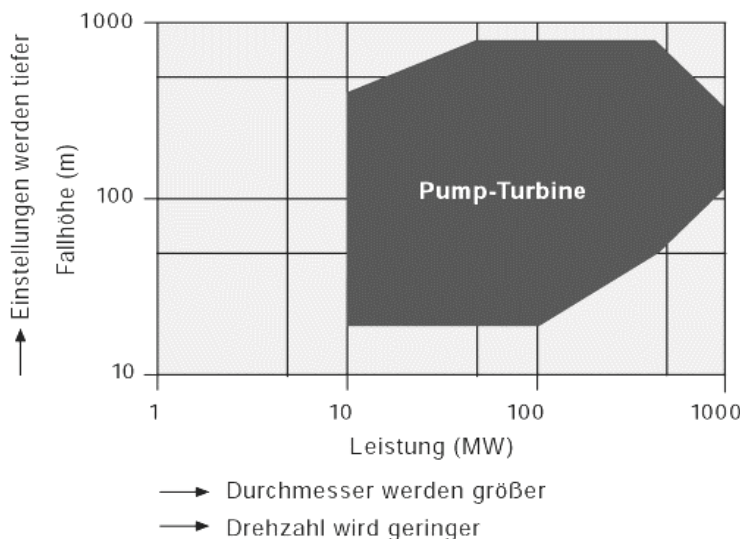


Abb. 3-4
Anwendungsdiagramm
Pumpturbinen - Voith
Siemens Hydro;

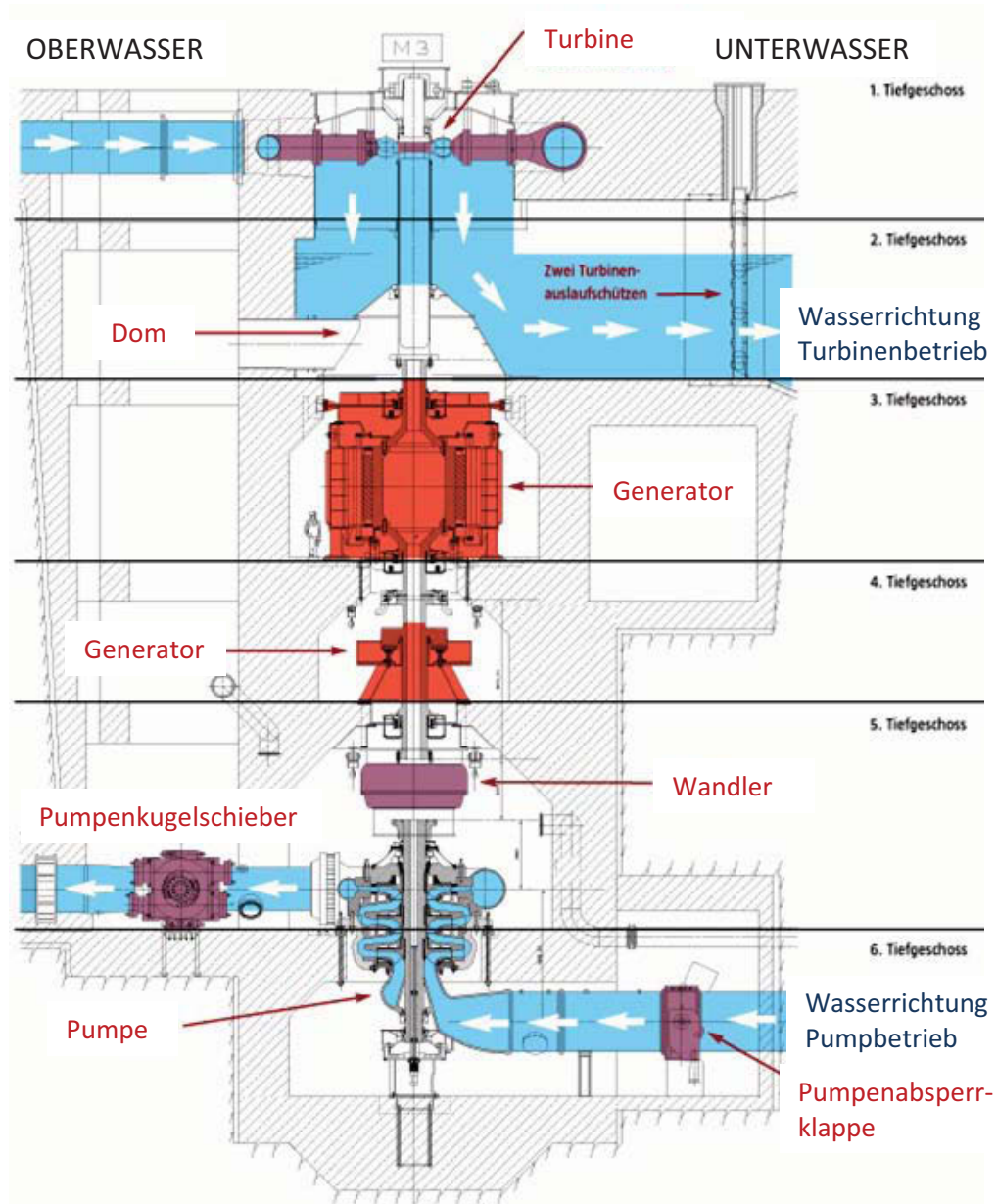


Abb. 3-5 Pumpturbine - Voith Siemens Hydro

Die in Abbildung 3-5 dargestellte Pumpturbine übersteigt die Dimensionen einer Anlage in Verbindung mit Beschneidungsteichen bei weitem, verdeutlicht jedoch gut die betriebliche Funktionsweise.

3.7 Turbine

Bei Anlagen mit kleinem Volumenstrom ($< 20 \text{ m}^3/\text{s}$) und großen Fallhöhen ($> 100 \text{ m}$) kommen vorrangig Pelton-turbinen (Freistrahlturbinen) zum Einsatz. Das Laufrad wird radial durch eine oder mehrere Düsen angeströmt. Es besteht keine ständige kraftschlüssige Verbindung zwischen Ober- und Unterwasser.

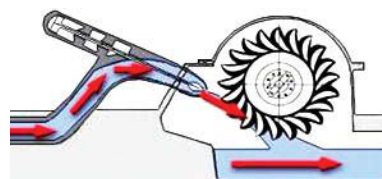


Abb. 3-6 Pelton-turbine Schema

3.8 Pumpe

[4][5]

3.8.1 Pumpenbemessung

Eingangsparameter bei der Pumpenbemessung sind notwendige (manometrische) Förderhöhe H [m] sowie der zu erbringende Förderstrom Q [m³/s].

3.8.1.1 Förderhöhe H

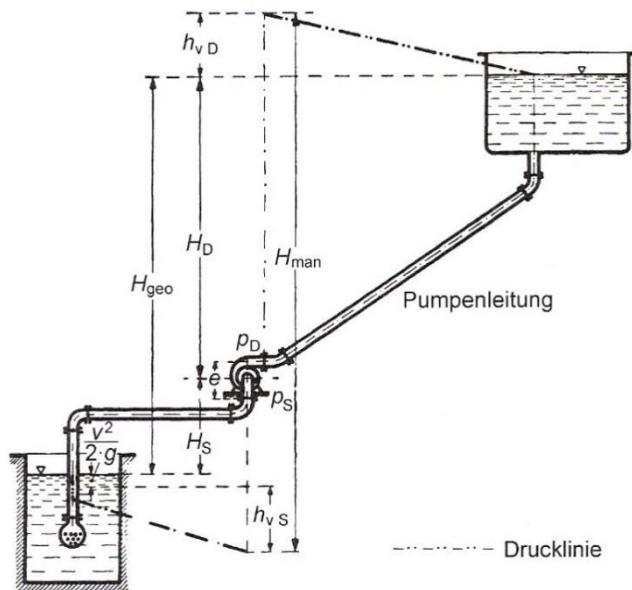


Abb. 3-7
Allgemeine Erläuterungen zu
Begriffen der Förderhöhen

H_{man}	Förderhöhe [m]
H_{geo}	geodätische Förderhöhe [m]
h_{vD}	Verlusthöhe Druckleitung [m]
H_D	manometrische Druckhöhe [m]
H_S	geodätische Saughöhe [m]
h_{vS}	Verlusthöhe Saugleitung [m]

Um sicherzustellen, dass im Bereich der Pumpe keine Kavitation⁵ auftritt, ist ein über dem Sättigungsdampfdruck des Wassers liegender Mindestdruck am Laufradeintrittspunkt der Pumpe notwendig. Diese erforderliche Mindestdruckhöhe wird auch als NPSH-Wert (Net Positive Suction Head) bezeichnet. Er ergibt sich aus der Summe von absoluter Druckhöhe, mittlerer Geschwindigkeitshöhe, geodätischem Höhenunterschied zwischen Mittelpunkt Eintrittsquerschnitt und Laufradeintrittspunkt abzüglich der temperaturabhängigen Sättigungsdampfdruckhöhe des Mediums. Im Allgemeinen nimmt der NPSH-Wert der Pumpe mit der Fördermenge zu. Aufgrund dieses NPSH-Wertes wird die Pumpe einige Meter unterhalb des minimalen Unterwasserspiegels angesetzt.

⁵ Siehe Glossar

Abb. 3-8 veranschaulicht die zur weiteren Berechnung tatsächlich erforderlichen Förderhöhe H , bei der im Fall der Pumpenanordnung unterhalb des Absenkzieles des Unterspeichers zusätzlich Zulaufhöhe und Zulaufdruck berücksichtigt werden müssen.

H	Förderhöhe
H_{geo}	geodätische Förderhöhe
H_{zgeo}	geodätische Zulaufhöhe
h_{vd}	Verlusthöhe Druckleitung
H_{Vz}	Verlusthöhe Zulaufleitung
H_{z}	Zulaufdruck

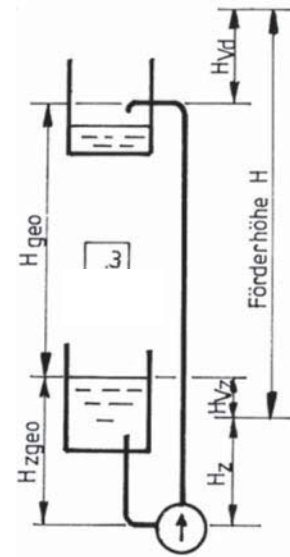


Abb. 3-8 Pumpenanordnung nach Ostermann (1991)

Da es für die Potentialstudie wenig sinnvoll und deshalb nicht vorgesehen ist, exakte Höhenlagen von Pumpe und Gegenspeicher festzulegen wird in den Berechnungen die geodätische Zulaufhöhe, die Verlusthöhe der Zulaufleitung und der Zulaufdruck vernachlässigt. Die Verlusthöhe der Druckleitung wird berechnet und fließt so auch in Leistungsberechnung und Rohrdimensionierung ein.

3.8.1.2 Leistungsbedarf

$$P_{\text{erf}} = \frac{\rho * g * Q * H}{\eta_{\text{Pumpe}}} \quad (3.8)$$

P_{erf}	... tatsächlich erforderlicher Leistungsbedarf [W]
ρ	... Dichte des Fördermediums [kg/m³]
g	... 9,81 [m/s²]
Q	... Förderstrom [m³/s]
H	... Förderhöhe [m]
η_{Pumpe}	... Pumpenwirkungsgrad []

Der Pumpenwirkungsgrad ist weder konstant noch proportional zur Fördermenge. Darum werden vom Hersteller individuell entweder Pumpenwirkungsgrad oder erforderlicher Leistungsbedarf als Kennlinie im Pumpendiagramm extra angegeben.

Kapitel 4

Anbindung ans Stromnetz

Allgemeine Grundlagen zum österreichischen Stromnetz

4.1 Netzebenen

[14][15]

Netzebene1	Höchstspannungsebene (380 kV, 220 kV) einschließlich 380/220kV-Umspannung	Übertragungs- netz
Netzebene2	Umspannung von Höchst zu Mittelspannung	
Netzebene3	Hochspannung (110 kV, 60 kV), Netz	Verteilungs- netz
Netzebene4	Umspannung von Hoch zu Mittelspannung (110/20kV oder 60/20kV) 20kV im Umspannwerk	
Netzebene5	Mittelspannung (20kV), Netz	
Netzebene6	Umspannung von Mittel zu Niederspannung (20/<1kV) <1kV in der Transformatorstation	
Netzebene7	Niederspannung (unter 1kV), Netz	

4.2 Einspeisungsmöglichkeiten

[14-16]

Im Allgemeinen ist zu sagen, dass die Regel gilt, je höher die Spannungsebene (Netzebene 1 = Höchste), umso geringer die Transportverluste im Stromnetz. Für das Einspeisen der Energie der in dieser Studie bearbeiteten Pumpspeicherkraftwerke in Hochspannungsebenen (Netzebene 1-3(4)) wird jedoch ein Umspannwerk benötigt. Das ist aufgrund des hohen Errichtungsaufwandes von neuen Umspannwerken und dem Fakt, dass es nur wenige Umspannwerke im Land Salzburg gibt, die nahe der Schigebiete liegen mit einem erheblichen Aufwand und unwirtschaftlich hohen Kosten verbunden.

Üblicherweise wird Energie aus Kraftwerken in der Größenordnung ähnlich der in dieser Studie behandelten Anlagen im Raum Salzburg in das Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5 (30KV)) eingespeist. Diese Annahme wurde durch Gespräche mit Voith Siemens Hydro sowie der Salzburg AG bestätigt.

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde deshalb die Entfernung vom Kraftwerk zur nächstgelegenen Mittelspannungsleitung verwendet. Die Entfernung zur nächstgelegenen Hochspannungsleitung sowie etwaige Anmerkungen wie ein nahe gelegenes Umspannwerk wurden in den Datenblättern zusätzlich vermerkt.

4.2.1 Problem durch Netzüberlastung

[14-16]

Bei der Einspeisung ins Mittelspannungsnetz ist mit größeren Verlusten beim Transport zu rechnen. Hinzu kommt, dass einige Mittelspannungsleitungen in Salzburgs Tälern aufgrund der fluktuierenden Kleinwasserkraftwirtschaft bereits jetzt überlastet sind, beziehungsweise an der Grenze ihrer Kapazität stehen und keine weitere Leistung mehr aufnehmen können. In diesen Fällen muss für ein neu errichtetes Kraftwerk zumindest eine parallele Mittelspannungsleitung bis zu dem Bereich besser ausgebauter Leitungsnetze (z.B. Netzverteiler) beziehungsweise einem Stromabnehmer verlegt werden.

Diese zusätzlichen Entfernungen wurden in der Studie nicht berücksichtigt.

4.3 Ringschluss und Netzausbau Salzburg

[14-16]

Grundbedingung um die Versorgungssicherheit im Land Salzburg auch weiterhin gewährleisten zu können, ist ein gut ausgebautes, funktionstüchtiges Stromnetz. Die VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG) ist seit Jahren sehr darum bemüht, den österreichischen Ringschluss der 380 kV Leitung zu erwirken. Bereits in der Untersteiermark stießen die Netzbetreiber auf erheblichen Widerstand von Seiten der Bevölkerung. Auch in Salzburg fehlen einige Kilometer der Hochspannungsleitung, die nötig ist, um die Versorgungssicherheit in gesamt Österreich sicherzustellen. Grund für die Notwendigkeit eines Ringschlusses ist die ungleiche Aufteilung der Energieerzeugungseinrichtungen im gesamten Land. Zum Einen liefern die Windparks im östlichen Niederösterreich und Burgenland viel Energie, die bei Windstille schlagartig wegfällt und innerhalb kürzester Zeit durch anderwärtige Energieformen ersetzt werden muss. Im Gegensatz dazu stehen die immensen Kapazitäten durch Speicherkraftwerke in Salzburg und Tirol, die eine optimale Ergänzung zur Windenergie darstellen. Das Problem liegt nun darin, dass die bestehenden Leitungsnetze, die Ost- und Westösterreich miteinander verbinden bereits jetzt überlastet sind. Im Gespräch mit Fachleuten stellte sich heraus, dass ein Zusammenbruch des Netzes jederzeit möglich ist und somit eine kritische Situation darstellt.

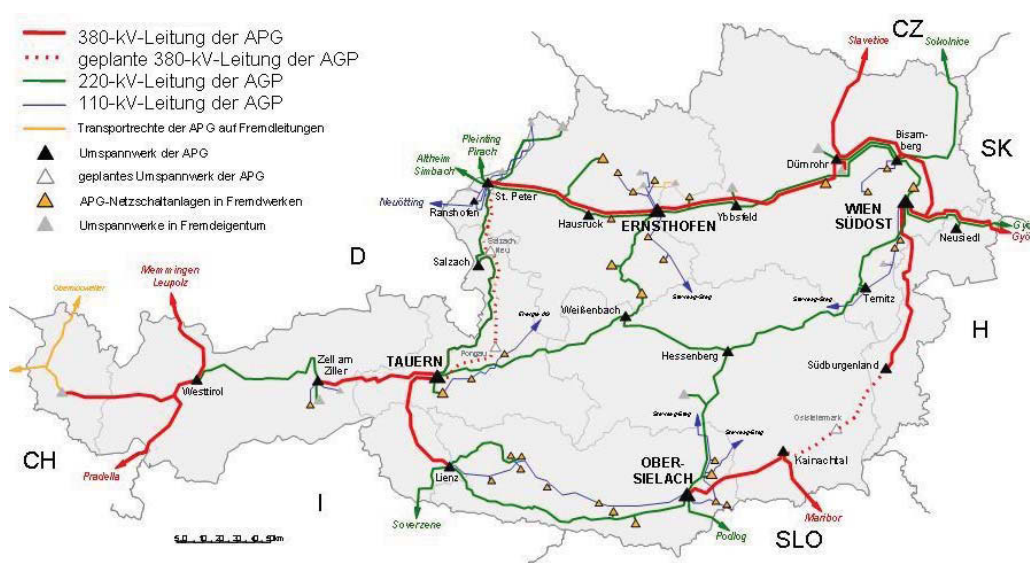


Abb. 4-1 Hochspannungsnetz APG (Austrian Power Grid) in Österreich; Quelle (15)

4.4 Kosten

Für die weiterführende Berechnung zur Errichtung neuer Leitungsnetze wurden folgende überschlägige Preise verwendet, die nach Rücksprache mit Vertretern der VA-Tech Hydro sowie Herrn Prof. Mader festgelegt wurden:

Neuerrichtung Hochspannungsleitung	700	[(€/lkm)]
Neuerrichtung Mittelspannungsleitung	300	[(€/lkm)]

Für die zusätzlich zu errichtende Schaltanlage wurde ein Pauschalpreis von 350.000€ angesetzt. Für jeden zusätzlichen Maschinensatz sind diese Kosten entsprechend zu erhöhen.

4.5 Österreich und der Europäische Strommarkt [23][28][29]

Der Präsident der European Wind Energy Association (EWEA), Arthouros Zervos erklärte bei der 2009 statt gefundenen European Wind Energy Konferenz⁶ (EWEC) „Wenn die EU ihre Pläne zur CO2 Reduktion, dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie deren Verbesserung und Sicherstellung der Versorgung gewährleisten und sich zusätzlich wettbewerbsfähig im europäischen Markt halten will, müssen wir das Hochspannungsnetz ausbauen und die Art der Betreibung optimieren.“

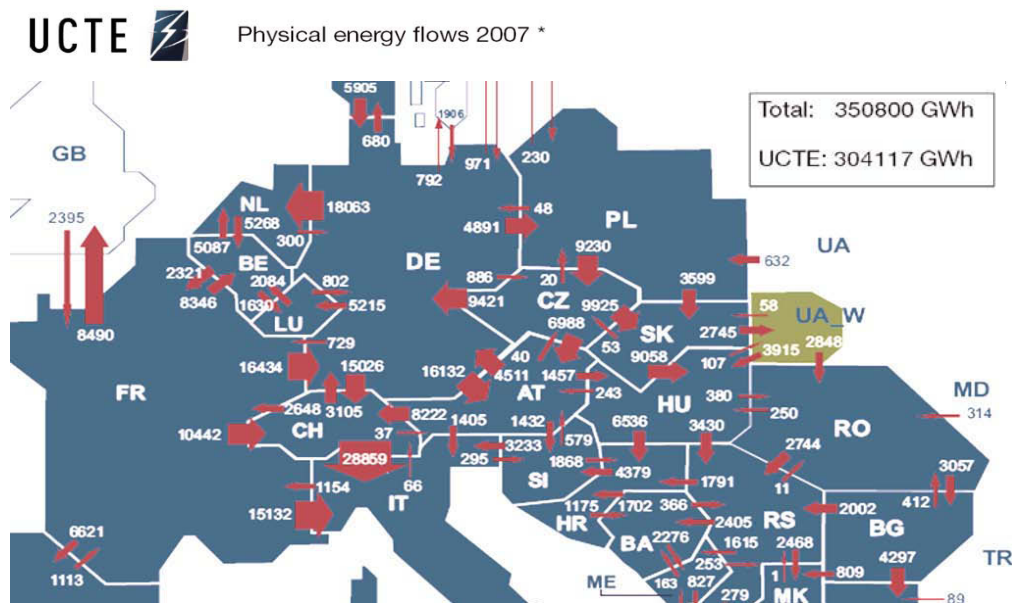


Abb. 4-1 Internationaler Energiefluss der UCTE 2007; Quelle (24)

⁶ Frei übersetzt aus www.enertypportal.eu / Bericht vom 24.März 2009 [25]

Die Grafik 4-1 aus der Datenbank der UCTE⁷ (Union for Coordination of Transmission of Electricity) soll verdeutlichen, dass auch Österreich regen Handel am Europäischen Strommarkt betreibt. Daher sollten Erhaltung und Verbesserung des österreichischen Netzes für die gesamte Europäische Union von Bedeutung sein und auf Grund von Projekten wie Pumpspeicherkraftwerken, die einen Nutzen im Sinne der Versorgungssicherheit nicht nur für Österreich sondern auch für die umliegenden Länder darstellen, auf europäischer Ebene gefördert werden.

⁷ Die Daten beziehen sich ausschließlich auf das Netz der UCTE und geben somit keine exakten Angaben über den gesamten internationalen Stromfluss.

Kapitel 5

Potentialstudie

Vorweg ist klarzustellen, dass bei der Energie aus Pumpspeicherkraftwerken keine neue Energie erzeugt wird. Es handelt sich um eine Energiespeicherung, die diese mit rund 25% Verlust zeitverzögert vorrangig als Spitzenlaststrom wieder ins Netz abgibt und somit eine wertvolle stille Energiereserve darstellt. Genauere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 3.

Im gesamten Raum Salzburg stehen den Liftbetreibern derzeit 102 Speicherteiche zur Verfügung, deren Wasser in den Wintermonaten zur Schneeerzeugung verwendet wird. Die Teiche fassen ein Gesamtvolumen von über 3.660.000 m³. Da die Teiche nur rund 3 Monate im Jahr in Verwendung sind und die restlichen neun Monate keinen wirtschaftlichen Nutzen darstellen, liegt die Überlegung nahe, einen zusätzlichen Verwendungszweck für sie zu finden.

Die Idee der energetischen Nutzung im Pumpspeicherbetrieb ist zwar in diesem Sinne keine neue Erfindung, wurde jedoch in der Vergangenheit als nicht Wirtschaftlich angesehen. Bedenkt man die momentane Situation am europäischen Strommarkt, auf die im Kapitel 2.1 genauer eingegangen wird, überwiegt der volkswirtschaftliche Nutzen dieser Anlagen. Weiters darf nicht außer Acht gelassen werden, dass die Errichtung jedes einzelnen Kraftwerkes die heimische Wirtschaft beträchtlich ankurbelt und Arbeitsplätze sichert.

Die Studie soll einen groben Überblick über tatsächliche Potentiale sowie ausbauwürdige Kraftwerksanlagen geben. Die Standorte für Kraftwerk und Gegenspeicher wurden überschlägig aufgrund topographischer Gegebenheiten angenommen. Die Ergebnisse unterliegen aufgrund dieser lagetechnischen Ungenauigkeit einem gewissen Schwankungsbereich und sind als Richtwerte anzusehen.

5.1 Datengrundlage

Als Datengrundlage dienten sämtliche Bescheide sowie Pläne der bestehenden Beschneidungsteiche in Salzburg. Die Daten wurden in einer Vorarbeit auf den jeweils zuständigen Bezirkshauptmannschaften ausgehoben und maßgebende Daten zur Weiterbearbeitung Digital erfasst (Siehe Kapitel 1.3)

Bezirk	Anzahl der bestehenden Teiche	Summe Gesamtvolumen [m³]	Summe Nutzvolumen ⁸ [m³]
Salzburg Umgebung	1	250	215
Hallein	7	157.750	128.998
St. Johann im Pongau	44	1.283.715	1.028.262
Zell am See	37	1.759.542	1.382.708
Tamsweg	13	458.000	361.159
Summe	102	3.661.257	2.901.342

Abb. 5-1 Übersicht Bestand Beschneigungsteiche im Land Salzburg

Nachfolgende Grafik gibt einen Überblick über die Entwicklung der Speicherteiche in den letzten 25 Jahren. Das Datum des ersten Bescheides ist als Jahr der Fertigstellung zu interpretieren. Der letzte Bescheid kennzeichnet jene Anlagen, die nachträglich einer baulichen Änderung unterzogen wurden. Es ist deutlich zu sehen dass in den letzten Jahren vorrangig Umbauten und Erweiterungen bestehender Anlagen vorherrschen.

Beschneigungsteiche 1984-2010

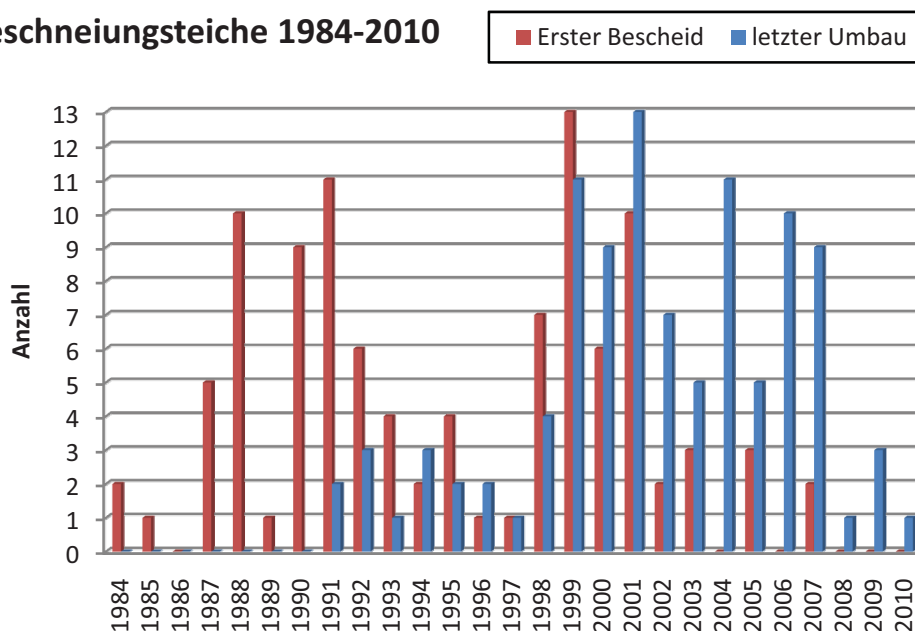


Abb. 5-2 Entwicklung der Beschneigungsteiche im Land Salzburg

5.2 Geografische Datenaufbereitung

5.2.1 Koordinative Bestimmung

Da die geographischen und topographischen Gegebenheiten mit zu den wichtigsten Kriterien zur Wahl des Kraftwerkstandortes zählen wurde vorweg jeder der einzelnen Schneiteiche mit Hilfe des online Geoinformationssystem des Landes Salzburg (SAGIS) bestimmt. Die Speicher wurden mittels Katastralgemeinden und Grundstücksnummern ausfindig gemacht, Höhenlagen kontrolliert und die Standorte koordinativ im Bundesmeldenetzkoordinatensystem bestimmt. Da eine direkte Verlinkung zu den Kartenausschnitten in SAGIS nicht möglich ist können die

⁸ Gesamtvolumen abzüglich Restwassermenge und Zusatzinhalt für Beschneigung

Anlagen so mit Hilfe dieser Koordinaten relativ leicht gefunden werden. Bei der Anwendung von SAGIS ist weiters darauf zu achten, dass bei dem Einstieg über die Homepage des Landes Salzburg⁹ (www.salzburg.gv.at) momentan die Darstellung des Stromleitungsnetzes nicht möglich ist. Um diesen hoffentlich nicht dauerhaften Missstand zu überbrücken empfiehlt es sich, über das online Wasserbuch¹⁰ (WIS) des Landes Salzburg ins GIS einzusteigen. Im Wasserbuch sind einige Quellen mit einem Link zu den Kartenwerken ausgestattet (z.B.: http://service.salzburg.gv.at/imap2/sbgwisstart.jsp?layer_id=661&wis_id=A1778608R157). Über dieses Fenster erhält man einen Zugriff auf die Auswahlmöglichkeit der Leitungen (Nieder- Mittel- und Hochspannungsleitungen).

Zur besseren Übersicht wurden folgende Themenbereiche aktiviert:

Hintergrund

- Satellitenbild / Orthofotos 2002/03 färbig
- Höhenlinien

Grenzen

- Landesgrenzen

Leitungen

- Hochspannungsleitungen (Salzburg AG)
- Mittelspannungsleitungen (Salzburg AG)
- 110 kV (Verbund)
- 220 kV (Verbund)
- 380 kV (Verbund)
- Leitung Kabel 30 kV (Energie AG)
- Leitung Kabel 60 kV (Energie AG)
- Leitungsnetz der ÖBB – 110 kV
- Umspannwerke APG (Verbund)

Wasser

- Schneispeicher
- Gewässernetz (Route)

Im Zuge dieser Arbeit wurden die aus den Bescheiden entnommenen Datensätze anhand der Karte auf Plausibilität überprüft. Um eine zusätzliche Kontrolle der Daten zu erhalten, wurden sämtliche Eigentümer der Schneeteiche kontaktiert und um aktuelle Daten von Wasserverbrauch, Anzahl der Beschneigungsteiche und deren Fassungsvermögen gebeten. Die dadurch leider nur sehr spärlich erhaltenen Informationen galten zur allgemeinen Kontrolle der Daten aus den Bescheiden und stimmten größtenteils überein.

5.2.2 Standortwahl für Kraftwerk und Gegenspeicher

Bei der Wahl des Standortes galt es möglichst große Höhendifferenzen bei möglichst geringer Horizontalentfernung und somit einen möglichst kurzen Triebwasserweg zu erreichen. Ein weiteres Augenmerk galt den topographischen Gegebenheiten, wobei hier durch zu steiles Gelände oder vorhandene Infrastrukturen oftmals die Errichtung eines Speichers mit ausreichendem Volumen nicht möglich schien und so nähere Standorte mit geringerer Höhendifferenz oder weiter entfernte Standorte und

⁹ www.salzburg.gv.at/landkarten.htm

¹⁰ <https://service.salzburg.gv.at/wisonline/>

somit längere Leitungen in hohen Druckstufen in Kauf genommen werden mussten. Es wurde darauf geachtet, die Entfernung vom Kraftwerk zum bestehenden Stromnetz so kurz wie möglich zu halten und den Gegenspeicher nahe an einem zur Deckung von Verlustwassermengen potenten Gewässer zu positionieren.

Zur Veranschaulichung bestehen für jede Anlage meist mehrere nicht maßstabsgetreue Übersichtspläne von Speicher und möglichem Kraftwerks- bzw. Gegenspeicherstandpunkt.

In einigen Fällen wurden Varianten aus Kombinationen mehrerer bestehender Teiche ausgearbeitet. Dies kann einerseits der Fall sein, wenn zwei nahegelegene Teiche durch eine gemeinsame Druckleitung abgearbeitet werden, wobei die Kommunikation der beiden Teiche aus energetisch ungenutzte Leitungen im freien Gefälle beziehungsweise durch Pumpen besteht. In anderen Fällen gilt ein zweiter Teich als Zwischenspeicher oder wird einfach als Gegenspeicher benutzt (Genaueres dazu siehe Kapitel 6 über Detailstudien).

5.3 Filterkriterien

Im nächsten Schritt sollten Kriterien erstellt werden um aus den über 100 Teichen die Speicher mit den größten Potentialen zu filtern.

Folgende Kriterien wurden festgelegt:

- 1 - Gesamtinhalt > 5.000 m³
- 2 - Gesamtinhalt > 20.000 m³
- 3 - Gesamtinhalt > 30.000 m³
- 4 - Fallhöhe > 100 m
- 5 - Entfernung zum bestehenden Hochspannungsnetz < 1.000 m

Weiterbearbeitet wurden alle Teiche, die Kriterium 2 und 4 entsprechen. Kriterien 1, 3 und 5 dienen nur als zusätzliche Information.

BEZIRK	Filter NR.		1.	2.	3.	4.	5.
	ANLAGENNAME	PROJEKT-KENN-NUMMER	Inhalt > 5.000m ³	Inhalt > 20.000m ³	Inhalt > 30.000m ³	Fallhöhe > 100m	Hochsp. netz <1000m
SU	Waldhofalm	048					
	Annaberg	049					
HALLEIN	Hornlifte	050					
	Karkogel I	051					
	Karkogel II	001					
	Postalm	052					
	Sonnleitenlift	053					
	Zwieselalm	002					
	Angertal	003					
ST. JOHANN	Schlossalm	004					
	Neuberg Filzmoos	054					
	Großberg Filzmoos	055					
	Roßbrand I	056					
	Roßbrand II	005					
	Grießenkar I	006					
	Grießenkar III	057					

	ANLAGENAME	PROJ. NR.	1.	2.	3.	4.	5.
ST. JOHANN	Grießenkar II	007					
	Grießenkar IV	058					
	W.C.Flachau	059					
	Fageralm	060					
	Hahnbaumlifte	061					
	Gernkogel II	062					
	Gernkogel I	008					
	Gernkogel III	063					
	Wagrain I	009					
	Wagrain II	010					
	Wagrain III	011					
	Roßkopf I	064					
	Roßkopf II	065					
	Zauchensee X	066					
	Zauchensee	012					
	Zauchensee I	067					
	Zauchensee II	068					
	Dorfgastein I	069					
	Dorfgastein II	070					
	Dorfgastein	013					
	Frauenalm I	071					
	Frauenalm II	072					
	Goldegg_Buchberg	073					
	Harbach_Großarl	014					
	Hundskogel-Schönalm	074					
	Kehrkopfbahn	075					
	Mooskopf I	076					
	Mooskopf II	077					
	Mühlbach I	015					
	Mühlbach II	016					
	Radstadt_Altenmarkt I	078					
	Radstadt_Altenmarkt II	079					
	Reitlehen II	080					
	Reitlehen I	017					
	Sonnenlift_Obertauern	081					
	Zehnerkar_Obertauern	082					
ZELL am SEE	Loferalm I	018					
	Loferalm II	019					
	Hinterglemm I	020					
	Hinterglemm II	021					
	Hochalm II	083					
	Hochalm I	022					
	Jausern	084					
	Reiterkogel	023					
	Saalbach I	024					
	Saalbach II	085					
	Schönleiten I	025					
	Schönleiten II	026					
	Aberg I	027					
	Aberg II	086					
	Natrun	087					
	Hinterreit	088					
	Asitz	028					
	Eder	089					
	Embach	090					
	Gabühel u. Bürglalm I	029					

	ANLAGENAME	PROJ. NR.	1.	2.	3.	4.	5.
ZELL am SEE	Gabühel u. Bürglalm II	030					
	Graber-Hutter	091					
	Kitzsteinhorn I	031					
	Kitzsteinhorn II	032					
	Königsleiten	033					
	Liebenauerlift	092					
	Maiskogel	NICHT AUFFINDBAR					
	Rauris	034					
	Resterhöhe	035					
	Rodelbahn Biberg I	093					
	Rodelbahn Biberg II	094					
	Schmittenhöhe I	036					
	Schmittenhöhe II	037					
	Steinplatte I	095					
	Steinplatte II	038					
	Steinplatte III	039					
	Wildalm lifte	096					
	Wildkogel	040					
TAMSWEG	Ainecklifte u Karstadi III	097					
	Ainecklifte u Karstadi I	041					
	Ainecklifte u Karstadi II	042					
	Fanningberg I	043					
	Fanningberg II	098					
	Gamsleiten	044					
	Großbeck-Speiereck I	045					
	Großbeck-Speiereck II	046					
	Katschberg-Aineck	047					
	Plattenkarlift I	099					
	Plattenkarlift II	100					
	Plattenkarlift III	101					
	Schaidberg	102					

Abb. 5-3 Projekt Nummerierung und Filter

Nach diesen ersten Ausscheidungskriterien verblieben 47 Teiche, die im weiteren Verlauf genauer bearbeitet werden sollten.

Eine zweite Filterung zum Ende der Bearbeitung, die sich auf spezifische Kosten und Amortisationszeit bezieht wurde zwar angedacht, aufgrund der großen Schwankungen von Rohstoffpreisen (Stahl) sowie den recht allgemein gehaltenen Preisen, die uns von der europäischen Strombörse zur Verfügung standen nicht durchgeführt.

Um die Weiterbearbeitung zu erleichtern, wurden sämtlichen Teichen interne Projektkennnummern zugewiesen, wobei die 47 nach der Filterung verbleibenden größeren Teiche mit Nummern 001 – 047 und erst im Anschluss die ausgeschiedenen Speicher mit Nummern von 048 und 102 bezeichnet wurden.

5.4 Nutzinhalt

Bei der Verwendung von Beschneigungsteichen sind zwei Faktoren zur Berechnung des zulässigen Nutzwasservolumens zu berücksichtigen. Wie auch bei anderen Speicherteichen ist eine bestimmte Mindestrestwassermenge festzulegen, die eine Sicherheit für den ökologischen Lebensraum darstellt. Zusätzlich muss beachtet werden, dass der vorrangige Verwendungszweck der Speicher, nämlich die

Wasserentnahme zur technischen Beschneigung der Schipisten, zu jeder Zeit gewährleistet werden muss.

Der zulässige Zeitraum zur Entnahme von Wasser aus den Speichern ist in den Bescheiden festgelegt und reicht in den meisten Fällen von Mitte November bis Mitte März. Zusätzliche Bestimmungen regeln eine Maximalentnahmemenge je Sekunde/Tag/Saison bzw. Jahr. Da sich die Angaben von Teich zu Teich auf unterschiedliche Zeitspannen beziehen und fallweise überhaupt keine Werte vorhanden sind konnte keine eindeutige Bestimmung der jeweiligen Mindestwasserstände während der Wintersaison festgelegt werden.

Nach unterschiedlichen Varianten und Vorschlägen zur Volumenbestimmung einigte man sich auf einen Kompromiss, der ein ganzjährig gleichbleibendes Volumen im Speicher festlegt, welches zum Kraftwerksbetrieb verwendet werden kann sowie eine Wassermenge, die für Beschneigung und Restwasser zur Verfügung steht. Sollte in Ausnahmefällen in der Wintersaison mehr Wasser zur Beschneigung benötigt werden, als in diesem Restvolumen vorhanden ist, wird die Wassermenge zum Kraftwerksbetrieb und diese Menge verringert bzw. der Kraftwerksbetrieb an einzelnen Tagen eingestellt um eine einwandfreie Beschneigung sicherstellen zu können.

Die Abgrenzung der Volumen lautet wie folgt:

Die Form sämtlicher Teiche wird überschlagsmäßig als Kegelstumpf angenommen. Da die einzigen verwertbaren Angaben, die einheitlich aus den Bescheiden entnommen werden konnten Gesamthalt und Wassertiefe bei Stauziel (h) waren, wurde mit diesen Daten sowie einer einheitlich gewählten Böschungsneigung von 1:3 das für die Leistungsberechnung verwendete Nutzvolumen ermittelt. Das Volumen im Bereich des unteren Drittels der Wassertiefe soll als Rest- und Beschneigungswasser vorhanden bleiben.

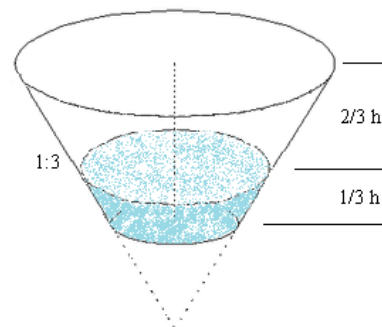


Abb. 5-4 Kegelstumpf

Demnach ergibt sich das Nutzvolumen aus dem Volumen des größeren Kegelstumpfes mit der Höhe $\frac{2}{3}$ mal Wassertiefe bei Stauziel. Unter dieser Annahme bleibt auch in den Sommermonaten ein relativ großes Volumen in den oberen Speicherbecken zurück. Hier ist die Entscheidung zu treffen, ob in dieser Zeit das Nutzvolumen erweitert werden soll und der Teich bis auf die reine Restwassermenge entleert wird oder das größere Volumen aus landschafts-ästhetischen Gründen im oberen Speicher verbleibt.

Volumen Kegelstumpf (allgemein):

$$V = \frac{\pi \cdot h}{3} * (R^2 + R * r + r^2) \quad (5.1)$$

Die Beziehung zwischen den Geometrien aus Nutzinhalt und Restwasser erhält man unter der Annahme eines Böschungssteigungsverhältnisses von 1:3 durch:

$$R = r + 3h \quad (5.2)$$

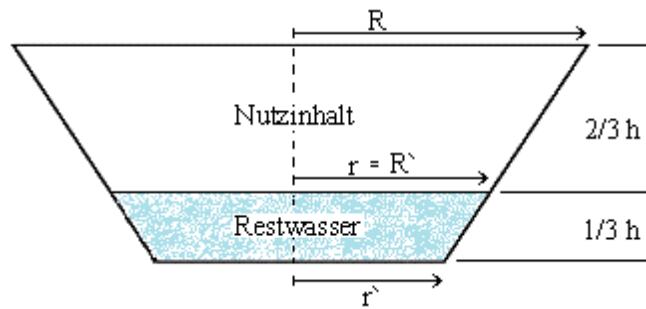


Abb. 5-5 Erläuterung zur Nutzwasserberechnung

$$R' = r' + 3 * \frac{h}{3} \quad (5.3)$$

$$r = R' \quad (5.4)$$

$$r = r' + h \quad (5.5)$$

Durch Kombination der Formeln (5.1) und (5.2) (wobei für r in Formel (5.1) r' eingesetzt wird) gelangt man über das Gesamtvolumen zum Radius des Wasserspiegels bei Vollfüllung.

$$R = \frac{\sqrt{4 * V - 3 * h^3 * \pi} + 3 * h^{\frac{3}{2}} * \sqrt{\pi}}{2 * \sqrt{h * \pi}} \quad (5.6)$$

In weiterer Folge kann durch die Formeln (5.2) bis (5.5) " r " errechnet werden. Mit dem Radius " r " gelangt man so über Formel (5.1) zu dem neuen, als Berechnungsgrundlage dienenden Nutzinhalt.

5.5 Energietechnische Auswertung

Die Folgenden Punkte, Berechnungen und Zahlenwerte, besonders die Summen beziehen sich ausschließlich auf genannte 47 Speicherteiche, die in der Vorfiltrierung als potentiell wirtschaftlich erachtet und daher weiter untersucht werden. Weiters bezieht sich die Fallhöhe auf den wie in Punkt 5.6 beschriebenen, Reibungsverluste berücksichtigenden Wert.

Eine besonders wichtige und aussagekräftige Kenngröße stellt die Leistung P dar. Sie wird wie folgt berechnet:

$$P = \eta_{tot} * \frac{\rho_w * g}{10^3} * Q * H \quad (5.7)$$

P	Leistung	[KW]
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad	[-]
ρ_w	Wasserdichte	[kg/m³]
Q	Durchfluss	[m³/s]
H	Fallhöhe	[m]

Eine Informationsbroschüre der ESHA¹¹ belegt, dass man eine im Allgemeinen zufriedenstellende Genauigkeit erreicht, wenn man für die erste Berechnung eine vereinfachte, jedoch bewährte Formel ansetzt:

$$P = Q * H * 7,8 \quad (5.8)$$

Der Ausbaudurchfluss Q [m³/s] errechnet sich aus dem Nutzvolumen und der Zeit, in der dieses abgearbeitet werden soll. Durch die Erkenntnisse der Börsenstrompreise, deren ausgesprochene Spitze zwischen 3,5 und 4,5 Stunden liegt, die Peakpreise (Preise zu Energiespitzen) bei einem der relevanten Börsenkurse jedoch als Mittelwert über acht Stunden gehandelt werden, wurden mehrere Varianten in Betracht gezogen. In weiterer Folge wurde eine Abarbeitungszeit von vier und alternativ acht Stunden veranschlagt.

$$Q = \frac{V_{\text{nutz}}}{\text{tägliche Abarbeitungszeit in Sekunden}} \quad (5.9)$$

Für die Höhe H [m] wurde im ersten Schritt die absolute Höhendifferenz zwischen Stauziel Speicherteich und gewähltem neuen Kraftwerksstandort verwendet. Erst zu einem späteren Zeitpunkt wurden die Höhendifferenzen der 47 weiterbearbeiteten Projekte bezüglich auftretender Verluste adaptiert.

Bezieht man den Ausbaudurchfluss auf vier Stunden so erhält man als Summa aller Leistungen 1.068 MW, bei acht Stunden erhält man eine Gesamtleistung von nur noch 532 MW. Die Differenzen relativieren sich bei der Bestimmung des Jahresarbeitsvermögens (JAV), das nach Formel (5.10) berechnet wird.

$$JAV = \text{Leistung} * \text{jährliche Betriebsstunden} \quad (5.10)$$

Auch bei der Bestimmung der jährlichen Betriebsstunden galt es mehrere Faktoren zu beachten. In Abbildung 5-6 erkennt man schemenhaft die Tagesganglinien der Strompreise. Die verschiedenen Verläufe stehen für Wochentage wobei die beiden untersten die Börsenpreise an Samstagen und Sonntagen darstellen. Es ist zu erkennen, dass die Differenz zwischen Base und Peak an Wochenenden deutlich geringer ist als an Arbeitstagen. Aus diesem Grund werden die jährlichen Betriebsstunden zum Einen auf das Abarbeiten an 7 Tagen je Woche und zum Anderen auf das Abarbeiten von Montag bis Freitag bezogen. Eine zusätzliche Sicherheit für den Ausfall des Kraftwerkes bei zu geringem Wasserstand durch Beschneiung in den Wintermonaten und etwaigen Betriebsstörungen ist ebenfalls in den Betriebsstunden zu berücksichtigen. Das Jahresarbeitsvermögen beträgt für das Abarbeiten an 335 Tagen (7 Tage je Woche abzüglich Ausfallsicherheit) und vier Stunden 1 431 GWh, bei acht Stunden nur 1 427 GWh. Diese Differenz ist auf die unterschiedlichen Rohrreibungsverluste zurück zu führen.

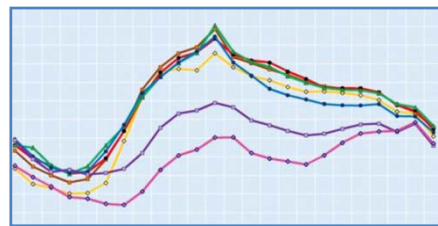


Abb. 5-6 Strompreise (siehe Abb. 3-2)

¹¹ Ausgabe „Umweltverträglichkeit von KWK's“

5.6 Rohrdimensionierung

Für die Rohrleitungsdimensionierung wurde bei der Vorbemessung ein maximaler Höhenverlust von 2% der manometrischen Gesamthöhe durch das Reibungsgefälle festgesetzt. Somit konnte für jede Anlage ein maximales Reibungsgefälle, das als Berechnungsgrundlage dienen sollte bestimmt werden. Als betriebliche Rauigkeit wurde für alle Anlagen einheitlich ein Wert von $k_b = 0,4 \text{ mm}^{12}$ angenommen. Weitere Eingangsdaten waren Ausbaudurchfluss und schräge Leitungslänge. Um diese Länge möglichst realitätsnahe zu erhalten, wurde mittels pythagoreischen Lehrsatzes vereinfacht die Schräge aus Höhendifferenz und Horizontalentfernung errechnet und mit einem Sicherheitszuschlag von 10% versehen.

Für die hydraulische Berechnung wurde unter Anwendung der Formeln von Prandtl und Colebrook sowie den oben genannten Annahmen Durchmesser und Fließgeschwindigkeit bestimmt.

5.6.1 Reynoldszahl [2]

Die Reynoldszahl dient zur Unterscheidung zwischen laminarer und turbulenter Strömung wobei der Umschlag bei $Re_{krit}=2320$ angenommen wird.

$$Re = \frac{v_m * d}{\nu} \quad (5.11)$$

$Re_{krit} < 2320 \dots$ laminar

$Re_{krit} > 2320 \dots$ turbulent

5.6.2 Rohrreibungswiderstand [2]

| **A** | **Laminar**

$$\lambda = f(Re, k)$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (5.12)$$

| **B** | **Turbulent**

(a) Glatter Bereich nach PRANDTL

$$\lambda = f(Re)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 * \lg \left(\frac{Re * \sqrt{\lambda}}{2,51} \right) \quad (5.13)$$

(b) Rauer Bereich nach COLEBROOK

$$\lambda = f(k/d)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 * \lg \left(\frac{3,71}{k/d} \right) \quad (5.14)$$

¹² [4]

(c) Übergangsbereich nach COLEBROOK

$$\lambda = f(Re, k/d)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 * \lg \left(\frac{2,51}{Re * \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 * d} \right) \quad (5.15)$$

λ Rohrreibungsbeiwert (bzw. Widerstandszahl) [-]

5.6.3 Verlusthöhe [2]

Die gesamte Verlusthöhe setzt sich im Allgemeinen aus Reibungsverlusthöhe (h_v) und der Summe der örtlichen Einzelverluste ($h_{v,\delta}$) zusammen. Örtliche Einzelverluste wie Ein-, Austrittsverlust, Rohrkrümmer etc. wurden in die Berechnung nicht miteinbezogen.

Energieverlusthöhe

$$h_v = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{v^2}{2 * g} \quad (5.16)$$

Rohrreibungsgefälle

$$I = \frac{h_v}{l} \quad (5.17)$$

h_v	Energieverlusthöhe	[m]
λ	Gesamtwirkungsgrad	[-]
I	Rohrreibungsgefälle	[-]
l	Länge des Stromfadens (vereinfacht Rohrleitungslänge)	[m]

Da die errechneten Werte natürlich nicht mit den tatsächlich verfügbaren und preislich bestimmten Nenndurchmessern aus Firmenangeboten übereinstimmen wurden sie auf die nahe liegendsten, sinnvollen Dimensionen gerundet und danach das tatsächliche Reibungsgefälle und Fließgeschwindigkeit bestimmt. Mit diesem Reibungsgefälle konnte nun der tatsächliche Höhenverlust durch Rohrreibung errechnet werden. Dieser wird im Turbinenbetrieb von der manometrischen Höhe subtrahiert, im Pumpbetrieb addiert.

5.7 Standortübersicht

Nachdem die Teiche wie im Kapitel 5-2 bis 5-6 beschrieben ist bearbeitet wurden kann ein Überblick über das vorhandene Energiepotential aus Speicherteichen im Raum Salzburg gegeben werden. Das Hintergrundrelief wurde vom Salzburger Geographischen Informations System (SAGIS) zur Verfügung gestellt. Die Abbildungen sind nicht maßstabsgetreu dargestellt. Die farbigen Markierungen beziehen sich auf das mögliche Jahresarbeitsvermögen für das Abarbeiten von vier Stunden an 335 Tagen im Jahr. Die Darstellung bezieht sich vorrangig auf die Kraftwerksstandorte. In der Gesamtübersicht siehe Seite 38/39 befindet sich im Hintergrund zusätzlich der Verlauf des bestehenden Hochspannungsnetzes. Die Spannungsstärken wurden in der Legende vernachlässigt. Detailliertere Lagedaten sind den elektronischen Datensätzen zu entnehmen.

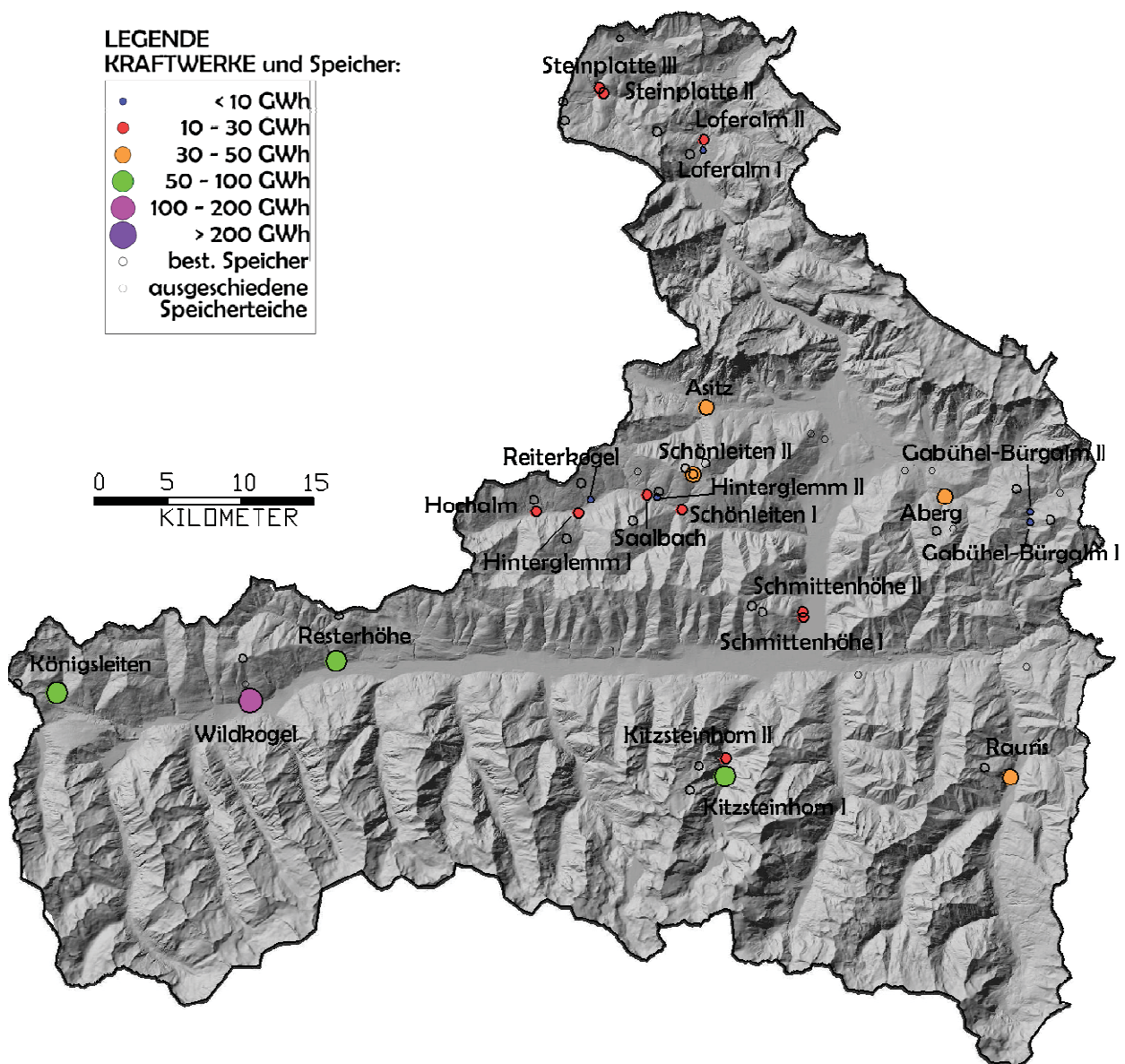


Abb. 5-7 Zell am See – Pinzgau (Speicher, Kraftwerke und Arbeitsvermögen)

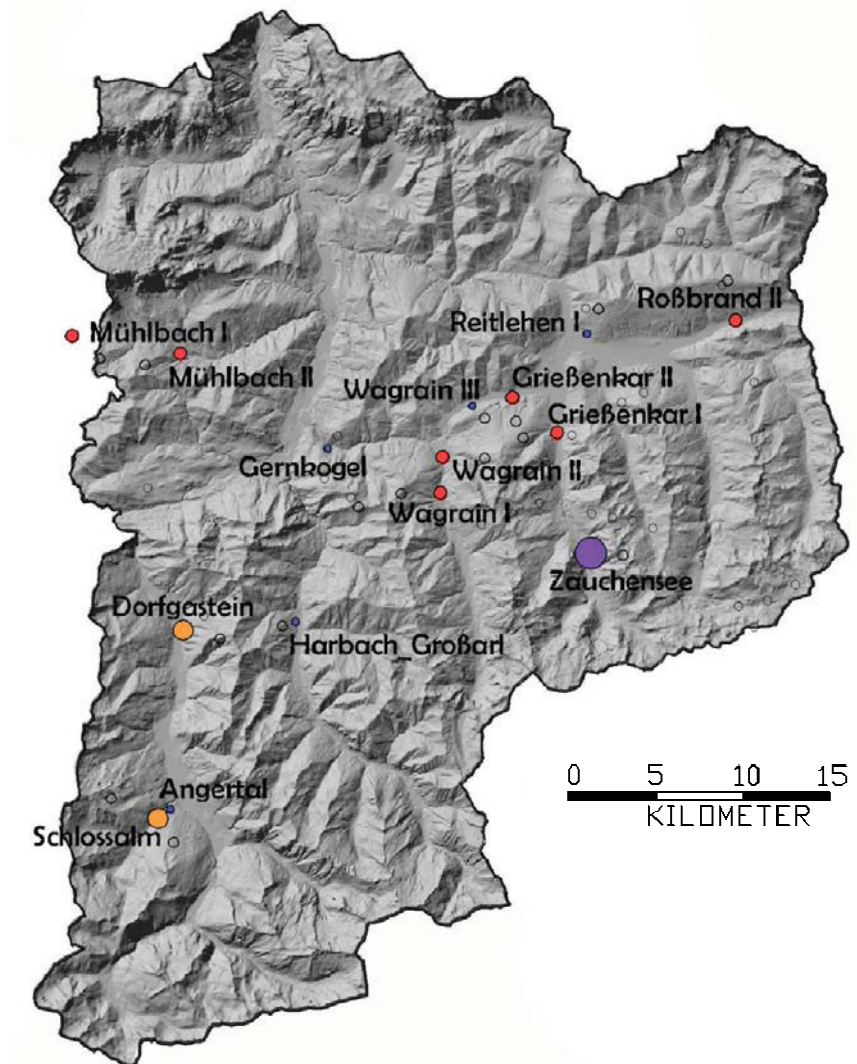


Abb. 5-8 St. Johann – Pongau

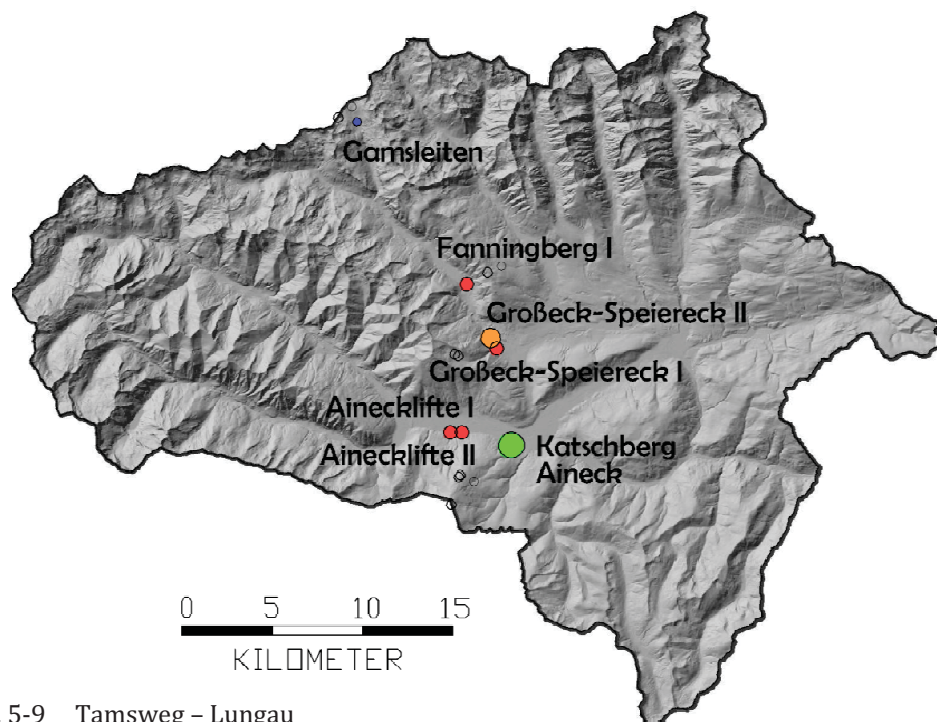
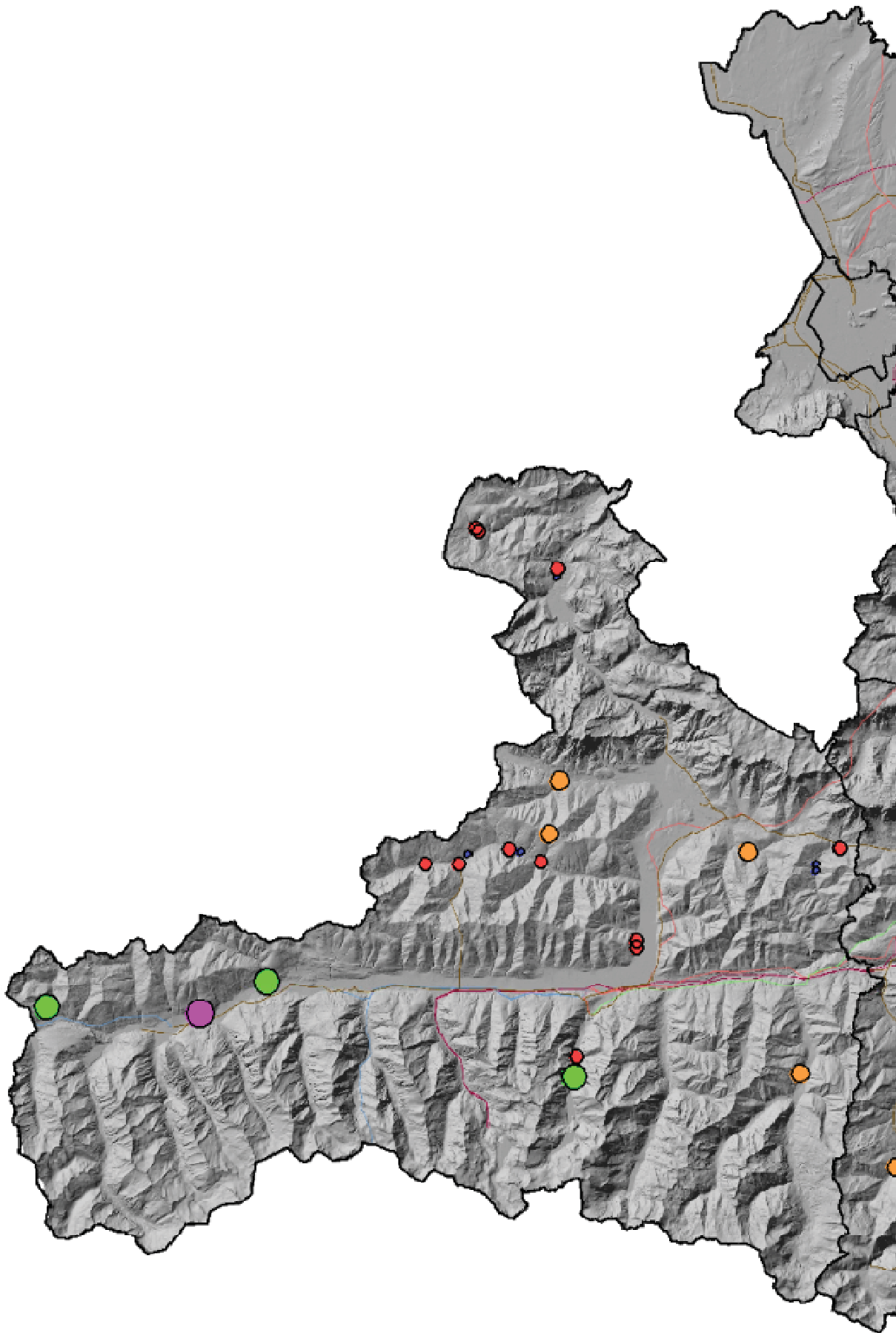
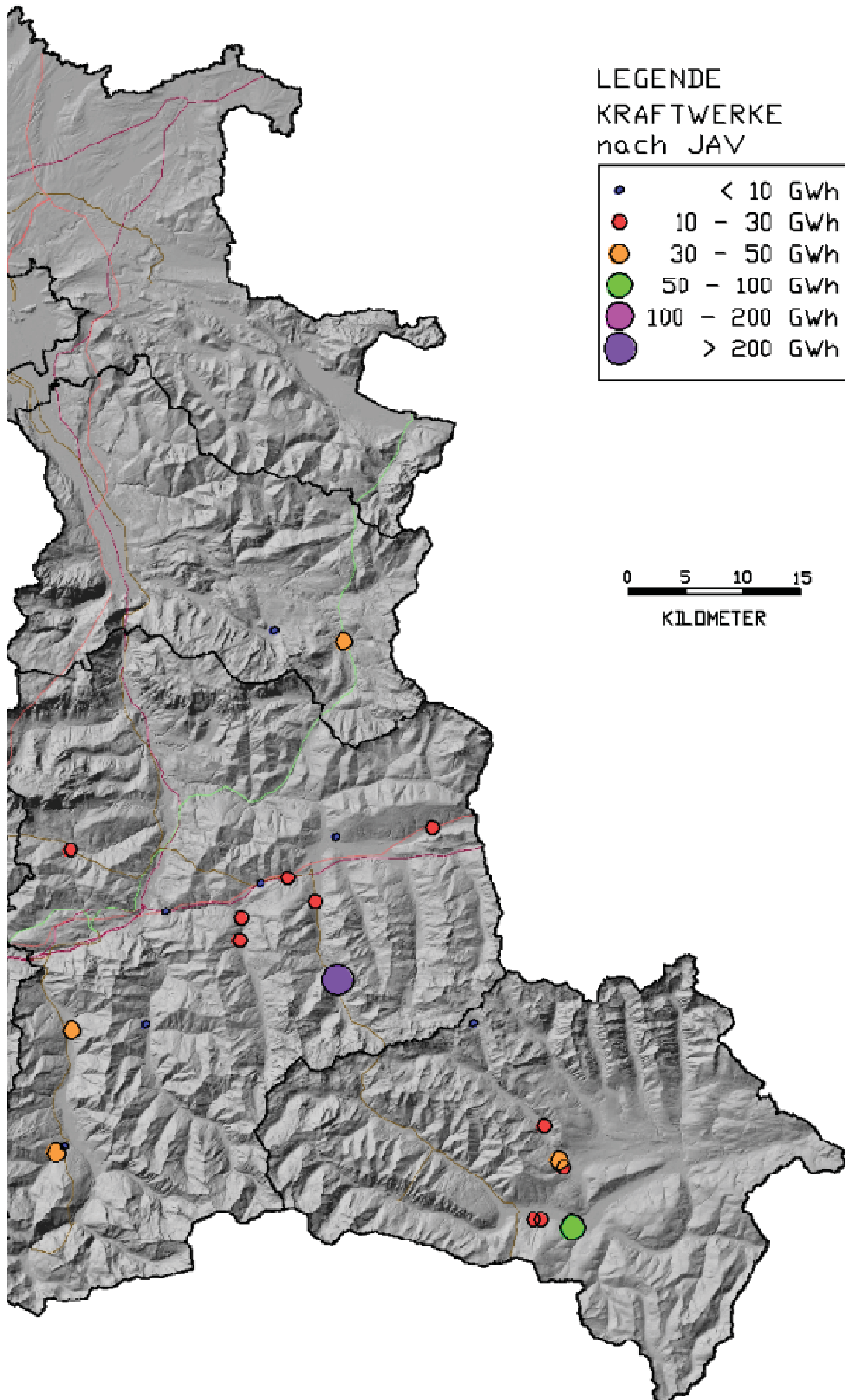


Abb. 5-9 Tamsweg – Lungau





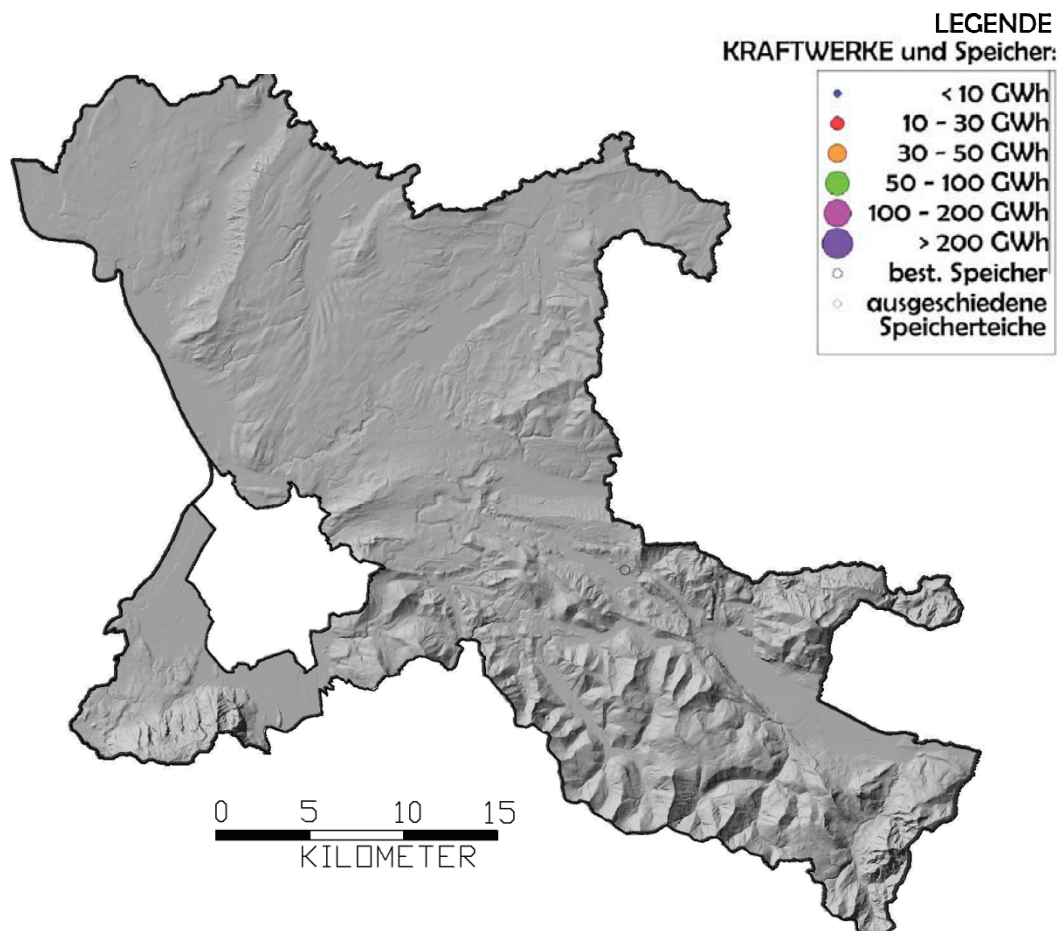


Abb. 5-11 Salzburg Umgebung - Flachgau



Abb. 5-12 Hallein - Tennengau

5.8 Kostenermittlung

Um die Wirtschaftlichkeit überschlägig ermitteln zu können mussten die Preise der einzelnen Anlagenteile durch unzählige Gespräche mit Firmenvertretern und Projektleitern in Erfahrung gebracht werden. Zusätzlich war der Einblick in einige konkrete Angebote möglich, die unverbindlich als Richtwerte gelten sollten.

Die ermittelten Gesamtkosten setzten sich aus folgenden Komponenten zusammen:

KRAFTWERK:

- ✕ Druckrohrleitung
- ✕ Turbine und Pumpe
- ✕ Krafthaus
- ✕ Oberes Speicherbecken (Bergspeicher)
- ✕ Unteres Becken (Talspeicher)

LEITUNGSANBINDUNG:

- ✕ Leitungskosten
- ✕ Schaltanlage

5.8.1 Druckrohrleitung

Die Firma VAM GmbH & Co erarbeitete für fünf Fallbeispiele druckstufenbezogene Laufmeterpreise für Stahldruckrohre. Das Angebot wurde auf einen 20 prozentigen Druckstoß ausgelegt. Die Preise beinhalten Transport und Verlegung der außen mit PE isolierten und innen mit Icosit SW 500 beschichteten Rohre. Für einzelne Fälle wurde in der Berechnung das Abarbeiten durch Stollen angenommen. Dafür wurden allgemein gültige und mit Fachpersonal abgeklärte Kosten für das fräsen je m³ Gestein angenommen.

Durch die Abarbeitung relativ großer Wassermengen in nur vier Stunden ergibt sich die Problematik sehr großer Rohrdurchmesser für die Druckrohrleitungen. Rohrleitungen in hohen Druckstufen und Nenndurchmessern über 1000 mm sind meistens nur noch als Sonderanfertigung erhältlich. Demzufolge unterliegen die in dieser Studie verwendeten Preise einem relativ großen Schwankungsbereich. Als Preisgrundlage dienten Bemessungen von fünf Fallbeispielen, die in unterschiedliche Höhenstufen und Rohrdurchmesser aufgeteilt waren. Die Kosten aus dem Angebot wurden im ersten Schritt in gleichbleibende Druckstufen von je 25 Meter (2,5 bar) eingeteilt und interpoliert. Im Zweiten Schritt wurden die nicht vorhandenen Kosten trendgemäß bis zu Druckstufen über 1000 m (100 bar) extrapoliert. Zusätzlich wurden fehlende Rohrdurchmesser und deren Kosten interpoliert, sodass im Endeffekt ein Kostendiagramm für Durchmesser von 914 mm bis 1620 mm und Druckstufen bis knapp über 100 bar entstand.

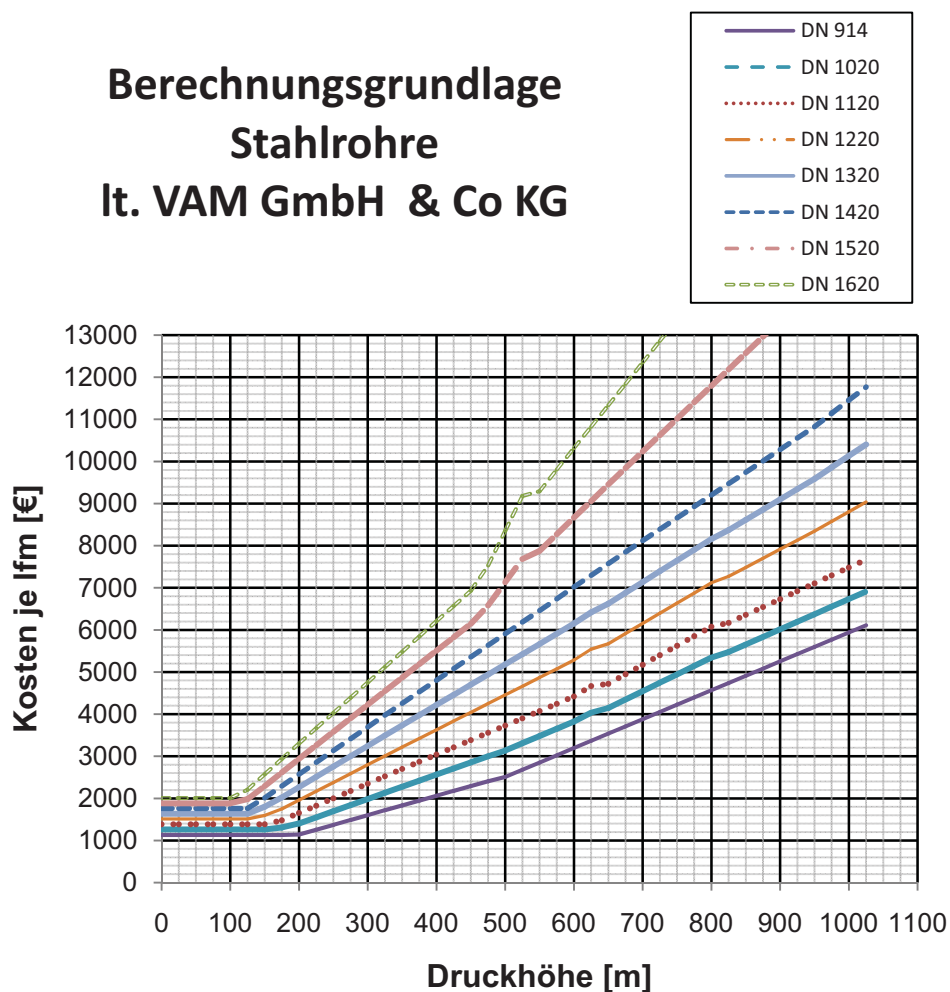


Abb. 5-13 Kostendiagramm Stahlrohre

Auf Basis dieses Kostendiagramms wurden die spezifischen Leitungskosten der einzelnen Projekte unter Berücksichtigung der jeweiligen Druckstufe bestimmt. Bei Anlagen, deren Ausbaudurchfluss größere Rohrquerschnitte als 1620 mm erfordert sollten aus kostentechnischen Gründen Stollen errichtet werden. Diese können standardmäßig in Durchmessern von 2800 mm und 3200 mm vorgetrieben werden. Die Errichtungskosten von rund 600 € je m³ abgetragenen Gesteins übersteigen zwar bei den niedrigen Druckstufen die der Stahlrohre, erweisen sich jedoch bei höheren Drücken recht bald als bestmögliche Lösung. Beim Einsatz von Stollen muss zusätzlich auf die Art des vorherrschenden Gesteins geachtet werden, da bei schlechtem und durchlässigem Untergrund eventuell ein Innenrohr eingebracht werden muss. Die zusätzlichen Kosten dieser Maßnahme müssen dann denen der reinen Stahlrohrkonstruktion gegenüber gestellt werden.

Aufgrund der vorhandenen Preisgrundlage belaufen sich die Druckrohrkosten in einem Rahmen von Einer bis weit über 30 Millionen Euro. Der Durchschnittswert liegt bei ca. 10 Millionen Euro je Anlage. Die Rohrkosten sind aufgrund schwankender Rohstoffpreise und der benötigten Sonderanfertigungen unter allen Anlageteilen jene mit der größten Preisunsicherheit. Besonders das Verlegen des Gegenspeicher-standortes um nur wenige Meter kann zu Kostenabweichungen im sechsstelligen Bereich führen.

Beim einer täglichen Betriebszeit von vier Stunden (4h Pumpen, 4h Turbine) bedarf es im Gegensatz zu der Variante mit acht Stunden entsprechend größere Rohrdimensionen um dasselbe Volumen transportieren zu können. Es war im Rahmen der Studie möglich durch die Firma VAM Preise für die größeren Dimensionen inklusive Lieferung und Verlegung zu erhalten. Für die Rohre mit kleineren Durchmessern konnten aus zeitlichen Gründen keine Preise erhoben werden. Aus diesem Grund wird in der Kosten und Wirtschaftlichkeitsberechnung nur die Variante mit vier Stunden dargestellt.

5.8.2 Turbine und Pumpe

Kosten für Pumpe, Turbine sowie peripherer Anlageteile wurden aus unverbindlichen Angeboten, Gesprächen mit Produktionsfirmen¹³ sowie Kraftwerkseigentümern ermittelt und fließen als Preispauschale je Kilowatt Leistung in die Berechnung ein. Für die Studie wurde ein leistungsbezogener Preis von 600 € je Kilowatt veranschlagt.

Die Kosten beinhalten:

- ✖ Pumpturbine (bzw. gesonderte Pelton-turbine und Kreiselpumpe)
- ✖ sämtliche Hilfseinrichtungen und Aggregate (Hydraulikaggregat, Kompressor-anlage, Entwässerungseinrichtung samt Pumpe etc.)
- ✖ Absperrrorgan (regelbare Kugelschieber)
- ✖ Motor-generator (Synchronmotor & Synchron-generator)
- ✖ Elektrische Schaltanlage (Trafo, Eigenbedarfs- und Steuerungsteil, Software)
- ✖ Lieferung, Montage und Inbetriebnahme

Bei besagten Anlageteilen ist zu beachten, dass je nach Verfügbarkeit Lieferzeiten von bis zu zwei Jahren möglich sind.

5.8.3 Krafthaus

Die Berechnung der Bausubstanz beruht auf Erfahrungswerten für Preise je m³ umbautem Raum. Der Richtwert wurde von mehreren Seiten (in der Bauwirtschaft tätigen Fachleuten) als durchaus objektiver Preis bestätigt.

Als durchschnittlicher Basiswert wurde eine Gebäudefläche von 20 auf 30 m sowie eine Gebäudehöhe von 8 m angenommen. Die tatsächliche Größe des Krafthauses ist für jedes Kraftwerk gesondert zu ermitteln. Sie ist unter anderem von der genauen Lage von Gegenspeicher und Pumpturbine abhängig und wurde aufgrund fehlender detaillierter Daten im Rahmen dieser Arbeit nicht genauer definiert. Die Kostenänderung durch geringes abweichen von den Basiswerten ist im Vergleich zu den Schwankungen im Bereich der Druckrohre verschwindend gering.

Die Kosten für einen Meter umbauten Raum (je m³) wurden mit 400 € veranschlagt. Daraus resultiert ein für die grobe Wirtschaftlichkeitsberechnung ausreichend genauer Pauschalpreis von 1,9 Millionen Euro je Krafthaus.

¹³ Mit freundlicher Unterstützung der Siemens Hydro Holding GmbH & Co. KG

5.8.4 Oberes Speicherbecken (Bergspeicher)

Da angenommen wird, dass der bestehende Schneewasserspeicher ständiger Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten unterliegt muss für das obere Speicherbecken nur der obere Einlaufrechen, durch den das Wasser in die Druckrohrleitung gelangt als kostenrelevanter Punkt angesehen werden. Somit werden sämtliche Kosten für Änderungen am Bergspeicher mit 20 000 € für den Rechen abgedeckt.

5.8.5 Unteres Speicherbecken (Talspeicher)

Der Aufwand für das untere Speicherbecken beinhaltet vorrangig die Kosten für den Aushub, die aus Erfahrungswerten von bestehenden Projekten sowie durch Gespräche mit Fachpersonal aus Erdbauunternehmen festgesetzt wurden. Weiters ist der untere grobe Einlaufrechen zu dieser Position zu zählen.

Die Aushubkosten wurden auf einen Pauschalpreis von 70 € je m³, die Kosten des Einlaufrechens analog zum Rechen im Bergspeicher mit 20 000 € geschätzt.

5.8.6 Stromleitung

Aufgrund von Informationen der Salzburg AG wurde mit Hilfe unabhängiger Fachleute ein Mittelwert für die Errichtung der neuen Stromleitung je Laufmeter erstellt. Kosten für die dazugehörige elektrische Schaltanlage sind bereits im Pauschalpreis von Turbine und Pumpe enthalten und brauchen daher nicht mehr gesondert verrechnet werden.

Die notwendigen Leitungslängen und Kosten wurden sowohl zum Mittelspannungs- als auch zum Hochspannungsnetz bestimmt. In der Gesamtkostenberechnung wurde jedoch nur die Errichtung einer Mittelspannungsleitung bis zum nächstgelegenen Mittelspannungsstromnetz verrechnet.

Richtwert Mittelspannungsleitung: 300 €/lkm

Richtwert Hochspannungsleitung: 700 €/lkm

Bei den einzelnen Projekten wurde noch nicht berücksichtigt, dass vor allem bei dem Anschluss ans weiter entfernte Hochspannungsnetz oftmals große Leitungstrecken gemeinsam mit anderen Kraftwerken genutzt werden können und somit eine wesentliche Kostenreduktion möglich ist.

5.9 Wirtschaftlichkeit

Vorerst wurden aus den, in Kapitel 5.8 angeführten Einzelpreisen die Gesamtkosten jeder einzelnen untersuchten Anlage errechnet. Die Daten dazu finden sich auf den Anlagedatenblättern im Anhang auf der jeweils zweiten Seite.

Unabhängig vom Strommarkt konnten daraus spezifische Kosten errechnet werden. Während die leistungsbezogenen Kosten von knapp 900 [€/kW] bis über 3000 [€/kW] bei einem Mittelwert um 1600 [€/kW] reichen belaufen sich die energiebezogenen Kosten in einem Bereich zwischen 70 Cent und über zwei Euro bei einem Mittelwert von 1,23 [€/kWh].

Obwohl bereits diese Daten wichtige Informationen zur Wirtschaftlichkeit einer Anlage liefern ist es bei Pumpspeicherkraftwerken unumgänglich, sich genauer mit sowohl vergangenen als auch aktuellen Strombörsenpreisen, deren täglichen Verlauf, die Spanne und vor allem mit Prognosen für die nächsten Jahre auseinanderzusetzen.

Grundvoraussetzung war also die Kenntnis der Strompreise, mit denen zu Spitzen- und Schwachlastzeiten an der europäischen Strombörse gehandelt wird. Beschrieben werden Preise während der Energiespitzen mit „Peak“, die während der Schwachlastzeiten mit „Base“. Sämtliche für diese Studie herangezogenen Strompreise wurden dem Webportal der European Energy Exchange (EEX) entnommen und entsprechend adaptiert.

5.9.1 Phelix - Intraday

Von Seiten der Salzburg AG wurde uns nahe gelegt, die Kurspreise „Phelix“ als Kalkulationsbasis zu verwenden. Hierbei handelt es sich um Tagesmittelwerte der Baseload und Peakload. Da im Pumpkraftwerksbetrieb jedoch nicht 24 Stunden sondern nur jeweils vier bis acht Stunden Strom eingespeist bzw. entnommen wird verfälscht die Glättung, welche durch eine achtstündige Peak und eine 16-stündige Base erreicht wird die Ergebnisse. Ein zusätzliches Problem stellten die recht lückenhaften Daten dar. Daten für „Phelix“ fehlen im Webportal gänzlich für Wochenenden und Feiertage.

Die Kurspreise, die unter den Marktdaten von „Intraday“ zugänglich sind, bieten stündliche Base- und Peakdaten an. Um einen Vergleich der Variabilität der europäischen Strompreise zu erhalten und in der Berechnung auf die sehr kurzen täglichen Betriebszeiten der Kraftwerke besser eingehen zu können, wurden die unter „Intraday“ gehandelten Daten als zweite Datengrundlage herangezogen.

5.9.2 Datenerhebung von Base und Peak

[13]

Im ersten Schritt wurden verfügbare Daten aus dem Webportal der European Energy Exchange für den Zeitraum der Jahre 2007 und 2008 entnommen und tabellarisch nach Monaten und Wochentagen sortiert. Im Fall der Intradaypreise wurden als Zwischenschritt tägliche Mittelwerte für eine 4-stündige Peak sowie Base und als Variante Base- und Peakpreise für einen Zeitraum von acht Stunden errechnet.

Die nach Wochentagen geordneten Einzelpreise wurden zu Monats-, Quartals- und Jahresmittelwerten umgewandelt. Zusätzlich sollte unterschieden werden, ob die Anlage an fünf oder sieben Tagen je Woche in Betrieb geht. Daraus folgen drei zusätzliche Strompreisvarianten, die sich zum Einen auf den Betrieb von Montag bis Freitag beziehen, zum Anderen wird an allen Wochentagen durchgehender Betrieb angenommen. Der Vollständigkeit halber, um eine bessere Vorstellungen der Differenzen aber vor allem um mit Hilfe eines Umrechnungsfaktors die Wochenenddaten von „Intraday“ auf „Phelix“ zu erhalten gibt es die dritte Variante, die sich auf Base- und Peakload der Wochenenden bezieht.

Der oben angesprochene Umrechnungsfaktor wurde wie folgt erstellt: Für die betrachteten Jahre wurden für jeden Wochentag und Quartalsweise Base- und Peakpreise sowie die Preisspanne bestimmt. Weiters wurden die Daten der einzelnen Werkstage mit denen von Samstag und Sonntag in Relation gestellt. Der so erstellte Relationsfaktor konnte nun mit den Werktagsdaten aus „Phelix“ kombiniert werden, wodurch man für einen einzelnen Wochenendwert fünf Relativwerte erhält, die nur noch gemittelt werden müssen. Der Vorgang wird am Beispiel des Bezugs von Dienstagen und Sonntagen aus dem Jahr 2008 im Anhang unter Datenblätter genauer erläutert.

Definition 4/4: Tägliche Betriebsdauer zur Stromerzeugung 4 Stunden, täglicher Pumpbetrieb 4 Stunden.

Definition 4/8: Tägliche Betriebsdauer zur Stromerzeugung 4 Stunden, täglicher Pumpbetrieb 8 Stunden.

Definition 250 Tage: Betriebstage je Jahr für das Abarbeiten an Werktagen (Montag bis Freitag) zuzüglich 10 Tage Sicherheitsfaktor.

Definition 335 Tage: Betriebstage je Jahr für das durchgehende Abarbeiten (Montag bis Sonntag) zuzüglich 30 Tage Sicherheitsfaktor.

Das Ergebnis der Datenbearbeitung stellt sich in unterschiedlichen Varianten der Berechnungsgrundlagen für die Wirtschaftlichkeit der Projekte in tabellarischer und grafischer Form dar¹⁴.

5.9.3 Erlöse, Kosten und Amortisationszeit

Die ersten Eingangswerte in die Berechnung stellen Jahresarbeitsvermögen und jährlicher Leistungsbedarf¹⁵ dar, die sowohl für den Betrieb an 250 als auch an 335 Tagen berechnet wurden (1). Diese Werte wurden mit den entsprechenden Börsenpreisen, die in 5.9.2 erläutert und zahlenmäßig im Anhang E vermerkt sind kombiniert. Als Preise dafür galten die Varianten „4/4“, „4/8“ und „Phelix¹⁶“ (2). Auf diese Weise werden jährliche Kosten und Erlöse und die daraus resultierende Gewinnspanne ermittelt (3). In weiterer Folge erhält man durch Betrachtung der Gesamtkosten die voraussichtliche Amortisationszeit (4). Besonders bei dieser Berechnung ist zu bedenken, dass es sich hierbei nur um unverbindliche Schätzungen handelt, die sich unter Verwendung einer anderen Preisgrundlage durchaus um mehrere 100% ändern können! Genauere Angaben zu den einzelnen Anlagen sind den Datenblättern im Anhang E zu entnehmen.

Die Berechnung wird am Beispiel Hochalm I (Kennnummer 22) veranschaulicht:

(1) Gesamtkosten Hochalm I 20.223.000 [€]

(2)

Betriebsdauer	JAV [MWh]	Energiebedarf 4h Pumpen [MWh]	Energiebedarf 8h Pumpen [MWh]
250 Tage/Jahr	12.603	17.659	17.642
335 Tage/Jahr	16.888	23.663	23.640

¹⁴ Siehe Anhang E

¹⁵ Pumpenergie nach Kapitel 3.9

¹⁶ Preise wie in Kapitel 5.9.1 erläutert; in der Berechnung auf Pump- und Turbinenlaufdauer von vier Stunden angewendet wurde. Diese Variante ist nur zur Vollständigkeit angeführt und gilt nicht als relevante Berechnungsbasis für Pumpspeicherkraftwerke mit derart kurzen Betriebszeiten.

(3)

Preis- grundlage	Betriebsdauer: 250 Tage/Jahr			Betriebsdauer: 335 Tage/Jahr		
	Erlöse	Kosten	Differenz	Erlöse	Kosten	Differenz
„4/4“	1.020.000	574.000	446.000	1.267.000	723.000	504.000
„4/8“	1.020.000	611.000	409.000	1.227.000	765.000	462.000
„Phelix“	1.123.000	1.094.000	29.000	1.352.000	134.000	13.000
Summen gerundet; Angaben in Euro						

(4)

Preis- grundlage	Betriebsdauer: 250 Tage/Jahr		Betriebsdauer: 335 Tage/Jahr	
	Gewinn je MWh [€]	Amortisations- zeit [Jahre]	Gewinn je MWh [€]	Amortisations- zeit [Jahre]
„4/4“	35,4	45	29,8	40
„4/8“	32,5	49	27,3	44
„Phelix“	2,3	> 100	< 1,0	>> 100

Abb. 5-14 Berechnung ausbaubare Leistung und JAV / Hochalm I

Man erkennt, dass Gewinn und Amortisationszeit unter Verwendung der „Intraday“-Preise sehr ähnlich sind und sich die Amortisationszeit nur unwesentlich von der anderer Pumpspeicherkraftwerke (Kopswerk II¹⁷, Vorarlberg, Illwerke: 46 Jahre) unterscheidet. Bei der Berechnung wurden der reine Ein- und Verkaufspreis des Stromes und keine anderwärtigen Kosten für Betrieb, Erhaltung und Wartung berücksichtigt.

5.10 Ergebnis

Durch die Studie wurde bei einer Betriebsdauer von 4 Stunden an 335 Tagen im Jahr ein ausbaubares Gesamtpotential von 1.432.000 MWh eruiert. Folgende ausbaubare Leistungen konnten für die einzelnen Bezirke erhoben werden:

Bezirk	Anzahl der Anlagen	Leistung [MW]	JAV [MWh]
Salzburg Stadt	0	0	0
Salzburg Umgebung	0	0	0
Hallein	2	34	45.500
St. Johann	15	330	442.000
Zell am See	23	558	748.000
Tamsweg	7	146	196.500
Gesamt	47	1.068	1.432.000

Abb. 5-15 Berechnung ausbaubare Leistung und JAV / Bezirke

In diesem Ergebnis wurden nur die Teiche berücksichtigt, die nach der Filterung weiterbearbeitet wurden. Bei den Ergebnissen ist darauf zu achten, dass diese bei den Varianten mit unterschiedlichen Betriebszeiten abweichen.

¹⁷ Details unter: www.kopswerk2.at

Die Grafik verdeutlicht die Aufteilung des Jahresarbeitsvermögens in Bezug auf die einzelnen Speicherteiche.

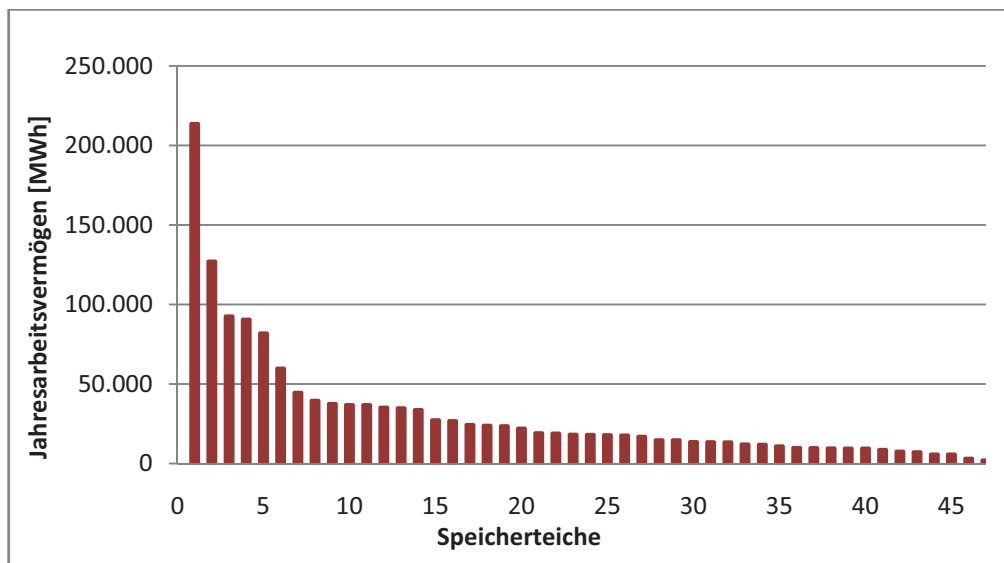


Abb. 5-16 Verteilung des Jahresarbeitsvermögens bezogen auf Speicherteiche

Eigenständiges Abarbeiten je Teich

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Schönleiten I	14.123 MWh	23.386.000 €	48 Jahre
Schönleiten II	25.999 MWh	40.058.000 €	44 Jahre
Gesamt	40.122 MWh	63.444.000 €	

Kombiniertes Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	5.627 MWh	6.611.000 €	
Stufe 2	34.796 MWh	39.398.000 €	
Gesamt	40.423 MWh	46.009.000 €	32 Jahre

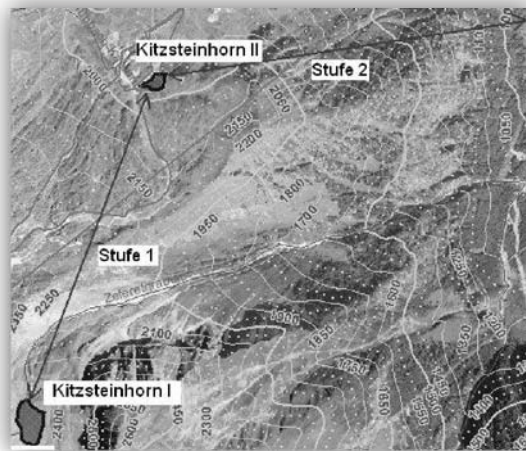
6.2 Kitzsteinhorn

Interne Projektnr. :

Kitzsteinhorn I 031

Kitzsteinhorn II 032

Die beiden Teiche zwischen denen ein Höhenunterschied von über 400 Metern liegt werden über eine Druckrohrleitung miteinander verbunden. Der Strom, der von der Turbine, die dem Speicherteich Kitzsteinhorn II vorgeschaltet ist erzeugt wird kann vor Ort in das bestehende Mittelspannungsnetz eingespeist werden. Zeitgleich dazu wird in



Stufe 2 der Nutzinhalt beider Teiche weitere 1000 Höhenmeter in den Gegenspeicher abgearbeitet. Diese Variante bringt keine ausschlaggebende Leistungserhöhung gegenüber der Variante beide Teiche eigenständig abzuarbeiten. Kitzsteinhorn II ist im Vergleich zu seinem größeren Bruder weniger wirtschaftlich. Naheliegende Optionen sind die Errichtung eines Kraftwerksbetriebes für Kitzsteinhorn I oder die kombinierten Variante mit beiden Teichen bei größerem Leistungsbedarf. Sollte Kitzsteinhorn I eigenständig errichtet werden ist ein nachträglicher Ausbau zum zweiten Speicherteich nur noch sehr bedingt möglich, da sowohl Leitungsverlauf als auch Standort des Gegenspeichers geografisch deutlich vom Verlauf der kombinierten Variante abweichen.

Eigenständiges Abarbeiten je Teich

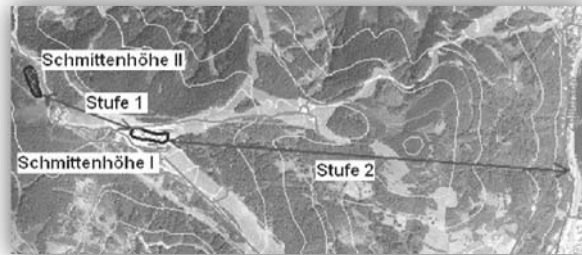
	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Kitzsteinhorn I	61.088 MWh	57.074.000 €	26 Jahre
Kitzsteinhorn II	10.979 MWh	16.899.000 €	44 Jahre
Gesamt	72.067 MWh	73.973.000 €	

Kombiniertes Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	18.806 MWh	20.166.000 €	
Stufe 2	57.488 MWh	52.423.000 €	
Gesamt	76.294 MWh	72.589.000 €	27 Jahre

6.3 Schmittenhöhe

Interne Projektnr. :
 Schmittenhöhe I 036
 Schmittenhöhe II 037



Die beiden Teiche liegen relativ nahe nebeneinander. Trotz des relativ geringen Höhenunterschiedes von rund 120 Metern wurde die Verbindung als energietechnisch genutzte Stufe 1 in die Berechnungen übernommen. Die Spezifischen Kosten für Stufe 1 im kombinierten Ausbau überschreiten die durchschnittlich als wirtschaftlich angesehenen Werte um ein Vielfaches. Diese Mehrkosten relativieren sich durch den Gewinn von über 50.000 m³ Wasser aus dem Teich Schmittenhöhe II beim Abarbeiten ins Tal. Eine Besonderheit dieser Anlage ist der Umstand, dass der Zellersee als Gegenspeicher fungiert und somit nicht nur Kosten sondern auch wertvolle Grundflächen eingespart werden können.

Eigenständiges Abarbeiten je Teich

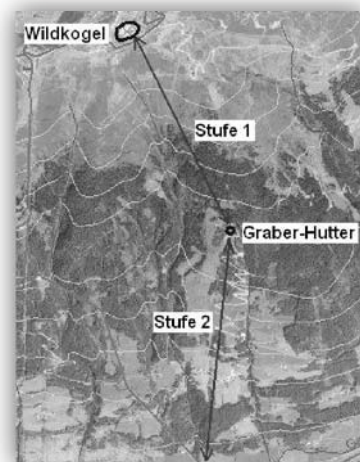
	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Schmittenhöhe I	16.412 MWh	25.231.000 €	44 Jahre
Schmittenhöhe II	19.980 MWh	36.500.000 €	52 Jahre
Gesamt	36.392 MWh	61.731.000 €	

Kombiniertes Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	2.608 MWh	4.775.000 €	
Stufe 2	33.637 MWh	43.720.000 €	
Gesamt	36.245 MWh	48.495.000 €	39 Jahre

6.4 Wildkogel über Graber-Hutter

Interne Projektnr. : Wildkogel 040
 Graber-Hutter 091



Der nur einige Hundert Kubikmeter fassende Teich Graber-Hutter fiel bereits in der ersten Filterung aus den weiterzubearbeitenden Anlagen. Im Zuge der Detailstudien entstand jedoch auf Grund der immens hohen Druckrohrleitungspreisen¹⁹ in den höheren Druckstufen die Überlegung einer Zwischenstufe, für die nur ein relativ kleines Becken benötigt wird. Durch diese Zwischenstufe wird die maximale Druckhöhe von über 120 bar auf zwei ungefähr gleich große Druckstufen von ca. 60 bar aufgeteilt.

¹⁹ Laufmeterpreise für Druckrohre steigen mit höher werdenden Druckstufen nahezu exponentiell

Das Ergebnis zeigt, dass es bei den unterschiedlichen Varianten weder leistungsmäßig noch in Bezug auf Kosten zu signifikanten Unterschieden kommt und somit dem Abarbeiten ohne Zwischenstufe der Vorzug zu geben ist, da dieser weniger Eingriffe in bestehende Beschneidungssysteme und in die Landschaft bedeutet.

Eigenständiges Abarbeiten je Teich

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Wildkogel	94.830 MWh	81.616.000 €	24 Jahre
Graber-Hutter	---	---	
Gesamt	94.830 MWh	81.616.000 €	

Kombiniertes Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	43.848 MWh	34.944.000 €	
Stufe 2	51.152 MWh	49.543.000 €	
Gesamt	95.000 MWh	84.487.000 €	25 Jahre

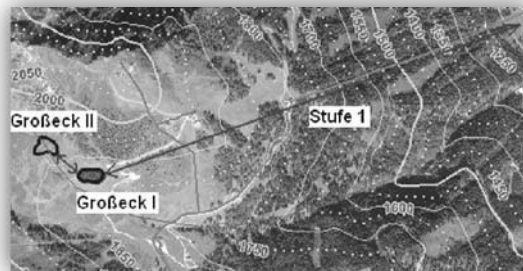
6.5 Großbeck Speiereck

Interne Projektnr. :

Großbeck-Speiereck I 045

Großbeck-Speiereck II 046

Die beiden Teiche werden in der Detailstudie mit einer 150 Meter langen Rohrleitung verbunden. Der geringe Höhenunterschied von knapp 40 Metern wird energetisch nicht genutzt. Das Abarbeitungsvolumen von Großbeck I wird somit von 26.500 m³ auf über 89.000 m³ erhöht. Beim Pumpen in den Nachtstunden müssen dafür die so gewonnenen 63.000 m³ die zusätzliche Höhendifferenz von 40 m zwischen den beiden Teichen gehoben werden. Unter der Einbuße einiger Kilowattstunden kann auf diese Weise eine erhebliche Kostenreduktion erreicht werden.



Eigenständiges Abarbeiten je Teich

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Großbeck-Speiereck I	10.108 MWh	16.745.000 €	48 Jahre
Großbeck-Speiereck II	25.175 MWh	36.050.000 €	41 Jahre
Gesamt	35.283 MWh	52.795.000 €	

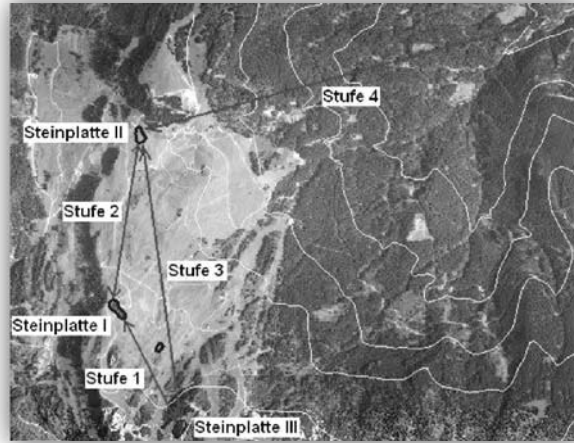
Kombiniertes Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	0 MWh	726.000 €	
Stufe 2	34.304 MWh	37.404.000 €	
Gesamt	34.304 MWh	38.130.000 €	33 Jahre

6.6 Steinplatte

Interne Projektnr. : Steinplatte I	095
Steinplatte II	038
Steinplatte III	039

Durch die etwas verstreute Anordnung der Beschneigungsteiche sowie der langen Entfernung zum möglichen Gegenspeicherstandort wurden mehrere Varianten zum kombinierten Abarbeiten der Teiche ausgearbeitet. Beim eigenständigen Abarbeiten der drei Teiche ins Tal ergaben sich relativ hohe spezifische Kosten, welche durch die verschiedenen Varianten der kombinierten Abarbeitung um knapp ein Viertel vermindert werden konnten.



Der Kraftwerksbetrieb ohne Stufe 4 wurde als Unwirtschaftliche Variante ausgeschlossen. Bei einer Weiterbearbeitung des Projekts Steinplatte sind detailliertere Erkundungen über den genauen Standort der bestehenden Speicherteiche durchzuführen, da diese aus den Bescheiden und den Karten des SAGIS nicht eindeutig bestimmt werden konnten und die Berechnungen auf Annahmen basieren. Ein Problem der Standorte stellt die Entfernung zum nächstgelegenen bestehenden Mittelspannungsnetz dar, die vom untersten Gegenspeicher rund 3,5 km beträgt. Der Anschluss der Kraftwerke bei den Speicherteichen Steinplatte I und II erfordert zusätzlich knappe 2 km neu zu verlegende Stromleitung. Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass die Vernetzung der Teiche dem eigenständigen Ableiten durchaus vorzuziehen ist. Durch die Kombination aller drei Teiche kann in Stufe 4 ein Nutzvolumen von bis zu 90.000 m³ Wasser abgearbeitet werden.

Eigenständiges Abarbeiten je Teich

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Steinplatte I	3.703 MWh	5.973.000 €	47 Jahre
Steinplatte II	17.537 MWh	32.685.000 €	54 Jahre
Steinplatte III	8.833 MWh	21.098.000 €	69 Jahre
Gesamt	30.073 MWh	59.756.000 €	

Kombiniertes Abarbeiten Variante I

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	1.721 MWh	4.237.000 €	
Stufe 2	1.562 MWh	5.140.000 €	
Stufe 4	27.009 MWh	36.602.000 €	
Gesamt	30.293 MWh	45.979.000 €	43 Jahre

Kombiniertes Abarbeiten Variante II

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 3	2.750 MWh	7.228.000 €	
Stufe 4	23.818 MWh	33.953.000 €	
Gesamt	26.568 MWh	41.181.000 €	44 Jahre

Kombiniertes Abarbeiten Variante III

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 2	534 MWh	3.828.000 €	
Stufe 4	20.878 MWh	31.514.000 €	
Gesamt	21.412 MWh	35.342.000 €	47 Jahre

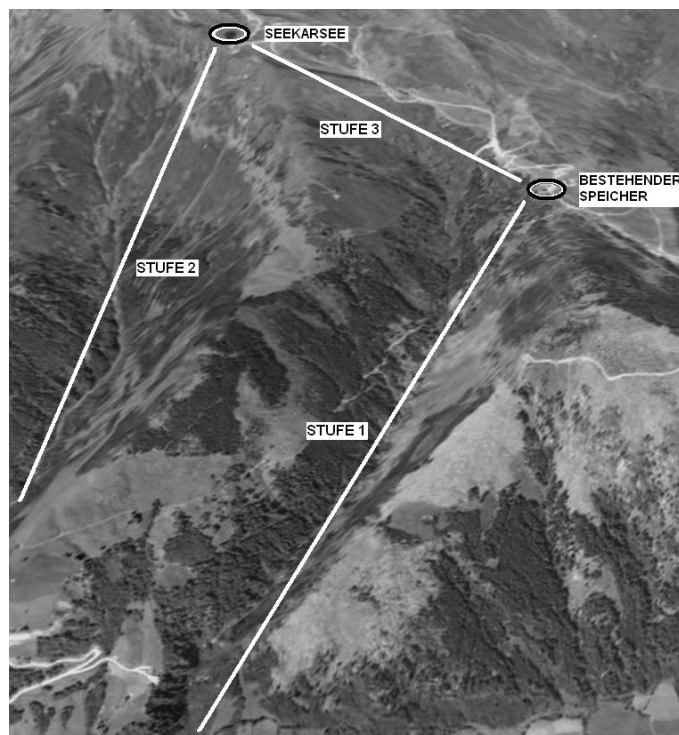
6.7 Rauris

Interne Projektnr. : 034

Durch einen Artikel aus der Zeitung „Salzburger Nachrichten“ vom 14. August 2008 wurde das Projektteam auf die Rauriser Hochalmbahnen aufmerksam. Der Zeitungsartikel „Strom aus Beschneigungsteichen“ erschien wahrscheinlich aufgrund der allgegenwärtigen Gespräche über erneuerbare Energien und Klimaschutz besonders bei dem heiklen Thema Beschneigungsanlagen am 17. November 2008 erneut in einem Spezialteil der Salzburger Nachrichten zum Thema Winter.

Die Kontaktaufnahme mit den Rauriser Hochalmbahnen erfolgte über den Vorstandsvorsitzenden Herrn Erich Hutter, der großes Interesse an der Studie zeigte und uns auch in Bezug auf Grundlageninformationen und allfälligen Betriebsdaten entgegen kam.

Leider mussten wir erkennen, dass zwischen der bestehenden Kraftwerksanlage und dem Beschneigungsspeicherteich keine direkte Verbindung besteht und die Anlage somit nicht als bestehender Prototyp für Pumpspeicherkraftwerke an Beschneigungsteichen verwendet werden konnte. Die Kraftwerksleitung, die aus zwei im nördlichen Bereich des Schigebietes entspringenden Quellen gespeist wird dient zur Versorgung der Schneekanonen in diesem Bereich und steht mit dem südlich gelegenen Beschneigungsteich nicht direkt in Verbindung. Die Beschneigungsanlagen im südlichen Teil des Gebietes werden aus dem erst kürzlich auf über 60.000 m³



Die Beschneigungsanlagen im südlichen Teil des Gebietes werden aus dem erst kürzlich auf über 60.000 m³

vergrößertem Schneiteich versorgt. Die weiteren Datenauswertungen in diesem Gebiet verliefen daher größtenteils gleich wie bei den anderen Teichen.

Als Besonderheit wurde in Rauris die Möglichkeit in Betracht gezogen, den gut 300 Höhenmeter über dem bestehenden Speicherteich gelegenen Seekarsee mit in die Energieerzeugung einzubinden. Aus diesem natürlichen Teich, der nahe der Gondelbergstation liegt wird derzeit von den Rauriser Hochalmbahnen Wasser entnommen, was eine Nutzung zur Energiegewinnung wasserrechtlich erleichtern könnte.

Es wurden drei Varianten für den Pumpspeicherbetrieb angedacht:

- Stufe 1 Abarbeiten vom bestehenden Speicherteich ins Tal
- Stufe 2 Abarbeiten vom erweiterten natürlichen Teich ins Tal
- Stufe 3 Pumpbetrieb zwischen beiden Teichen

Für Stufe 2 und Stufe 3 wurden durch mangelhafte Daten über den Seekarsee keine zahlenmäßigen Berechnungen angestellt.

Eigenständiges Abarbeiten

	JAV	Gesamtkosten	Amortisationszeit
Stufe 1	26.312 MWh	33.460.000 €	37 Jahre

Kapitel 7

Interpretation und Diskussion

Im folgenden Kapitel wurde bestmöglichst darauf geachtet, eine objektive Beurteilung der Arbeit abzugeben.

7.1 Interpretation der Ergebnisse

Bei einem erreichbaren Jahresarbeitsvermögen von 1,4 TWh²⁰ zu Gesamtkosten von nur knapp 1,4 Milliarden Euro sollte eine Realisierung der Projekte durchaus denkbar sein.

Werte der erreichbaren Leistung und des Jahresarbeitsvermögens wurden mit für eine erste Bemessung ausreichender Genauigkeit bestimmt und können im weiteren Verlauf als Referenzwerte angegeben werden. Eine Veränderung der Ergebnisse ist durch bauliche Maßnahmen an den bestehenden Speicherteichen sowie der Wahl eines anderwärtigen Kraftwerkstandorts möglich.

Einige Faktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung wie Druckrohrkosten und der Strompreisspanne besitzen im Gegensatz dazu einen großen Streubereich. Sämtliche Angaben zu Kosten, Erlösen und Amortisationszeiten sind daher als Richtwerte anzusehen.

7.1.1 Politische Empfehlung

Im Arbeitsübereinkommen der neu gewählten Salzburger Landesregierung findet man unter Punkt 7.4.3:

„Die Landesregierung erarbeitet auf Basis vorhandener wissenschaftlicher Daten und der national, international eingegangenen Verpflichtungen und gesetzlichen Bestimmungen zu den Themen "Klimaschutz und Erreichung der Kyoto-Ziele" ein konkretes Maßnahmen- und Umsetzungsprogramm. Eine wirksame Klimapolitik ist nur im Einklang mit einer zielstrebigem und abgestimmten Energie- und Verkehrspolitik möglich.“

Um einen Schritt in Richtung der oben genannten zielstrebigem und abgestimmten Energiepolitik zu gehen sollte die Regierung jetzt damit anfangen, Projekte wie Pumpspeicherkraftwerke, die helfen, zum Einen die Versorgungssicherheit

²⁰ Für das Abarbeiten an 335 Tagen (1,1 TWh für das Abarbeiten an 250 Tagen)

gewährleisten zu können und zum Anderen Ökostrom aus Wind- und Sonnenenergie optimal nutzen zu können zu unterstützen.

Während der späten Nachtstunden, in denen der von Flusskraftwerken, kalorischen Kraftwerken und Windkraftwerken überschüssig ins Netz eingespeisten Strom vom Netzbetreiber abgenommen werden muss, pumpt man mit Hilfe dieses billigen Stromes im Pumpspeicherkraftwerk Wasser aus dem unteren in den oberen Speicher. In den Spitzenlastzeiten unter Tags wird das Wasser über die Turbine wieder abgelassen und verstromt. In akuten Fällen kann das Ablassen auch zum kurzzeitigen Ausgleich von unvorhergesehenen Stromschwankungen dienen (zum Beispiel durch den Ausfall eines Grundlast erzeugenden Kraftwerkes). Die Pumpspeicherkraftwerke liefern so hochwertige Spitzen- und Regelenenergie und gewährleisten zu dem einen schonenden Umgang mit der Ressource Wasser, da bis auf den Ausgleich von geringen Verlustwassermengen zu keiner Zeit ins Gewässersystem eingegriffen werden muss. Somit stehen auch Interessen der Natur und Umwelt im Vordergrund. Bei den Projekten soll gewährleistet sein, dass Mensch und Natur keine oder nur zumutbar geringe Nachteile erleiden. Die touristische Attraktivität der Regionen wird nicht negativ beeinträchtigt. Viel mehr sollte bereits mit der weiteren Planung eine ausführliche Öffentlichkeitsarbeit einhergehen, die das Verständnis der Bevölkerung für das Bauwerk stärkt sowie den positiven Nutzen für Land und Region hervorhebt. Bei ausgesuchten Anlagen ist angedacht, das Kraftwerk als touristische Attraktion in Bezug auf erneuerbare Energien und dafür notwendige Energiespeicherung auszubauen und mit Informationstafeln und gegebenenfalls Lehrwanderwegen zu versehen. Letztlich kann man sicher sein, dass die Realisierung der Projekte für die Zukunft einen Beitrag zur Einhaltung von Klimaschutzziele, zur funktionierenden Stromversorgung und nicht zuletzt zur Sicherung von Arbeitsplätzen in der Region leisten wird.

7.2 Problematiken

Im Laufe der Bearbeitung stieß man immer wieder auf Problemstellungen, die in der Studie nicht bearbeitet werden sollten jedoch im weiteren Verlauf der Projektentwicklung und Realisierung beachtet werden müssen. Die in diesem Rahmen besprochenen Themen sind aufgelistet und so weit möglich mit Lösungsvorschlägen versehen:

- ✱ Bei keinem der Teiche wurden Daten zu den geologischen Untergrundverhältnissen erhoben. Die Art des Untergrundes kann beträchtliche Auswirkungen auf die Kosten der Druckleitung (vor allem bei Stollen) sowie der Speicherteiche haben. - Im Bereich der Speicher wurde deshalb als Sicherheit (nur relevant bei lockeren Böden) eine wasserseitige Böschungsneigung von 1:3 angenommen, bei der die Ausbruchgefahr (siehe Kapitel 3.4.1) durch rasches Absinken relativ gering eingeschätzt werden kann.
- ✱ Es ist zu empfehlen, die betrachteten Gebiete auf mögliche tektonische Bewegungen zu untersuchen, die die Errichtung einer Anlage schnell unmöglich machen können.
- ✱ Wasserrechtliche Probleme könnten bei der Entnahme aus Vorflutern entstehen, wenn der Teich in den Wintermonaten in wenigen Tagen für den Kraftwerksbetrieb voll befüllt werden soll und die dafür notwendige Entnahme den erlaubten Konsens überschreitet. – In manchen Fällen ist nach der letzten saisonalen Entleerung für die Beschneidung die Befüllung erst wieder im Frühling (Schneesmelze) vorgesehen. Für solche Anlagen müssten

Sonderbestimmungen zur Aufrechterhaltung des Kraftwerkbetriebes verfasst werden.

- ✖ In der Studie wurden weder Kosten für den Erwerb beziehungsweise die Pacht von Grundstücken für Kraftwerk, Gegenspeicher sowie zu verlegende Druckrohrleitung noch die Ausweisung im Flächenwidmungsplan berücksichtigt.
- ✖ Das Hochspannungsnetz im Raum Salzburg ist derzeit lückenhaft und besonders für dezentrale Regionen, in denen sich die Schneiteiche meist befinden, schlecht ausgebaut bis gar nicht vorhanden. Zusätzlich ist zu bedenken, dass nicht an jedem beliebigen Ort ins Hochspannungsnetz eingespeist werden kann. Die Lage und Anzahl der Umspannwerke konnte im Rahmen der Arbeit nicht genauer untersucht werden.
- ✖ Im Januar 2009 trat die neue Systemnutzungsverordnung (Stromnetze) in Kraft, die unter Anderem die Leitungsgebühren neu regelt. Sie sieht eine finanzielle Mehrbelastung der Stromerzeuger vor, was offensichtlich zu einer Reduktion der Kosten der Konsumenten führen soll, im Endeffekt auf der Stromabrechnung des Endverbrauchers jedoch nur eine Umlagerung von Netzgebühren auf Stromgebühren zur Folge hat. Durch die neue Verordnung sind besonders Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken durch die doppelte Abgabe der Leitungsgebühr nachteilig betroffen.
- ✖ In Bezug auf Investitionsförderungen gibt es für Pumpspeicherkraftwerke keine eindeutige Regelung. Für andere Kraftwerkstypen ist derzeit ein Ertragsrechnungszeitraum von 50 Jahren vorgesehen, dessen Sinnhaftigkeit bei der Festlegung der Preisspanne zwischen Base und Peak für diese Zeitspanne zu hinterfragen ist.
- ✖ Im Naturschutzgesetz wird zum jetzigen Zeitpunkt der Klimaschutz nicht erwähnt. Für die Errichtung von Speicherkraftwerken wäre eine rechtliche Grundlage für die Notwendigkeit von energietechnischen Maßnahmen, die fossile Brennstoffe ersetzen können von Vorteil. – Diesem Punkt kommt der Auszug des Arbeitsübereinkommens der Salzburger Landesregierung (siehe 7.1.1) sehr entgegen.
- ✖ Man findet bei bestehenden Beschneiungsanlagen vermehrt Bestimmungen, die die maximale Wasserspiegelabsenkung in den Sommermonaten regelt. In vielen Fällen handelt es sich hierbei um Beschränkungen, die nahezu keine Absenkung zulassen. Um einen Kraftwerksbetrieb realisieren zu können müssten diese Vorschriften geändert werden. Begründet wird das Absenkverbot meist mit dem dadurch befürchteten negativen optischen Erscheinungsbild in einer Landschaft, die auch im Sommer durchaus von Touristen frequentiert wird. – Als Gegenmaßnahme könnte Angedacht werden, mehr Öffentlichkeitsarbeit (auch für Touristen) in Bezug auf Klimaschutz zu leisten, Informationsmaterial anzubieten und die Kraftwerksanlage als Attraktion zu gestalten.

7.3 Politisches Interesse

Da das Thema Elektrizitätsspeicherung voraussichtlich für die Zukunft mit einer funktionierenden Versorgungssicherheit eine große Rolle spielen wird, ist es ein von Seiten der Politiker sehr interessiert aufgenommenes Thema. Während der

Bearbeitung der Studie von Seiten der Universität für Bodenkultur bestand jedoch sehr wenig Kontakt und Gedankenaustausch in dieser Richtung.

7.3.1 Besprechungen

Nach der Kontaktaufnahme zu den Rauriser Bergbahnen erhielten wir vom Salzburger Altbürgermeister, Herrn DI Josef Reschen eine Einladung zum Gedankenaustausch bezüglich Pumpspeicherkraftwerke bei Beschneiungsanlagen und diversen rechtlichen und politischen Hintergründen. Bereits beim ersten Gespräch stellte sich heraus, dass es der Kenntnis einer ganzen Reihe von Richtlinien und Studien bedarf um die Problematik bei der Realisierung der Projekte besser verstehen und Lösungsvorschläge einbringen zu können. Dazu zählen unter anderem Naturschutzgesetz, Bundesklimaschutzgesetz und Wasserrahmenrichtlinie sowie Verordnungen bezüglich des Stromleitungsnetzes wie zum Beispiel die Systemnutzungsverordnung (neu ab 1. Januar 2009) und die Ökostromnovelle 2008. Im weiteren Verlauf wurden auch einige der unter 7.2 erläuterten Problematiken angesprochen und diskutiert.

Anfang April 2009 konnte ein Treffen mit dem zu dieser Zeit Leiter des Museums „Haus der Natur“ in Salzburg, Herrn Dir. Prof. DDr. h.c. Eberhard Stüber organisiert werden, bei dem auch Herr DI Reschen anwesend war. Im Vordergrund des Gesprächs standen die naturnahe Einbindung der neu zu errichtenden Anlagenteile wie Druckrohrleitungen und Gegenspeicher in die Landschaft sowie die Notwendigkeit der Errichtung von Speicherkraftwerken zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele. Besonderes Augenmerk ist darauf zu legen, dass die Eingriffe das Landschaftsbild möglichst wenig stören. Im Gegensatz dazu sollte in Betracht gezogen werden, dass Speicher und Gegenspeicher in der Kulturlandschaft der Liftanlagen eine landschaftsästhetische Verbesserung darstellen können. Weiters besteht die Möglichkeit, diese Anlagen durch Informationstafeln etc. als touristische Attraktionen und Vorzeiganlagen zum Klima- und energie-wirtschaftlichen Fortschritt aufzubereiten.

Die auch bei diesem Gespräch bestätigten Probleme stellen sich in den Beschränkungen der Spiegelschwankungen im Sommer, der neuen Systemnutzungsverordnung und der fehlenden Förderung von Pumpspeicherprojekten dar.

Herr DDr. Stüber stand dem Projekt des Ausbaus der Schneiteiche als Pumpspeicherkraftwerke sehr positiv gegenüber und versicherte, dass man bei sachgemäßer, naturnaher Ausführung der Arbeiten beim Naturschutz auf Verständnis stoßen wird.

ANHANG

A Glossar

KAVITATION:

Sinkt der absolute Druck in einer Saugleitung oder Pumpe bis zum Laufradeintritt unter den temperaturabhängigen Sättigungsdampfdruck der Flüssigkeit, so verdampfen Teile davon und gehen in den gasförmigen Phasenzustand über. Steigt der Flüssigkeitsdruck beim Durchtritt durch die Pumpe wieder über den Sättigungsdampfdruck an, was in der Regel kurz nach dem Laufradeintritt der Fall ist, zerfallen die entstandenen Dampfblasen schlagartig und mit Schallgeschwindigkeit. Durch dieses als Kavitation bezeichnetes Verhalten entstehen Vibrationen, die neben einem lauten knatternden Geräusch auch scharf begrenzte Wasserschläge erzeugen, die zur Beschädigung des Laufrades führen können.

FREQUENZHALTUNG:

Frequenzhaltung bedeutet kleine, rasch auftretende Schwankungen der Netzfrequenz als Folge des Balastungsgrades innerhalb eines minimalen zulässigen Bereiches ($\pm 0,05$ Hz) zu halten. Als Richtwert kann angenommen werden dass ein Leistungsmangel von 100 MW in einem Stromnetz mit einer Frequenzerniedrigung von 0,01 Hz gleichzusetzen ist.

ABKÜRZUNGEN:

TWh	Terrawattstunden
SAGIS	Salzburger Geographisches Informationssystem
APG	Austrian Power Grid
NSPH	Net Positive Suction Head (erforderliche Mindestdruckhöhe)

B Quellen und Literaturhinweise

Fachliteratur Hydrologie und Technik

- [1] Jürgen Giesecke, Emil Mosonyi; *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*; Verlag Springer, 1997
- [2] Bollrich Gerhard; *Technische Hydromechanik I*, 6. Auflage, Verlag Bauwesen-Berlin, 2000
- [3] Ao.Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr.nat.techn. Helmut Mader, Ao.Univ.Prof.Dipl.Ing. Dr.nat.techn. Bernhard Pelikan: *Kleinwasserkraftwerke Projektierung und Entwurf*. Vorlesungsskript zu LVA Nr. 816.314, Universität für Bodenkultur, 2007
- [4] Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.nat.tech. Willibald Loiskandl: *Hydraulik I*. Vorlesungsskript zu Hydraulik und Hydromechanik, Universität für Bodenkultur Wien.
- [5] Siedlungswasserwirtschaft und Gewässerschutz, Vorlesungsskript zur VU 811.108, IWHW- Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau, Universität für Bodenkultur Wien, 2007
- [6] Prof. Dr.-Ing. W. WU, *Geotechnik I*; Vorlesungsunterlagen zu Geotechnik, Universität für Bodenkultur Wien, 2007
- [7] Österreichisches Normeninstitut, *ÖNORM M6257 „Anforderungen an das Wasser für die technische Beschneidung“*
- [8] ÖWAV, *Regelblatt 210 „Beschneidungsanlagen“*, 2. Auflage; Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband; Wien 2007

Internetrecherche zu themenverwandten Studien

- [9] Erben Sebastian, *Wirtschaftlicher, energetischer und ökologischer Vergleich von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie*; TU-Wien, 2008
- [10] DI. Dr. Markus Larcher, *Anpassung und Auslegung von Pumpspeicher – Kraftwerken*; TU Graz

Fachbetriebe:

- [11] Voith Siemens Hydro Power Generation; Im Internet: www.voithsiemens.com
- [12] Andritz AG, VA-Tech Hydro; Im Internet: www.andritz.com

Fachliteratur Strommarkt und Strompolitik:

- [13] European Energy Exchange; Im Internet: www.eex.com
- [14] EVN Netz, *Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der EVN Netz GmbH*, Techn. Bereich der EVN Netz GmbH, 2008
- [15] VEÖ (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs); Im Internet: www.veoe.at
- [16] Verbund Österreich; Im Internet: www.verbund.at

QUELLEN - LITERATUR

- [17] Communication from the commission to the european council and the european Parliament; An Energy Policy for Europe 10.1.2007
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, *Energiebericht 2003*

Weiters:

- [19] Dipl.Ing. Dr. Otto Pirker, *Energiewasserwirtschaft und Energietarifpolitik*, Vorlesungsskript, Universität für Bodenkultur Wien, 2007
- [20] E-Control Österreich; Im Internet: www.e-control.at
- [21] Pöyry Energy GmbH, *Wasserkraftpotentialstudie Österreich*, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreich, 2008
- [22] ESHA - European Small Hydropower Association; Im Internet: www.esha.be
- [23] EWEA – European Wind Energy Association; Im Internet: www.ewea.org
- [24] EREC – European Renewable Energy Council; Im Internet: www.erec.org
- [25] Energyportal; Im Internet: www.energyportal.eu
- [26] DEWI GmbH – Forschungsinstitut; Im Internet: www.dewi.de
- [27] www.regelleistung.net
- [28] Transpower Stromübertragungs GmbH; Im Internet: www.transpower.de
- [29] UCTE – Union for the Coordination of Transmission of Electricity; Im Internet: www.ucte.org
- [30] Umweltbundesamt GmbH, Wien, *Klimaschutzbericht 2009*, Im Internet: www.umweltbundesamt.at

C Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 2.1	Haber A., Rodgarkia-Dara A., Working-paper Nr. 16, E-Control	[19]
Abb. 2.2	Entwicklung kumulierter installierter Leistung Wind für Deutschland, DEWI GmbH	[25]
Abb. 3.1	Schematischer Aufbau und Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks [aus: www.oekostrom-vergleich-und-wasserkraft.de]	
Abb. 3.2	Wochentagsbezogene Stundenmittel, Intraday, 3.Quartal, 2008 ...	[*]
Abb. 3.3	Schema Verluste und Wirkungsgrade einer Pumpspeichieranlage ...	[1]
Abb. 3.4	Anwendungsdiagramm Pumpturbinen, Voith Siemens Hydro	[11]
Abb. 3.5	Pumpturbine, Voith Siemens Hydro	[11]
Abb. 3.6	Schema Peltonturbine	
Abb. 3.7	Allgemeine Erläuterungen zu Begriffen der Förderhöhen.....	[4]
Abb. 3.8	Pumpenanordnung nach Ostermann 1991.....	[5]
Abb. 4.1	Hochspanungsnetz AGP in Österreich.....	[14]
Abb. 4.2	Internationaler Energiefluss der UCTE 2007.....	[28]
Abb. 5.1	Übersicht Bestand Beschneieungsteiche im Land Salzburg	[*]
Abb. 5.2	Entwicklung der Beschneieungsteiche im Land Salzburg	[*]
Abb. 5.3	Projektnummerierung und Filter	[*]
Abb. 5.4	Kegelstumpf	[*]
Abb. 5.5	Erläuterung zur Nutzwasserberechnung	[*]
Abb. 5.6	Strompreise (wie Abb. 3.2)	[*]
Abb. 5.7	Übersichtskarte Zell am See – Pinzgau	[*]
Abb. 5.8	Übersichtskarte St. Johann – Pongau	[*]
Abb. 5.9	Übersichtskarte Tamsweg – Lungau	[*]
Abb. 5.10	Übersichtskarte Land Salzburg	[*]
Abb. 5.11	Übersichtskarte Salzburg Umgebung – Flachgau	[*]
Abb. 5.12	Übersichtskarte Hallein – Tennengau	[*]
Abb. 5.13	Kostendiagramm Stahlrohre	[*]
Abb. 5.14	Berechnung ausbaubare Leistung und JAV / Hochalm I	[*]
Abb. 5.15	Ausbaubare Leistung und JAV / Bezirke	[*]
Abb. 5.16	Verteilung des Jahresarbeitsvermögens bezogen auf Speicherteiche	[*]

[*] selbst erstellte Grafiken und Tabellen

D Formelverzeichnis

(3.1)	Speicherwirkungsgrad	[4/5]
(3.2)	potentielle Energie	[2]
(3.3)	gespeicherte elektrische Energie beim Abarbeiten ..	[2]
(3.4)	Pumpenergie	[2]
(3.5)	Anzahl Vollaststunden je Jahr	[1]
(3.6)	wirtschaftliche Grundbedingung Base – Peak	[1]
(3.7)	jährliche Gesamtkosten	[9]
(3.8)	Leistungsbedarf	[4/5]
(5.1)	Volumen Kegelstumpf	
(5.2)	Böschungsneigung	[*]
(5.3)	Verhältnis Radius – Böschungsneigung	[*]
(5.4)	Verhältnis Radian	[*]
(5.5)	Verhältnis Radian	[*]
(5.6)	Radius Wasserspiegel bei Vollenfüllung	[*]
(5.7)	Leistung	[2]
(5.8)	Leistung vereinfacht	[22]
(5.9)	Ausbaudurchfluss	[1]
(5.10)	Jahresarbeitsvermöge	[1]
(5.11)	Reynoldszahl	[2]
(5.12)	Rohrreibungsbeiwert laminar	[2]
(5.13)	Rohrreibungsbeiwert turbulent, Prandtl	[2]
(5.14)	Rohrreibungsbeiwert turbulent, Colebrook	[2]
(5.15)	Rohrreibungsbeiwert turbulent, Prandtl & Colebrook	[2]
(5.16)	Energieverlusthöhe	[2]
(5.17)	Rohrreibungsgefälle	[2]

[*] Zwischenergebnisse und anwendungsspezifische Formeln

E Datenblätter

zu KAPITEL 5.9.1

ERLÄUTERUNG ZUR UMRECHNUNG INTRADAY – PHELIX

Beispiel bezogen auf Verhältnis Dienstag – Sonntag im Jahr 2008

Eingangsdaten INTRADAY 2008 [€/MWh]

Dienstage	Quartal 1	Quartal 2	Quartal 3	Quartal 4
Peak	74,32	99,82	103,19	100,99
Base	54,07	61,11	66,47	63,13
Preisspanne	20,25	38,71	36,72	37,87

Sonntage	Quartal 1	Quartal 2	Quartal 3	Quartal 4
Peak	53,82	54,77	61,69	62,63
Base	33,02	34,12	40,39	36,00
Preisspanne	20,80	20,65	21,29	26,63

Errechnen des Bezugsfaktors [-]

SO/DI	PEAK	BASE
Quartal 1	0,565	0,510
Quartal 2	0,381	0,567
Quartal 3	0,568	0,656
Quartal 4	0,455	0,488

Rückrechnen auf Einzelpreise; hier sind der Vollständigkeit halber auch die Werte der anderen Wochentage angegeben, da für das Ergebnis ein Mittelwert derselben notwendig ist. Angaben in [€/MWh]

Peakload SO	Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerst.	Freitag
Quartal 1	60,95	62,19	58,63	59,81	64,47
Quartal 2	56,42	54,54	54,29	61,44	62,04
Quartal 3	74,51	68,47	68,58	69,25	72,79
Quartal 4	56,61	58,31	61,31	60,58	66,16

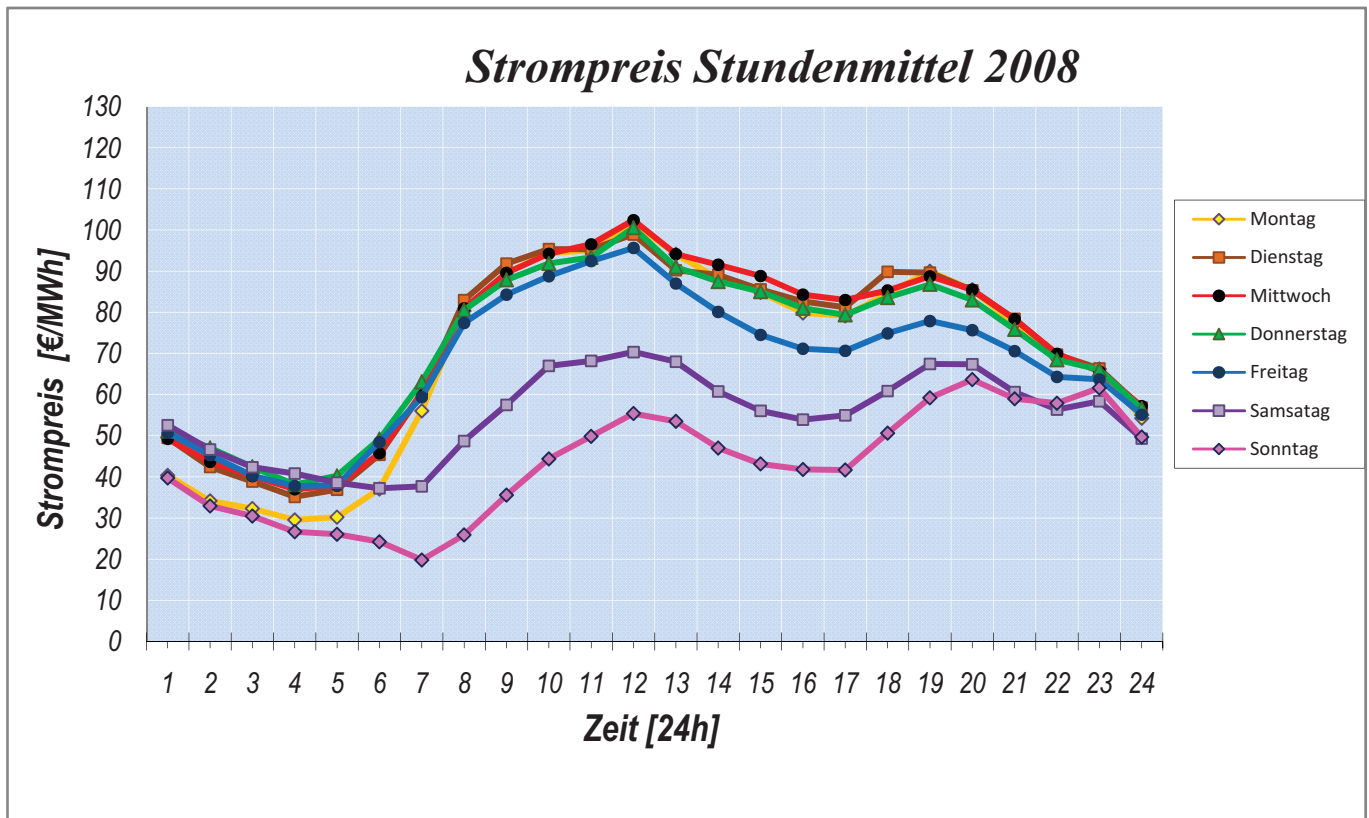
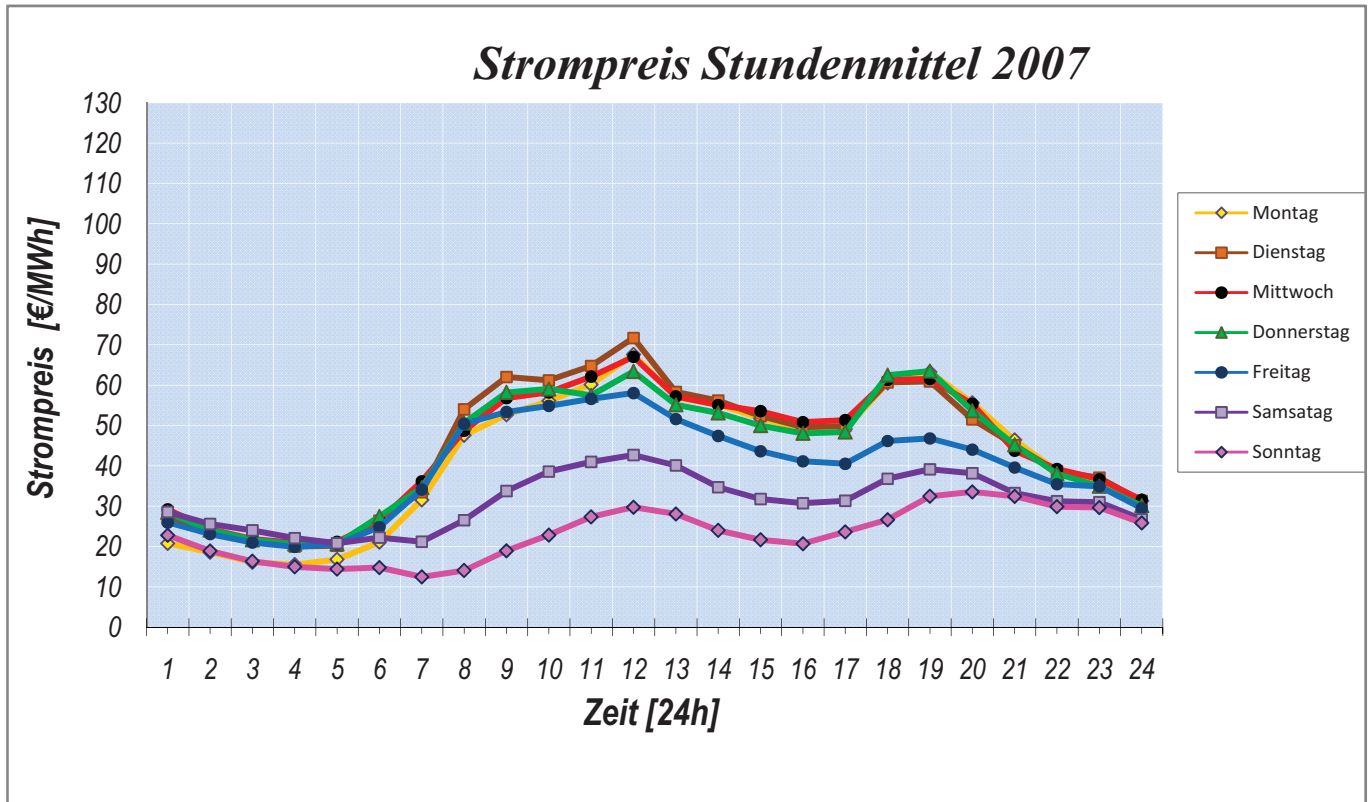
Baseload SO	Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerst.	Freitag
Quartal 1	38,99	37,29	38,61	36,24	38,37
Quartal 2	42,47	39,06	40,02	40,94	43,60
Quartal 3	53,14	48,30	47,26	46,90	49,76
Quartal 4	38,32	36,82	36,34	35,86	38,65

ERGEBNISDATEI: Mittel der Einzelwerte PHELIX 2008 [€/MWh]

Sonntage	Quartal 1	Quartal 2	Quartal 3	Quartal 4
Peak	61,21	57,75	70,72	60,59
Base	37,90	41,22	49,07	37,20
Preisspanne	23,31	16,53	21,65	23,40

zu KAPITEL 5.9.1

GRAPHISCHE DARSTELLUNG STROMPREISVERLAUF - INTRADAY



zu KAPITEL 5.9.2

ERLÄUTERUNG ZUR UMRECHNUNG INTRADAY – PHELIX

Intraday 4-4			
2007/08	BASE	PEAK	PREISSPANNE
Mittelwert	30,54	72,64	41,35
Mittelwert Wochentag	32,48	80,92	46,93
Mittelwert Wochenende	25,70	51,93	27,42

Intraday 8-16			
2007/08	BASE	PEAK	PREISSPANNE
Mittelwert	34,34	54,48	20,14
Mittelwert Wochentag	47,08	75,89	28,82
Mittelwert Wochenende	28,93	43,23	14,30

Intraday 4-8			
2007/08	BASE	PEAK	PREISSPANNE
Mittelwert	32,37	72,64	39,81
Mittelwert Wochentag	34,63	80,92	45,09
Mittelwert Wochenende	26,72	51,93	26,60

Phelix			
2007/08	BASE	PEAK	PREISSPANNE
Mittelwert	56,57	80,06	23,49
Mittelwert Wochentag	61,97	89,14	27,17
Mittelwert Wochenende	43,06	57,36	14,30

(Angaben in €/MWh)

zu KAPITEL 5.10

ZAHLENMÄSSIGES ERGEBNIS DER POTENTIALSTUDIE

Das Zahlenmäßige Ergebnis der Potentialstudie stellen die Datenblätter der 102 bestehenden Speicherteiche im Land Salzburg dar.

Die 47 nach der ersten Datenfilterung weiterbearbeiteten Beschneigungsteiche tragen die Nummern 001 – 047. Diese Datenblätter bestehen aus jeweils zwei Seiten, wobei auf der zweiten Seite Angaben zu Kosten und Wirtschaftlichkeit zu finden sind. Die erste Seite, die für alle 102 Anlagen gleich strukturiert ist enthält allgemeine Angaben zu Lage, Volumen und theoretischer Leistung.

Detaillierte Angaben über die einzelnen Anlagen sind den Excel Dateien am Datenträger zu entnehmen. Diese Datei beinhaltet auch Verknüpfungen zu Grundlagendaten wie Bescheiden und Plänen.

Bei einer Weiterbearbeitung der digitalen Daten ist besonders auf den Erhalt der Datenverknüpfungen zu achten.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 001

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202274	Karkogellift	Karkogel II	Hallein

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
56004	Fischbach	423/3	RW 452349,58 HW 266671,76

Eigentümer:

Abtenauer Bergbahnen Ges.m.b.H.
5441 Abtenau



Gesamtinhalt	26.900	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	23.780	[m³]

Durchfluss	Q	1,65	[m³/s]
Leistung	P	6463	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV
8661 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Leudfriedgraben

Stauziel Speicherteich	1.217	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	710	m.ü.A

Δh	507 [m]	Rohrleitungslänge	2.323 [m]
Δl	2050 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
gemeinsames Abarbeiten mit Karkogel I möglich (Gesamtinhalt: 13.000 m³, Höhenverlust 15 m)

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	200	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	13.000	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:
k.A.

Grobkostenkalkulation

Karkogellift

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	5.251.798 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	3.877.847 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.701.241 €
Zwischensumme Kraftwerk	12.770.886 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	60.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	60.000 €

GESAMTKOSTEN

12.830.886 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	9.100.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Karkogellift

Leistungsbezogene Kosten	1985	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,48	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	51	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 002

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202741	Zwieselalm	Zwieselalm	Hallein

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
56011	Seestratten	5	RW 460205,76 HW 267494,07

Eigentümer:

Dachstein Tourismus AG
Salzbergstraße 21
4830 Hallstatt

Gesamtinhalt	105.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	81.622	[m³]

Durchfluss	Q	5,67	[m³/s]
Leistung	P	27486	[KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

36831

[MWh]

Verlustwassermenge aus:

Lammer

Stauziel Speicherteich	1.333	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	710	m.ü.A

Δh	623 [m]	Rohrleitungslänge	3.965 [m]
Δl	3550 [m]	Nenndurchmesser	2.800 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Ausführung als Stollen

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	100	[m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)		
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	500	[m]
Bestehende Anlage zur Einspeisung		

Anmerkung zur Stromleitung:

eventuell Einspeisung ins Hochspannungsnetz über eine ~500 m südlich gelegene Anlage

Grobkostenkalkulation Zwieselalm	
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	14.647.198 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	16.491.369 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	5.790.709 €
Zwischensumme Kraftwerk	38.869.276 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	30.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	30.000 €

GESAMTKOSTEN	38.899.276 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Bestehende Anlage zur Einspeisung	350.000 €
--	-----------

SPEZIFISCHE KOSTEN Zwieselalm	
Leistungsbezogene Kosten	1415 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,06 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	35 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 003

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403446	Angertal	Angertal	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55009	Vorderschnee	1175/1	RW 432618,77 HW 221144,01

Eigentümer:

Gasteiner Bergbahnen AG
Postfach 113
5630 Bad Hofgastein



Gesamtinhalt	24.700	[m³]
Nutzhalt	24.700	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	18.540	[m³]

Durchfluss	Q	1,29	[m³/s]
Leistung	P	5350	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

7169 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Angerbach

Stauziel Speicherteich	1.617	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.080	m.ü.A

Δh	537 [m]	Rohrleitungslänge	1.856	[m]
Δl	1600 [m]	Nenndurchmesser	1.020	[mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
günstige geradlinige Verlegung entlang Hochspannungsleitung möglich

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	20	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	50	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:
k.A.

Grobkostenkalkulation

Angertal

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	3.748.897 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	3.210.006 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.330.762 €
Zwischensumme Kraftwerk	10.229.665 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	10.235.665 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	35.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Angertal

Leistungsbezogene Kosten	1913	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,43	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	49	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 004

PZ	Anlage	Speicherteilch	Bezirk
1403994	Schlossalm	Schlossalm	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55009	Vorderschnee	107/41	
		RW 429072.76	HW 223628.56

Eigentümer:

Gasteiner Bergbahnen AG
Postfach 113
5630 Bad Hofgastein



Gesamtinhalt	72.600	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	56.640	[m³]

Durchfluss	Q	3,93 [m ³ /s]
Leistung	P	28006 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	37528	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus:	Angerbach
Stauziel Speicherteich	2.024 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.100 m.ü.A

Δh	924 [m]	Rohrleitungslänge	3.348 [m]
Δl	2900 [m]	Nenn Durchmesser	1.420 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	10	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	380	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: eventuell Einspeisung ins Hochspannungsnetz über örtlich gelegenes Umspannwerk		

Grobkostenkalkulation Schlossalm

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	19.055.981 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	16.803.761 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	4.024.421 €
Zwischensumme Kraftwerk	41.824.162 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN	41.827.162	€
---------------------	-------------------	----------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	266.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Leistungsbezogene Kosten	1493	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,11	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	39	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 005

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403623	Roßbrand (Papageno)	Roßbrand II	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55305	Filzmoos	41/3	RW 463972,26 HW 253148,77

Eigentümer:

Filzmooser Bergbahnen Ges.m.b.H.
5532 Filzmoos



Gesamtinhalt	28.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	22.296 [m³]

Durchfluss	Q	1,55 [m³/s]
Leistung	P	9018 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

12084 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Enns

Stauziel Speicherteich	1.584 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	830 m.ü.A

Δh	754 [m]	Rohrleitungslänge	2.600 [m]
Δl	2240 [m]	Nenndurchmesser	1.020 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)			
40 [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (220KV)			
100 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung:			
k.A.			

Grobkostenkalkulation

Roßbrand (Papageno)

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	6.922.898 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	5.410.911 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.596.320 €
Zwischensumme Kraftwerk	15.870.129 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	12.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	12.000 €

GESAMTKOSTEN

15.882.129 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220KV)	70.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Roßbrand (Papageno)

Leistungsbezogene Kosten	1761 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,31 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	45 Jahre

PZ 1403509	Anlage Griefenkar	Speicherteilch Griefenkar I	Bezirk St. Johann im Pongau
KG 55304	KG-Nr Feuersang	Gst.Nr. 507/3	Bundesmeldenetz Koordinaten RW 452389,21 HW 244185,5

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamteinhalt	34.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	26.378	[m³]

Durchfluss	Q	1,83 [m³/s]
Leistung	P	8123 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	10885 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Speicherteich Weltcupstrecke

Stauziel Speicherteich	1.508 m.ü.A
Stauziel Gegensepeicher	934 m.ü.A

Δh	574 [m]	Rohrleitungslänge	2.183 [m]
Δl	1900 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
gemeinsames Abarbeiten mit Gripenkar III möglich; Griefsenkar IV als Gegenspeicher

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)

Anmerkung zur Stromleitung:
k.A.

Grobkostenkalkulation

Leitungskosten Druckrohrleitung (Lieferrn und Verlegen)	5.405.107 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.873.978 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.884.934 €
Zwischensumme Kraftwerk	14.104.019 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30kV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN	14.107.019	€
---------------------	-------------------	----------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	35.000 €
---	----------

SPEZIFISCHE KOSTEN **Griekenkar**

Leistungsbezogene Kosten	1737	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,30	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	44	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 007

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403509	Griefsenkar	Griefsenkar II	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55304	Feuersang	507/3	RW 451992,44 HW 245136,97

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH

Hauptstraße 159

5542 Flachau

Gesamtinhalt	68.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	54.943 [m³]

Durchfluss	Q	3,82 [m³/s]
Leistung	P	10945 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

14666 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Litzingbach

Stauziel Speicherteich	1.298 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	927 m.ü.A

Δh	371 [m]	Rohrleitungslänge	2.238 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	1.620 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Griefsenkar IV als Gegenspeicher

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	170 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	50 [m]
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Griefsenkar
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	7.752.739 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	6.566.713 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	3.904.469 €
Zwischensumme Kraftwerk	20.163.921 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	51.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	51.000 €

GESAMTKOSTEN	20.214.921 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	35.000 €
---	----------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Griefsenkar
Leistungsbezogene Kosten	1847 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,38 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	47 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 008

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403685	Gernkogel	Gernkogel I	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55121	Plankenau	833/2	RW 443066,95 HW 240250,48

Eigentümer:

Alpendorf Bergbahnen AG
Alpendorf 14
5600 St.Johann im Pongau



© 2020 - Österreichischer Staatsdruck

Gesamtinhalt	25.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	18.700	[m³]

Durchfluss	Q	1,30	[m³/s]
Leistung	P	4270	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV
5722

[MWh]

Verlustwassermenge aus: Gernkogel III

Stauziel Speicherteich	1.717	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.290	m.ü.A

Δh	427 [m]	Rohrleitungslänge	2.844 [m]
Δl	2550 [m]	Nenndurchmesser	1.020 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	100	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV)	1.200	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation

Gernkogel

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	4.944.048 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	2.561.884 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.342.058 €
Zwischensumme Kraftwerk	10.787.990 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	30.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	30.000 €

GESAMTKOSTEN

10.817.990 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220 KV)	840.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Gernkogel

Leistungsbezogene Kosten	2534	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,89	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	66	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 009

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403852	Wagrain	Wagrain I	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55110	Hallmoos	307/1	RW 445480,19 HW 241001,22

Eigentümer:

Bergbahnen AG Wagrain

5602 Wagrain



Gesamtinhalt	55.300	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	43.997	[m³]

Durchfluss	Q	3,06	[m³/s]
Leistung	P	18187	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV

24371

[MWh]

Verlustwassermenge aus: Kleinarler Aache

Stauziel Speicherteich	1.706	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	935	m.ü.A

Δh	771	[m]	Rohrleitungslänge	2.668	[m]
Δl	2300	[m]	Nenndurchmesser	1.320	[mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:					
k.A.					
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz					
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)				180	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz					
Leitungsnetz Verbund (220KV)				3.500	[m]
Anmerkung zur Stromleitung:					
k.A.					

Grobkostenkalkulation

Wagrain

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	11.451.521 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	10.912.275 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	3.130.611 €
Zwischensumme Kraftwerk	27.434.408 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	54.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	54.000 €

GESAMTKOSTEN	27.488.408 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	2.450.000 €
Leitungsnetz Verbund (220KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Wagrain

Leistungsbezogene Kosten	1511	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,13	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	39	Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403852	Wagrain	Wagrain II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55113	Hofmarkt	655/2	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 450211,47	HW 243029,85

Eigentümer:

Bergbahnen AG Wagrain
5602 Wagrain



Gesamtinhalt	46.500	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	34.649	[m³]

Durchfluss	Q	2,41	[m³/s]
Leistung	P	13334	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	17867	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: KleinarlerAache			
Stauziel Speicherteich		1.588	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		870	m.ü.A

Δh	718 [m]	Rohrleitungslänge	2.756 [m]
Δl	2400 [m]	Nenndurchmesser	1.220 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)		10 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz Verbund (220 KV)		1.900 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		

Grobkostenkalkulation

Wagrain

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	9.634.402 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.000.282 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.469.679 €
Zwischensumme Kraftwerk	22.044.363 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN

22.047.363 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	1.330.000 €
Leitungsnetz Verbund (220 KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Wagrain

Leistungsbezogene Kosten	1653	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,23	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	42	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 011

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403852	Wagrain	Wagrain III	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55127	Schwaighof	524/1	RW 450204,02 HW 245350,55

Eigentümer:

Bergbahnen AG Wagrain

5602 Wagrain

Gesamtinhalt	58.600 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	46.421 [m³]

Durchfluss	Q	3,22 [m³/s]
Leistung	P	5604 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

7509 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Schwaighofbach

Stauziel Speicherteich	1.175 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	950 m.ü.A

Δh	225 [m]	Rohrleitungslänge	957 [m]
Δl	840 [m]	Nenndurchmesser	1.420 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

80 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Leistungsnetz Verbund (220 KV)

50 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Wagrain
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	1.968.056 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	3.362.162 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	3.301.989 €
Zwischensumme Kraftwerk	10.572.207 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	24.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	24.000 €

GESAMTKOSTEN	10.596.207 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Leistungsnetz Verbund (220 KV)	35.000 €
---	----------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Wagrain
Leistungsbezogene Kosten	1891 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,41 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	48 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 012

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403421	Zauchensee	Zauchensee	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55316	Palten	743/1	RW 458030,06 HW 237524

Eigentümer:

Zauchensee Liftgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	400.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	324.903	[m³]

Durchfluss	Q	22,56	[m³/s]
Leistung	P	159386	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

213577 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Pleisslingbach

Stauziel Speicherteich	1.960	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.050	m.ü.A

Δh	910 [m]	Rohrleitungslänge	2.721 [m]		
Δl	2300 [m]	Nenndurchmesser	3.200 [mm]		
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Ausführung als Stollen					
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)				30	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitungen (Salzburg AG)				20	[m]
Anmerkung zur Stromleitung:					
Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden					

Grobkostenkalkulation

Zauchensee

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	13.129.315 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	95.631.654 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	22.990.611 €
Zwischensumme Kraftwerk	133.691.580 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	9.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	9.000 €

GESAMTKOSTEN

133.700.580 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitungen (Salzburg AG)	14.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Zauchensee

Leistungsbezogene Kosten	839	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,63	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	21	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 013

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403904	Dorfgastein	Dorfgastein	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55005	Harbach	747/1	RW 435240,01 HW 232734,56

Eigentümer:

Dorfasteiner Bergbahnen AG
Dorfastein 109
5632 Dorfastein



Gesamtinhalt	60.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	54.264	[m³]

Durchfluss	Q	3,77	[m³/s]
Leistung	P	29520	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

39558 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Dorfasteinergraben

Stauziel Speicherteich	1.856	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	840	m.ü.A

Δh	1016 [m]	Rohrleitungslänge	2.566 [m]	
Δl	2100 [m]	Nenndurchmesser	1.320 [mm]	
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis				
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)				30 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG				650 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.				

Grobkostenkalkulation		Dorfastein
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	14.033.349 €	
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	17.712.403 €	
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €	
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €	
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	3.856.431 €	
Zwischensumme Kraftwerk	37.542.183 €	

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	9.000 €	
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen		
Zwischensumme Netzanbindung	9.000 €	

GESAMTKOSTEN		37.551.183 €
--------------	--	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	455.000 €	
---	-----------	--

SPEZIFISCHE KOSTEN		Dorfastein
Leistungsbezogene Kosten	1272	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,95	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	33	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 014

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403518	HARBACH, Großarl	HARBACH_Großarl	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
50411	Großarl	303/1	RW 438777,03 HW 233474,28

Eigentümer:

Großarlter Bergbahnen GesmbH & Co KG

5611 Großarl



Gesamtinhalt	42.200	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	36.189	[m³]

Durchfluss	Q	2,51	[m³/s]
Leistung	P	7387	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

9899 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Großarlter Aache

Stauziel Speicherteich	1.281	m.ü.A
Stauziel Gegensepeicher	900	m.ü.A

Δh	381 [m]	Rohrleitungslänge	886 [m]
Δl	710 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
sehr günstiges Steigungsverhältnis gegeben

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Leitung Kabel 30 KV (Energie AG)	50	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV)	11.000	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:
k.A.

Grobkostenkalkulation

HARBACH, Großarl

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	1.663.666 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.432.329 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegensepeicher	2.578.572 €
Zwischensumme Kraftwerk	10.614.568 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	15.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	15.000 €

GESAMTKOSTEN

10.629.568 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220 KV)	7.700.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

HARBACH, Großarl

Leistungsbezogene Kosten	1439	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,07	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	37	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 015

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403847	Mühlbach	Mühlbach I	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55510	Schlöglberg	1	RW 428417,1 HW 248733,21

Eigentümer:

Bergbahnen Hochkönig GesmbH
Nr. 63
5505 Mühlbach am Hochkönig



© 2008 GeoInformation System

Gesamtinhalt	48.350	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	36.885	[m³]

Durchfluss	Q	2,56	[m³/s]
Leistung	P	9995	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

13394 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Speicherteich Liebenauerlift

Stauziel Speicherteich	1.737	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.232	m.ü.A

Δh	505 [m]	Rohrleitungslänge	2.269 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	1.320 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)			
10 [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Hochspannungsleitung Salzburg AG			
100 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung:			
k.A.			

Grobkostenkalkulation

Mühlbach

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	6.914.171 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	5.997.270 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.627.788 €
Zwischensumme Kraftwerk	17.479.228 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN

17.482.228 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	70.000 €
---	----------

SPEZIFISCHE KOSTEN

Mühlbach

Leistungsbezogene Kosten	1749	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,31	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	45	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 016

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403847	Mühlbach	Mühlbach II	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55510	Schlöglberg	8	RW 431006,05 HW 248371,46

Eigentümer:

Bergbahnen Hochkönig GesmbH

Nr. 63

5505 Mühlbach am Hochkönig

Gesamtinhalt	34.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	31.980 [m³]

Durchfluss	Q	2,22 [m³/s]
Leistung	P	13197 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

17684 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Mühlbach

Stauziel Speicherteich	1.721 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	950 m.ü.A

Δh	771 [m]	Rohrleitungslänge	2.358 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Leitung großteils entlang bestehender Schipiste

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	200 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	50 [m]
Hochspannungsleitung Salzburg AG	

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Mühlbach
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	7.401.131 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	7.918.386 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.280.978 €
Zwischensumme Kraftwerk	19.540.494 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	60.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	60.000 €

GESAMTKOSTEN	19.600.494 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	35.000 €
---	----------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Mühlbach
Leistungsbezogene Kosten	1485 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,11 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	38 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 017

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403896	Reitlehen	Reitlehen I	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55322	Sinnhub	198/2	RW 456684,29 HW 251529,17

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamtinhalt	34.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	26.534	[m³]

Durchfluss	Q	1,84	[m³/s]
Leistung	P	7318	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

9807 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Enns

Stauziel Speicherteich	1.393	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	880	m.ü.A

Δh	513 [m]	Rohrleitungslänge	1.692	[m]		
Δl	1450 [m]	Nenndurchmesser	1.120	[mm]		
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.						
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)					60	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV)					1.300	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.						

Grobkostenkalkulation

Reitlehen

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	3.863.333 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.390.963 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.895.949 €
Zwischensumme Kraftwerk	12.090.246 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	18.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	18.000 €

GESAMTKOSTEN

12.108.246 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220 KV)	910.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Reitlehen

Leistungsbezogene Kosten	1655	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,23	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	42	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 018

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604132	Loferalm	Loferalm I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57111	Hallenstein	457	RW 401556,66 HW 273148,11

Eigentümer:

Bergbahnen Lofer Ges.m.b.H.

Lofer 275

5090 Lofer

Gesamtinhalt	22.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	18.895 [m³]

Durchfluss	Q	1,31 [m³/s]
Leistung	P	1527 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

2047 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Saalach

Stauziel Speicherteich	777 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	625 m.ü.A

Δh	152 [m]	Rohrleitungslänge	1.080 [m]
Δl	970 [m]	Nenndurchmesser	1.020 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Ungünstige Platzverhältnisse zur Errichtung des Gegenspeichers

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	600 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	15.500 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Loferalm
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	1.362.121 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	916.408 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.355.874 €
Zwischensumme Kraftwerk	5.574.403 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	180.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	180.000 €

GESAMTKOSTEN	5.754.403 €
--------------	-------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	10.850.000 €
---	--------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Loferalm
Leistungsbezogene Kosten	3768 €/KW
Energiebezogene Kosten	2,81 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	98 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 019

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604132	Loferalm	Loferalm II	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57111	Hallenstein	289/1	RW 399383,96 HW 274663,37

Eigentümer:

Bergbahnen Lofer Ges.m.b.H.
Lofer 275
5090 Lofer



Gesamtinhalt	43.500 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	33.674 [m³]

Durchfluss	Q	2,34 [m³/s]
Leistung	P	13580 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr18197 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saalach

Stauziel Speicherteich	1.364 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	610 m.ü.A

Δh	754 [m]	Rohrleitungslänge	3.563 [m]
Δl	3150 [m]	Nenndurchmesser	1.220 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Leitung entlang bestehender Mittelspannungsleitung			
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)10 [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG17.000 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

Grobkostenkalkulation

Loferalm

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	12.983.582 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.147.857 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.400.722 €
Zwischensumme Kraftwerk	25.472.161 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN

25.475.161 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	11.900.000 €
---	--------------

SPEZIFISCHE KOSTEN

Loferalm

Leistungsbezogene Kosten	1876 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,40 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	48 Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603071	Hinterglemm	Hinterglemm I	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57307	Hinterglemm	850/5	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 393143,41	HW 246858,22

Eigentümer:

Hinterglemmmer Bergbahnen Ges.m.b.H.
Zwölferkogelweg 208
5754 Hinterglemm



Gesamtinhalt	98.600	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	73.899	[m³]

Durchfluss	Q	5,13	[m³/s]
Leistung	P	20367	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	27292	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Schwarzachengraben			
Stauziel Speicherteich		1.595	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.080	m.ü.A

Δh	515 [m]	Rohrleitungslänge	2.165	[m]
Δl	1900 [m]	Nenndurchmesser	1.620	[mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:				
k.A.				

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
Umspannwerk		120	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Hochspannungsleitung Salzburg AG		120	[m]
Anmerkung zur Stromleitung:			
Einspeisung ins Nahegelegene Umspannwerk			

Grobkostenkalkulation

Hinterglemm

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	9.820.886 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	12.220.504 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	5.244.645 €
Zwischensumme Kraftwerk	29.226.036 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	36.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	36.000 €

GESAMTKOSTEN	29.262.036 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	84.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Hinterglemm

Leistungsbezogene Kosten	1437	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,07	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	37	Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603071	Hinterglemm	Hinterglemm II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57314	Saalebach	728	
KG	Bundesmeldenetz	Koordinaten	
57314	RW	399508,5	HW 250110,16

Eigentümer:

Hinterglemm Bergbahnen Ges.m.b.H.
Zwölferkogelweg 208
5754 Hinterglemm



Gesamtinhalt	65.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	49.908	[m³]

Durchfluss	Q	3,47	[m³/s]
Leistung	P	4276	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	5731	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus:	Saalach
Stauziel Speicherteich	1.130 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	970 m.ü.A

Δh	160 [m]	Rohrleitungslänge	474 [m]
Δl	400 [m]	Nenndurchmesser	2.800 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	10 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Hochspannungsleitung Salzburg AG	6.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	
k.A.	

Grobkostenkalkulation

Hinterglemm

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	3.377.311 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	7.561.682 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	7.340.782 €
Zwischensumme Kraftwerk	20.219.776 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN	20.222.776 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	2.100.000 €

SPECIFISCHE KOSTEN				Hinterglemm	
Leistungsbezogene Kosten		1605	€/KW		
Energiebezogene Kosten		1,20	€/KWh		
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")		40	Jahre		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 022

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603910	Hochalm	Hochalm I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57307	Hinterglemm	119/5	RW 390984,7 HW 249498,34

Eigentümer:

Hinterglemm Bergbahnen Ges.m.b.H.
Zwölferkogelweg 208
5754 Hinterglemm



Gesamtinhalt

Nutzhalt

genährter Nutzhalt
[=Berechnungsgrundlage]

135.400 [m³]

128.500 [m³]

103.547 [m³]

Durchfluss	Q	7,19 [m³/s]
Leistung	P	12603 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

16888 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saalach

Stauziel Speicherteich	1.355 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.130 m.ü.A

Δh	225 [m]	Rohrleitungslänge	914 [m]
Δl	800 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
Ausführung als Stollen; Verbindung zum direkt anschließenden Speicherteich Hochalm II andenkten

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

k.A. [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

3.000 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden

Grobkostenkalkulation

Hochalm

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	"DW 3"	€
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	"EF 3"	€
Bautechnik Krafthaus	"EH 3"	€
Einlaufrechen Bergspeicher	"EN 3"	€
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	"EO 3"	€
Zwischensumme Kraftwerk	#NAME?	€

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	"EP 3"	€
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen		
Zwischensumme Netzanbindung	#NAME?	€

GESAMTKOSTEN

0

€

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	"EK 3"	€
---	--------	---

SPEZIFISCHE KOSTEN

Hochalm

Leistungsbezogene Kosten	"EV 3"	€/KW
Energiebezogene Kosten	"EW3"	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	"EX 3"	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 023

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603969	Reiterkogel	Reiterkogel	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57307	Hinterglemm	414/1	RW 394154,42 HW 250691,8

Eigentümer:

BBNH-Bergbahnen

Saalbach-Hinterglemm Ges.m.b.H.

Reiterkogelweg 215

5753 Saalbach

Gesamtinhalt	38.100 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	27.925 [m³]

Durchfluss	Q	1,94 [m³/s]
Leistung	P	7088 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV

9498 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Saalach

Stauziel Speicherteich	1.513 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.040 m.ü.A

Δh	473 [m]	Rohrleitungslänge	1.574 [m]
Δl	1350 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

20 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

1.250 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Reiterkogel
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	3.391.586 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.252.767 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.994.303 €
Zwischensumme Kraftwerk	11.578.656 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	11.584.656 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	875.000 €
---	-----------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Reiterkogel
Leistungsbezogene Kosten	1634 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,22 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	42 Jahre

PZ	Anlage	Speicherteilch	Bezirk
1602820	Saalbach	Saalbach I	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57314	Saalbach	1567/3	RW 397693,76 HW 248080,42

Eigentümer:

Saalbacher Bergbahnen Ges.m.b.H.

Saalbach 308

5753 Saalbach



Gesamteinhalt	36.800	[m³]
Nutzeinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzeinhalt [=Berechnungsgrundlage]	27.766	[m³]

Durchfluss	Q	1,93 [m³/s]
Leistung	P	14277 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV
-----------------------	-----

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

19131 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saalach

Stauziel Speicherteich	1.936 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	980 m.ü.A

Δh	956 [m]	Rohrleitungslänge	2.438 [m]
Δl	2000 [m]	Nenn Durchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
günstiges Steigungsverhältnis

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

60 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

3.250 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

K.A.

Grobkostenkalkulation Saalbach

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	9.275.000 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.566.015 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.983.076 €
Zwischensumme Kraftwerk	21.764.091 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung

18.000 €

Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen

Zwischensumme Netzanbindung

18.000 €

GESAMTKOSTEN	21.782.091
--------------	------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung

2.275.000 €

Hochspannungsleitung Salzburg AG

SPEZIFISCHE KOSTEN		Saalbach
1. Materialkosten	100,00	100,00
2. Personalkosten	20,00	20,00
3. Gemeinkosten	10,00	10,00
4. Abschreibung	5,00	5,00
5. Sonstige Kosten	2,00	2,00
Gesamt	137,00	137,00

Leistungsbezogene Kosten	1526	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,14	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	39	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 025

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602820	Schönleiten	Schönleiten I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57314	Saalbach	901/2	RW 401809,52 HW 251252,47

Eigentümer:

BBNH-Bergbahnen

Saalbach-Hinterglemm Ges.m.b.H.

Reiterkogelweg 215

5753 Saalbach

Gesamtinhalt	40.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	34.930 [m³]

Durchfluss	Q	2,43 [m³/s]
Leistung	P	14123 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

19825 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Saalach

Stauziel Speicherteich	1.690 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	935 m.ü.A

Δh	755 [m]	Rohrleitungslänge	2.873 [m]
Δl	2500 [m]	Nenndurchmesser	1.220 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	20 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	7.500 [m]
Hochspannungsleitung Salzburg AG	

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Schönleiten
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	10.476.549 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.473.777 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.489.526 €
Zwischensumme Kraftwerk	23.379.852 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	23.385.852 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	5.250.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Schönleiten
Leistungsbezogene Kosten	1656 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,24 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	43 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 026

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602820	Schönleiten	Schönleiten II	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57314	Saalbach	901/1	RW 401275,18 HW 251629,59

Eigentümer:

BBNH-Bergbahnen

Saalbach-Hinterglemm Ges.m.b.H.

Reiterkogelweg 215

5753 Saalbach

Gesamtinhalt	63.800 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	50.228 [m³]

Durchfluss	Q	3,49 [m³/s]
Leistung	P	25999 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

34838 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Saalach

Stauziel Speicherteich	1.899 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	935 m.ü.A

Δh	964 [m]	Rohrleitungslänge	3.205 [m]
Δl	2750 [m]	Nenndurchmesser	1.420 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

20 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

7.500 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Schönleiten
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	18.941.413 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	15.599.207 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	3.571.135 €
Zwischensumme Kraftwerk	40.051.755 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	40.057.755 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	5.250.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Schönleiten
Leistungsbezogene Kosten	1541 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,15 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	39 Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603279	Aberg	Aberg I	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57101	Aberg	646/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 418415,06	HW 247391,61

Eigentümer:

Aberg Hinterthal Bergbahnen AG
Dorf 65
5761 Maria Alm am St. Meer



Gesamtinhalt	89.500	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	74.983	[m³]

Durchfluss	Q	5,21	[m³/s]
Leistung	P	27491	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	36838	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Urslaubach (bzw. Pumpstation)			
Stauziel Speicherteich	1.546	m.ü.A	
Stauziel Gegenspeicher	860	m.ü.A	

Δh	686	[m]	Rohrleitungslänge	3.118	[m]
Δl	2750	[m]	Nenndurchmesser	1.620	[mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:					
k.A.					

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz					
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)					
130					
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz					
Hochspannungsleitung Salzburg AG					
3.600					
Anmerkung zur Stromleitung:					
k.A.					

Grobkostenkalkulation

Aberg

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	18.854.692 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	16.494.454 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	5.321.297 €
Zwischensumme Kraftwerk	42.610.442 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	39.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	39.000 €

GESAMTKOSTEN	42.649.442 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	2.520.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Aberg

Leistungsbezogene Kosten	1551	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,16	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	40	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 028

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603494	Asitz	Asitz	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57120	Plirzbichl	341/1	RW 402672,46 HW 252012,64

Eigentümer:

Leoganger Bergbahnen Ges.m.b.H

5771 Leogang



Gesamtinhalt	73.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	63.675	[m³]

Durchfluss	Q	4,42	[m³/s]
Leistung	P	33243	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

44546

[MWh]

Verlustwassermenge aus: Leoganger Aache

Stauziel Speicherteich	1.863	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	890	m.ü.A

Δh	973 [m]	Rohrleitungslänge	4.315 [m]
Δl	3800 [m]	Nenndurchmesser	1.620 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)			
50 [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (220KV)			
10.400 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung:			
k.A.			

Grobkostenkalkulation

Asitz

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	37.793.738 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	19.945.984 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	4.521.819 €
Zwischensumme Kraftwerk	64.201.541 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	15.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	15.000 €

GESAMTKOSTEN

64.216.541 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	7.280.000 €
Leitungsnetz Verbund (220KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Asitz

Leistungsbezogene Kosten	1932	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,44	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	49	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 029

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604027	Gabühel u. Bürglalm	Gabühel u. Bürglalm I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57202	Dientenbach	499	RW 426182,79 HW 248129,75

Eigentümer:

Sportbahnen Dienten
Dorf 32
5652 Dienten am Hochkönig

Gesamtinhalt	29.500 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	22.548 [m³]

Durchfluss	Q	1,57 [m³/s]
Leistung	P	7074 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	9479 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Dientenbach

Stauziel Speicherteich	1.584 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.000 m.ü.A

Δh	584 [m]	Rohrleitungslänge	1.618 [m]
Δl	1350 [m]	Nenn Durchmesser	1.020 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
günstiges Steigungsverhältnis; Leitung entlang bestehender Schipiste parallel zur bestehenden Mittelspannungsleitung

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	100 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	1.500 [m]
Hochspannungsleitung Salzburg AG	
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

Grobkostenkalkulation	Gabühel u. Bürglalm
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	3.480.254 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.244.340 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.614.158 €
Zwischensumme Kraftwerk	11.278.753 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	30.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	30.000 €

GESAMTKOSTEN	11.308.753 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	1.050.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Gabühel u. Bürglalm
Leistungsbezogene Kosten	1599 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,19 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	41 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 030

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604027	Gabühel u. Bürglalm	Gabühel u. Bürglalm II	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57202	Dienten	04.Feb	RW 423891,58 HW 250275,56

Eigentümer:

Sportbahnen Dienten
Dorf 32
5652 Dienten am Hochkönig

Gesamtinhalt	25.200 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	22.739 [m³]

Durchfluss	Q	1,58 [m³/s]
Leistung	P	7105 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

9521 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Dientherbach

Stauziel Speicherteich	1.623 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.040 m.ü.A

Δh	583 [m]	Rohrleitungslänge	2.029 [m]
Δl	1750 [m]	Nenndurchmesser	1.020 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

10 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

1.500 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Gabühel u. Bürglalm
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	4.358.522 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	4.263.039 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.627.636 €
Zwischensumme Kraftwerk	12.189.197 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	3.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	3.000 €

GESAMTKOSTEN	12.192.197 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	1.050.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Gabühel u. Bürglalm
Leistungsbezogene Kosten	1716 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,28 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	44 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 031

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603952	Kitzsteinhorn	Kitzsteinhorn I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57310	Kaprun	14	RW 401560,86 HW 229649,69

Eigentümer:

Gletscherbahnen Kaprun AG
Wilhelm-Fazokas-Str. 690
5710 Kaprun



Gesamtinhalt

Nutzhalt

genährter Nutzhalt
[=Berechnungsgrundlage]

119.000

k.A.

85.236

[m³]

[m³]

[m³]

Durchfluss

Leistung

Q

P

5,92

61088

[m³/s]

[kW]

Jahresarbeitsvermögen

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV

81858

[MWh]

Verlustwassermenge aus:

Zeferetgraben

Stauziel Speicherteich

Stauziel Gegenspeicher

2.374

1.050

m.ü.A

m.ü.A

Δh

Δl

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Ausführung als Stollen; günstiges Steigungsverhältnis

1324

2800

[m]

[m]

Rohrleitungslänge

Nenndurchmesser

3.407

2.800

[m]

[mm]

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Leitungsnetz Verbund (220 KV)

Anmerkung zur Stromleitung:

Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden

250

5.000

[m]

[m]

Grobkostenkalkulation

Kitzsteinhorn

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	12.359.723 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	36.652.868 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	6.046.178 €
Zwischensumme Kraftwerk	56.998.769 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	75.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	75.000 €

GESAMTKOSTEN	57.073.769 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	3.500.000 €
Leitungsnetz Verbund (220 KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Kitzsteinhorn

Leistungsbezogene Kosten	934	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,70	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	23	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 032

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603952	Kitzsteinhorn	Kitzsteinhorn II	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57310	Kaprun	33/1	RW 402188,18 HW 2313111,1

Eigentümer:

Gletscherbahnen Kaprun AG
Wilhelm-Fazokas-Str. 690
5710 Kaprun

Gesamtinhalt	25.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	20.346 [m³]

Durchfluss	Q	1,41 [m³/s]
Leistung	P	10979 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

14712 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Kaprunneraache

Stauziel Speicherteich	1.966 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	960 m.ü.A

Δh	1006 [m]	Rohrleitungslänge	2.316 [m]
Δl	1850 [m]	Nenndurchmesser	2.800 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

sehr günstiges Steigungsverhältnis

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	300 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	4.160 [m]
Leitungsnetz Verbund (220 KV)	

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Kitzsteinhorn
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	10.532.247 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	26.758.022 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	8.558.539 €
Zwischensumme Kraftwerk	47.788.808 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	90.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	90.000 €

GESAMTKOSTEN	47.878.808 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220 KV)	595.000 €
--	-----------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Kitzsteinhorn
Leistungsbezogene Kosten	1074 €/KW
Energiebezogene Kosten	0,80 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	27 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 033

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603687	Königsleiten	Königsleiten	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57006	Hinterwaldb.	4/1	RW 355782,85 HW 236924,18

Eigentümer:

Gerlospass-Königsleiten Bergbahnen GmbH

5742 Wald im Pinzgau



Gesamtinhalt	158.000	[m³]
Nutzhalt	150.000	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	120.771	[m³]

Durchfluss	Q	8,39	[m³/s]
Leistung	P	44597	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

59760 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Salzach

Stauziel Speicherteich	2.203	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.520	m.ü.A

Δh	683 [m]	Rohrleitungslänge	2.851 [m]
Δl	2500 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Ausführung als Stollen			
Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
k.A. [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (380 KV)			
850 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung: Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden			

Grobkostenkalkulation

Königsleiten

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	10.532.247 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	26.758.022 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	8.558.539 €
Zwischensumme Kraftwerk	47.788.808 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	90.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	90.000 €

GESAMTKOSTEN

47.878.808 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	595.000 €
Leitungsnetz Verbund (380 KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Königsleiten

Leistungsbezogene Kosten	1074	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,80	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	27	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 034

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602702	Rauris	Rauris	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57217	Wörtherberg	420/2	RW 421640,77 HW 231191,91

Eigentümer:

Rauriser Hochalpbahnen AG

Liftweg 2

5661 Rauris

Gesamtinhalt	73.700 [m³]
Nutzhalt	60.000 [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	62.316 [m³]

Durchfluss	Q	4,33 [m³/s]
Leistung	P	26312 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

35258 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Aache

Stauziel Speicherteich	1.749 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	960 m.ü.A

Δh	789 [m]	Rohrleitungslänge	2.263 [m]
Δl	1900 [m]	Nenndurchmesser	1.420 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

günstiges Steigungsverhältnis

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	260 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	9.500 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Rauris
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	11.228.918 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	15.787.000 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	4.425.750 €
Zwischensumme Kraftwerk	33.381.668 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	78.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	78.000 €

GESAMTKOSTEN	33.459.668 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz ÖBB (110 kV)	6.650.000 €
--	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Rauris
Leistungsbezogene Kosten	1272 €/KW
Energiebezogene Kosten	0,95 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	33 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 035

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604490	Resterhöhe	Resterhöhe	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57015	Mühlberg	266	RW 377668,31 HW 241578,82

Eigentümer:

Bergbahn AG Kitzbühel
Hahnenkammstraße 1a
6370 Kitzbühel



Gesamtinhalt	175.000	[m³]
Nutzhalt	170.000	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	132.284	[m³]

Durchfluss	Q	9,19	[m³/s]
Leistung	P	69086	[KW]

Jahresarbeitsvermögen
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV
92576 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Mühlbach-Bramberg

Stauziel Speicherteich	1.816	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	850	m.ü.A

Δh	966 [m]	Rohrleitungslänge	3.782 [m]
Δl	3300 [m]	Nenndurchmesser	2.800 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
Ausführung als Stollen

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	50	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (380 KV)	1.250	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:
Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden

Grobkostenkalkulation

Resterhöhe

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	13.974.095 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	41.451.743 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	9.372.453 €
Zwischensumme Kraftwerk	66.738.291 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	15.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	15.000 €

GESAMTKOSTEN

66.753.291 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung	875.000 €
Leitungsnetz Verbund (380 KV)	

SPEZIFISCHE KOSTEN

Resterhöhe

Leistungsbezogene Kosten	966	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,72	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	24	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 036

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603122	Schmittenhöhe	Schmittenhöhe I	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57302	Aufhausen	13/1	RW 406565,62 HW 241886,84

Eigentümer:

Schmittenhöhebahn AG

SchmittensträÙe 119

5700 Zell am See

Gesamtinhalt	49.500 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	37.709 [m³]

Durchfluss	Q	2,62 [m³/s]
Leistung	P	16412 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

21992 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Zellersee

Stauziel Speicherteich	1.560 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	750 m.ü.A

Δh	810 [m]	Rohrleitungslänge	2.996 [m]
Δl	2600 [m]	Nenndurchmesser	1.320 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

20 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung (Salzburg AG)

2.200 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Schmittenhöhe
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	13.417.687 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	9.847.278 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	20.000 €
Zwischensumme Kraftwerk	25.224.965 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	25.230.965 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	1.540.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Schmittenhöhe
Leistungsbezogene Kosten	1537 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,15 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	39 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 037

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603122	Schmittenhöhe	Schmittenhöhe II	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57304	Bruckberg	495/1	RW 405816,9 HW 242255,58

Eigentümer:

Schmittenhöhebahn AG

SchmittensträÙe 119

5700 Zell am See

Gesamtinhalt	52.500 [m³]
Nutzhalt	50.500 [m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	39.856 [m³]

Durchfluss	Q	2,77 [m³/s]
Leistung	P	19980 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

JAV

26773 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Zellersee

Stauziel Speicherteich	1.682 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	750 m.ü.A

Δh	932 [m]	Rohrleitungslänge	3.931 [m]
Δl	3450 [m]	Nenndurchmesser	1.420 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)

20 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung (Salzburg AG)

2.200 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Schmittenhöhe
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	22.546.463 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	11.987.749 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	20.000 €
Zwischensumme Kraftwerk	36.494.212 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	6.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	6.000 €

GESAMTKOSTEN	36.500.212 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	1.540.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Schmittenhöhe
Leistungsbezogene Kosten	1827 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,36 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	46 Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602866	Steinplatte	Steinplatte II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57108	Gföll	1165/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 392877,78	HW 276769,12

Eigentümer:

Steinplatte Aufschließungsges.m.b.H.
Dorfstraße 12
6384 Waidring



Gesamtinhalt	69.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	57.913	[m³]

Durchfluss	Q	4,02	[m³/s]
Leistung	P	17537	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	23500	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Unkenbach			
Stauziel Speicherteich		1.434	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		870	m.ü.A

Δh	564 [m]	Rohrleitungslänge	3.034 [m]
Δl	2700 [m]	Nenndurchmesser	1.620 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)		3.500 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG		26.500 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		

Grobkostenkalkulation

Steinplatte

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	15.058.520 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	10.522.447 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	4.114.452 €
Zwischensumme Kraftwerk	31.635.418 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	1.050.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	1.050.000 €

GESAMTKOSTEN	32.685.418 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	18.550.000 €

SPECIFISCHE KOSTEN				Steinplatte	
Leistungsbezogene Kosten		1864	€/KW		
Energiebezogene Kosten		1,39	€/KWh		
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")		48	Jahre		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 039

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602866	Steinplatte	Steinplatte III	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57108	Gföll	1166/1	RW 393138,11 HW 274889,71

Eigentümer:

Steinplatte Aufschließungsges.m.b.H.

Dorfstraße 12

6384 Waidring

Gesamtinhalt	24.800	[m³]
Nutzinhalt	12.850	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	20.131	[m³]

Durchfluss	Q	1,40	[m³/s]
Leistung	P	8833	[KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

11837

[MWh]

Verlustwassermenge aus:

Unkenbach

Stauziel Speicherteich	1.690	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	870	m.ü.A

Δh	820	[m]	Rohrleitungslänge	3.954	[m]
Δl	3500	[m]	Nenndurchmesser	1.020	[mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	3.500	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	26.500	[m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Steinplatte
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	11.364.366 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	5.299.998 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.443.246 €
Zwischensumme Kraftwerk	20.047.611 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	1.050.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	1.050.000 €

GESAMTKOSTEN	21.097.611 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	18.550.000 €
---	--------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Steinplatte
Leistungsbezogene Kosten	2388 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,78 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	62 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 040

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604390	Wildkogel	Wildkogel	Zell am See

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57015	Mühlberg	324/2	RW 371093,53 HW 238677,38

Eigentümer:

Oberpinzg.Fremdenverkehrsford- u.
Bergbahnen AG
5741 Neukirchen am Großven.

Gesamtinhalt	177.000 [m³]
Nutzhalt	175.000 [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	140.072 [m³]

Durchfluss	Q	9,73 [m³/s]
Leistung	P	94830 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

127072 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Vorstadtbach

Stauziel Speicherteich	2.102 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	850 m.ü.A

Δh	1252 [m]	Rohrleitungslänge	3.475 [m]
Δl	2900 [m]	Nenndurchmesser	1.020 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Ausführung als Stollen; günstiges Steigungsverhältnis

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	300 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	500 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden

Grobkostenkalkulation	Wildkogel
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	8.840.006 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.114.630 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.975.682 €
Zwischensumme Kraftwerk	20.870.318 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	90.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	90.000 €

GESAMTKOSTEN	20.960.318 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (380 KV)	1.400.000 €
--	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Wildkogel
Leistungsbezogene Kosten	1550 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,16 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	40 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 041

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501174	Aineckliffe u. Karstadt	Aineckliffe u Karstadt I	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58022	St. Margareth.	1524	RW 473689,45 HW 214169,86

Eigentümer:

Aineckliffe Ges.mb.H & Co. KG

Unternberg

5580 Tamsweg

Gesamtinhalt	25.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	19.951 [m³]

Durchfluss	Q	1,39 [m³/s]
Leistung	P	10065 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

13478 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Plinitzbach

Stauziel Speicherteich	2.004 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.060 m.ü.A

Δh	944 [m]	Rohrleitungslänge	2.939 [m]
Δl	2500 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

k.A.

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

k.A. [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

2.000 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation		Aineckliffe u. Karstadt
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	8.155.672 €	
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	6.039.037 €	
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €	
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €	
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.430.518 €	
Zwischensumme Kraftwerk	17.565.227 €	

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	90.000 €	
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen		
Zwischensumme Netzanbindung	90.000 €	

GESAMTKOSTEN		17.655.227 €
--------------	--	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	1.400.000 €	
---	-------------	--

SPEZIFISCHE KOSTEN		Aineckliffe u. Karstadt
Leistungsbezogene Kosten	1754	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,31	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	45	Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501174	Aineckliffe u. Karstadi	Aineckliffe u Karstadi II	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
58022	St. Margareth. 1524	RW 473771,15	HW 214294,95

Eigentümer:

Aineckliffe Ges.mb.H & Co. KG
Unternberg
5580 Tamsweg



Gesamtinhalt	35.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	27.662	[m³]

Durchfluss	Q	1,92	[m³/s]
Leistung	P	13524	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	18123	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Plinitzbach			
Stauziel Speicherteich		1.975	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.060	m.ü.A

Δh	915 [m]	Rohrleitungslänge	2.774 [m]
Δl	2350 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Hochspannungsleitung Salzburg AG		2.000	[m]
Anmerkung zur Stromleitung:			
k.A.			

Grobkostenkalkulation

Aineckliffe u. Karstadi

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	8.840.006 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	8.114.630 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.975.682 €
Zwischensumme Kraftwerk	20.870.318 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	90.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	90.000 €

GESAMTKOSTEN	20.960.318 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	1.400.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Aineckliffe u. Karstadi

Leistungsbezogene Kosten	1550	€/KW
Energiebezogene Kosten	1,16	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	40	Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501177	Fanningberg	Fanningberg I	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
58037	Weißpriach	1105/30	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 475301,99	HW 225452,7

Eigentümer:

Fanningberglifte GmbH & Co KG
Fanningberg 151
5570 Mauterndorf



Gesamtinhalt	50.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	40.089	[m³]

Durchfluss	Q	2,78	[m³/s]
Leistung	P	17791	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	23839	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Taurach-Lungau			
Stauziel Speicherteich		2.019	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.190	m.ü.A

Δh	829 [m]	Rohrleitungslänge	1.696 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: sehr günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		270	[m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		13.500	[m]
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)			
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

Grobkostenkalkulation

Fanningberg

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	2.349.148 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	10.674.363 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	2.854.310 €
Zwischensumme Kraftwerk	17.817.821 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	81.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	81.000 €

GESAMTKOSTEN	17.898.821 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	9.450.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN

Fanningberg

Leistungsbezogene Kosten	1006	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,75	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	26	Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 044

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501200	Gamsleiten	Gamsleiten	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55325	Untertauern	516/1	RW 467012,6 HW 234011,29

Eigentümer:

Tauernlift GmbH
Mauterdorf 31
5570 Mauterdorf



Gesamtinhalt	23.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	22.065	[m³]

Durchfluss	Q	1,53	[m³/s]
Leistung	P	2305	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr3088 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Speicherteich Schaidberg

Stauziel Speicherteich	1.838	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.644	m.ü.A

Δh	195 [m]	Rohrleitungslänge	1.088 [m]
Δl	970 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Speicherteich Schaidberg als Gegenspeicher			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)50 [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV)20.000 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

Grobkostenkalkulation	Gamsleiten
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	1.549.667 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	1.382.817 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.579.971 €
Zwischensumme Kraftwerk	6.452.455 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	15.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	15.000 €

GESAMTKOSTEN	6.467.455 €
--------------	-------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Leitungsnetz Verbund (220 KV)	14.000.000 €
--	--------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Gamsleiten
Leistungsbezogene Kosten	2806 €/KW
Energiebezogene Kosten	2,09 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	72 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 045

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501156	Großeck-Speiereck	Großeck-Speiereck I	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58012	Mautendorf	1542/1	RW 473668,29 HW 220856,68

Eigentümer:

Bergbahnen Lungau Ges.m.b.H. & Co KG

Mautendorf

5570 Mautendorf

Gesamtinhalt	35.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genäherter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	26.483 [m³]

Durchfluss	Q	1,84 [m³/s]
Leistung	P	10108 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

JAV

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

13544 [MWh]

Verlustwassermenge aus:

Trogbach

Stauziel Speicherteich	1.881 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.170 m.ü.A

Δh	711 [m]	Rohrleitungslänge	2.335 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	1.120 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Leitung großteils parallel zur bestehender Mittelspannungsleitung

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	50 [m]
Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)	
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	10.000 [m]
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation	Großeck-Speiereck
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	6.834.829 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	6.064.591 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	1.892.361 €
Zwischensumme Kraftwerk	16.731.781 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	15.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	15.000 €

GESAMTKOSTEN	16.746.781 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	7.000.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN	Großeck-Speiereck
Leistungsbezogene Kosten	1657 €/KW
Energiebezogene Kosten	1,24 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	42 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 046

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501156	Großeck-Speiereck	Großeck-Speiereck II	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58012	Mautemdorf	1542/1	RW 473471,44 HW 220980,5

Eigentümer:

Bergbahnen Lungau Ges.m.b.H. & Co KG

Mautemdorf

5570 Mautemdorf



Gesamtinhalt

79.000 [m³]

Nutzhalt

k.A. [m³]

genäherter Nutzhalt

62.662 [m³]

[=Berechnungsgrundlage]

Durchfluss

4,35 [m³/s]

Leistung

25175 [KW]

Jahresarbeitsvermögen

33734 [MWh]

Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus: Trogbach

Stauziel Speicherteich

1.919 m.ü.A

Stauziel Gegenspeicher

1.170 m.ü.A

Δh

749 [m]

Rohrleitungslänge

2.556 [m]

Δl

2200 [m]

Nenndurchmesser

2.800 [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:

Leitung großteils parallel zur bestehenden Mittelspannungsleitung

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

400 [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

10.000 [m]

Hochspannungsleitung (Salzburg AG)

Anmerkung zur Stromleitung:

k.A.

Grobkostenkalkulation

Großeck-Speiereck

Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefen und Verlegen)	19.236.053 €
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	40.542.055 €
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	7.940.593 €
Zwischensumme Kraftwerk	69.658.701 €

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	120.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	120.000 €

GESAMTKOSTEN

69.778.701 €

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.

Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	3.500.000 €
---	-------------

SPEZIFISCHE KOSTEN

Großeck-Speiereck

Leistungsbezogene Kosten	1033 €/KW
Energiebezogene Kosten	0,77 €/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	26 Jahre

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 047

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501229	Katschberg-Aineck	Katschberg-Aineck	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58022	St. Margareth.	1261	RW 473256,09 HW 212669,04

Eigentümer:

Bergbahnen Katschberg GmbH. & Co.KG.
Katschberg 1
9863 Rennweg



© 2008 - Rennweg - Tamsweg

Gesamtinhalt	150.000	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	112.031	[m³]

Durchfluss	Q	7,78	[m³/s]
Leistung	P	67570	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

90544 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saumoosgraben

Stauziel Speicherteich	2.166	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.050	m.ü.A

Δh	1116 [m]	Rohrleitungslänge	5.207 [m]
Δl	4600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]

Anmerkung zur Druckrohrleitung:
Ausführung als Stollen

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz

k.A. [m]

Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz

Hochspannungsleitung Salzburg AG

5.000 [m]

Anmerkung zur Stromleitung:

Aufgrund der Größe der Anlage sollte die Einspeisung ins Hochspannungsnetz erwägt werden

Grobkostenkalkulation		Katschberg-Aineck
Leitungskosten Druckrohrleitung (Liefern und Verlegen)	19.236.053 €	
Turbinenkosten (Turbine + Pumpe)	40.542.055 €	
Bautechnik Krafthaus	1.920.000 €	
Einlaufrechen Bergspeicher	20.000 €	
Errichtung und Einlaufrechen Gegenspeicher	7.940.593 €	
Zwischensumme Kraftwerk	69.658.701 €	

Leitungskosten zur Stromnetzanbindung (Mittelspannung 30KV)	120.000 €
Die Kosten für die Schaltanlage sind in den Turbinenkosten mit inbegriffen	
Zwischensumme Netzanbindung	120.000 €

GESAMTKOSTEN	69.778.701 €
--------------	--------------

Alternativ kann ins Hochspannungsnetz eingespeist werden. Die Kosten für elektromaschinelle Ausrüstung sind in diesem Fall gesondert zu ermitteln.	
Leitungskosten Hochspannungsleitung Hochspannungsleitung Salzburg AG	3.500.000 €

SPEZIFISCHE KOSTEN		Katschberg-Aineck
Leistungsbezogene Kosten	1033	€/KW
Energiebezogene Kosten	0,77	€/KWh
Amortisationszeit (Basis Börsenkurs "Intraday 4/4")	26	Jahre

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1305500	Waldhofalm	Waldhofalm	Salzburg-Umgebung

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
56102	Fuschl	259	RW 447547,37 HW 296109,34

Eigentümer:

Herbert Ebner, Ebner's Waldhof
5330 Fuschl am See



Gesamtinhalt	250 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	215 [m³]

Durchfluss	Q	0,01 [m³/s]
Leistung	P	4 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	6 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	See
Stauziel Speicherteich	718 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	680 m.ü.A

Δh	38 [m]	Rohrleitungslänge	224 [m]
Δl	200 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202567	Annaberg	Annaberg	Hallein

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
56003	Annaberg	110/1	RW 458850,62 HW 264362,02

Eigentümer:

Annaberger Zwieselalmbahnen
GmbH & Co KG
Annaberg 141
5524 Annaberg-Lungötz



Gesamtinhalt	700 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	539 [m³]

Durchfluss	Q	0,04 [m³/s]
Leistung	P	24 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	32 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	Lammer bzw Rauhenbach
Stauziel Speicherteich	847 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	765 m.ü.A

Δh	n.R. [m]	Rohrleitungslänge	n.R [m]
Δl	n.R. [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		300 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 050

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202650	Hornlifte	Hornlifte	Hallein
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
56009	Rußbach	917/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 460765,38	HW 270922,39

Eigentümer:

Rußbacher Schlift GesmbH & Co
5442 Rußbach am Paß Gschütt



Gesamtinhalt	5.050	[m³]
Nutzinhalt	5.050	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	4.234	[m³]

Durchfluss	Q	0,35	[m³/s]
Leistung	P	99	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Rußbach
Stauziel Speicherteich	1.130 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	791 m.ü.A

Δh	339 [m]	Rohrleitungslänge	1.853 [m]
Δl	1650 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:	günstige geradlinige Verlegung entlang Mittelspannungsleitung möglich		

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (110KV)	2.700 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	
k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 051

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202274	Karkogellift	Karkogel I	Hallein
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
56004	Fischbach	423/3	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 452288,06	HW 266753,12

Eigentümer:

Abtenauer Bergbahnen Ges.m.b.H.
5441 Abtenau



Gesamtinhalt	13.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	11.955	[m³]

Durchfluss	Q	0,83	[m³/s]
Leistung	P	3182	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Leudfriedgraben
Stauziel Speicherteich	1.201 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	710 m.ü.A

Δh	491 [m]	Rohrleitungslänge	2.319 [m]
Δl	2050 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
Anbindung zu Karkogel II			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	13.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	
k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 052

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202795	Postalm	Postalm	Hallein
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
56012	Seidegg	54/1	
		RW	HW
		457149,71	278888,63

Eigentümer:

Griebel-Hirschmanner- und Partner KEG
Bahnstraße 300
5350 Strobl



Gesamtinhalt	6.000	[m³]
Nutzhalt	6.000	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	4.464	[m³]

Durchfluss	Q	0,42	[m³/s]
Leistung	P	85	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 113 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Russbach-Postalm
Stauziel Speicherteich	1.176 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.150 m.ü.A

Δh	26 [m]	Rohrleitungslänge	606 [m]
Δl	550 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:	ungünstiges Steigungsverhältnis		

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	k.A.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 053

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1202275	Sonnleitenlift	Sonnleitenlift	Hallein
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
50201	Abtenau	69/1	
		RW	HW
		451339,6	269575,06

Eigentümer:

Abtenauer Bergbahnen Ges.m.b.H.
5441 Abtenau



Gesamtinhalt	3.100	[m³]
Nutzhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.403	[m³]

Durchfluss	Q	0,17	[m³/s]
Leistung	P	3	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 5 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Fischbach
Stauziel Speicherteich	723 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	720 m.ü.A

Δh	3 [m]	Rohrleitungslänge	3 [m]
Δl	0 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:	Speicher befindet sich am Talboden		

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	k.A.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 054

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403869	Neuberg-Filzmoos	Neuberg Filzmoos	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55315	Neuberg	193/1	
		RW	HW
		461617,26	256078,02

Eigentümer:

Filzmooser Bergbahnen Ges.m.b.H.
Harmli-Scheffer_Walchofer OHG
5532 Filzmoos



Gesamtinhalt	8.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	6.761	[m³]

Durchfluss	Q	0,47	[m³/s]
Leistung	P	1016	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	1361	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Fritzbach			
Stauziel Speicherteich		1.262	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.000	m.ü.A

Δh	262 [m]	Rohrleitungslänge	1.190 [m]
Δl	1050 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstige geradlinige Verlegung entlang Liftschneise			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (220KV)		9.500	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 055

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404189	Großberg-Filzmoos	Großberg_Filzmoos	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55315	Neuberg	32/1	
		RW	HW
		462955,93	255646,64

Eigentümer:

Bergbahnen Filzmoos GmbH&Co KG
5532 Filzmoos



Gesamtinhalt	14.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	10.879	[m³]

Durchfluss	Q	0,76	[m³/s]
Leistung	P	720	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	964	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Warne Mandling			
Stauziel Speicherteich		1.192	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.070	m.ü.A

Δh	122 [m]	Rohrleitungslänge	1.436 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (220KV)		5.000	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 056

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403623	Roßbrand (Papageno)	Roßbrand I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55305	Filzmoos	41/3	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW	HW
		464191,34	253188,45

Eigentümer:

Filzmooser Bergbahnen Ges.m.b.H.
5532 Filzmoos



Gesamtinhalt	4.787 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genäherter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	3.644 [m³]

Durchfluss	Q	0,25 [m³/s]
Leistung	P	1474 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

1976 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Enns
Stauziel Speicherteich	1.577 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	830 m.ü.A

Δh	747 [m]	Rohrleitungslänge	2.597 [m]
Δl	2240 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: anbindung an Roßbrand II			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220KV)	100 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 057

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403509	Grießenkar	Grießenkar III	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55304	Feuersang	507/3	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW	HW
		452311,95	244549,56

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamtinhalt	10.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genäherter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	7.582 [m³]

Durchfluss	Q	0,53 [m³/s]
Leistung	P	2470 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

3310 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Speicherteich Weltcupstrecke
Stauziel Speicherteich	1.488 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	934 m.ü.A

Δh	554 [m]	Rohrleitungslänge	2.230 [m]
Δl	1950 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Anbindung zu Grießenkar I; Grießenkar IV als Gegenspeicher			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	50 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 058

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403509	Grießenkar	Grießenkar IV	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55304	Feuersang	584	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 453554,74	HW 246422,64

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamtinhalt	18.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	15.179	[m³]

Durchfluss	Q	1,05	[m³/s]
Leistung	P	414	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

554 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Enns
Stauziel Speicherteich	927 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	n.R. m.ü.A

Δh	15 [m]	Rohrleitungslänge	n.R: [m]
Δl	n.R. [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Speicher befindet sich am Talboden, als Gegenspeicher ausbaubar			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 059

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404272	Flachau	Weltcupstrecke Flachau	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55306	Flachau	121	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 454310,52	HW 244460,83

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamtinhalt	18.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	15.179	[m³]

Durchfluss	Q	1,05	[m³/s]
Leistung	P	82	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

110 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Enns
Stauziel Speicherteich	934 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	n.R. m.ü.A

Δh	10 [m]	Rohrleitungslänge	n.R. [m]
Δl	n.R. [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Speicher befindet sich am Talboden, als Gegenspeicher ausbaubar			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 060

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404172	Fageralmilfe	Fageralm	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55307	Forslau	806/2	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 465740,06	HW 247515,91

Eigentümer:

Reiteralm Bergbahnen Ges.m.b.H. & Co. KG.
8973 Pichl



Gesamtinhalt	13.200 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	11.334 [m³]

Durchfluss	Q	0,79 [m³/s]
Leistung	P	2530 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	3390 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Forstaubach	
Stauziel Speicherteich	1.352 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	940 m.ü.A

Δh	412 [m]	Rohrleitungslänge	1.272 [m]
Δl	1080 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz ÖBB (110KV)		350 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 061

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403548	Hahnbaumilfe	Hahnbaumilfe	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55123	Rettenstein	521	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 441880,03	HW 244621,28

Eigentümer:

Alpendorf Bergbahnen AG
Alpendorf 14
5600 St.Johann im Pongau



Gesamtinhalt	1.270 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	1.051 [m³]

Durchfluss	Q	0,07 [m³/s]
Leistung	P	303 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	405 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Kleinarler Aache	
Stauziel Speicherteich	1.112 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	630 m.ü.A

Δh	482 [m]	Rohrleitungslänge	1.142 [m]
Δl	920 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: sehr günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz Verbund (220KV)		580 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: nahegelegenes Umspannwerk (nordwestlich)		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 062

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403685	Gernkogel	Gernkogel II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55121	Plankenau	833/2	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 442821,68	HW 241110,91

Eigentümer:

Alpendorf Bergbahnen AG
Alpendorf 14
5600 St.Johann im Pongau



Gesamtinhalt	8.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	6.449	[m³]

Durchfluss	Q	0,45	[m³/s]
Leistung	P	1591	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

2132 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Gernkogel III
Stauziel Speicherteich	1.745 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.290 m.ü.A

Δh	455 [m]	Rohrleitungslänge	2.042 [m]
Δl	1800 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (220 KV)	1.200 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	
k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 063

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403685	Gernkogel	Gernkogel III	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55121	Plankenau	591/16	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 441430,61	HW 242351,81

Eigentümer:

Alpendorf Bergbahnen AG
Alpendorf 14
5600 St.Johann im Pongau



Gesamtinhalt	8.500	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	6.981	[m³]

Durchfluss	Q	0,48	[m³/s]
Leistung	P	2664	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

3570 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Kleinarter Aache
Stauziel Speicherteich	1.290 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	670 m.ü.A

Δh	620 [m]	Rohrleitungslänge	1.584 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
Zusätzliche Nutzung als Gegen- bzw. Zwischenspeicher; günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (220 KV)	50 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:	
k.A.	

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404171	Roßkopf	Roßkopf I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55316	Palfen	751/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 457742,19	HW 239964,12

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	2.900	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.639	[m³]

Durchfluss	Q	0,18	[m³/s]
Leistung	P	343	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	460	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Zauchenbach			
Stauziel Speicherteich		1.740	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.240	m.ü.A

Δh	500 [m]	Rohrleitungslänge	1.791 [m]
Δl	1550 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
k.A. [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
k.A. [m]			
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404171	Roßkopf	Roßkopf II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55316	Palfen	750	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 458701,83	HW 239520,42

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	10.370	[m³]
Nutzinhalt	9.700	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	8.396	[m³]

Durchfluss	Q	0,67	[m³/s]
Leistung	P	1253	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	1680	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Zauchenbach			
Stauziel Speicherteich		1.589	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.350	m.ü.A

Δh	239 [m]	Rohrleitungslänge	609 [m]
Δl	500 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz			
k.A. [m]			
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz Verbund (220 KV)			
8.500 [m]			
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403421	Zauchensee	Zauchensee X	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55316	Palfen	718/2	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 460055	HW 239355,36

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	2.898 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.342 [m³]

Durchfluss	Q	0,16 [m³/s]
Leistung	P	330 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	442 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	Zauchenbach
Stauziel Speicherteich	1.620 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.360 m.ü.A

Δh	260 [m]	Rohrleitungslänge	719 [m]
Δl	600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403000	Zauchensee	Zauchensee I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55306	Flachau	312/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 456357,21	HW 240077,87

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	1.200 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	998 [m³]

Durchfluss	Q	0,07 [m³/s]
Leistung	P	318 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	426 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	Enns
Stauziel Speicherteich	1.609 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.020 m.ü.A

Δh	589 [m]	Rohrleitungslänge	1.671 [m]
Δl	1400 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Leitung entlang bestehender Liftrasse; günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	8.400 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403000	Zauchensee	Zauchensee II	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55306	Flachau	312/1	RW 456399,19 HW 240084,87

Eigentümer:

Zauchensee Liftgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	300 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	270 [m³]

Durchfluss	Q	0,02 [m³/s]
Leistung	P	90 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	121 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Enns		
Stauziel Speicherteich		1.636 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.020 m.ü.A

Δh	616 [m]	Rohrleitungslänge	1.733 [m]
Δl	1450 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Leitung entlang bestehender Liftrasse; günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV) mehr als		8.400 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		k.A.

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403904	Dorfgastein	Dorfgastein I	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
55007	Klammstein	1549/4	RW 434565,43 HW 234366,96

Eigentümer:

Dorfgasteiner Bergbahnen AG
Dorfgastein 109
5632 Dorfgastein



Gesamtinhalt	945 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	912 [m³]

Durchfluss	Q	0,06 [m³/s]
Leistung	P	148 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	199 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Mayerhofbach		
Stauziel Speicherteich		1.215 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		915 m.ü.A

Δh	300 [m]	Rohrleitungslänge	1.468 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannung Salzburg AG		1.200 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		k.A.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 070

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403904	Dorfgastein	Dorfgastein II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55007	Klammstein	1529/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 435532,08	HW 232980,89

Eigentümer:

Dorfgasteiner Bergbahnen AG
Dorfgastein 109
5632 Dorfgastein



Gesamtinhalt	19.635 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	17.106 [m³]

Durchfluss	Q	1,19 [m³/s]
Leistung	P	9039 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 12112 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus: Dorfgasteinergaben	
Stauziel Speicherteich	1.820 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	845 m.ü.A

Δh	975 [m]	Rohrleitungslänge	2.850 [m]
Δl	2400 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG		650 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 071

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403910	Frauenalm	Frauenalm I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55306	Flachau	496	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 452001,82	HW 240129,25

Eigentümer:

Kleinarler Bergbahn GesmbH & Co KG
Nr. 224
5603 Kleinarl



Gesamtinhalt	13.750 [m³]
Nutzinhalt	11.470 [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	11.090 [m³]

Durchfluss	Q	0,80 [m³/s]
Leistung	P	3809 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 5103 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus: Walchaugraben	
Stauziel Speicherteich	1.663 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.050 m.ü.A

Δh	613 [m]	Rohrleitungslänge	2.938 [m]
Δl	2600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG		200 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 072

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403910	Frauenalm	Frauenalm II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55306	Flachau	493/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 453545,35	HW 240834,73

Eigentümer:

Kleinarler Bergbahn GesmbH & Co KG
Nr. 224
5603 Kleinarl



Gesamtinhalt	3.260	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.593	[m³]

Durchfluss	Q	0,18	[m³/s]
Leistung	P	379	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	507	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Walchaugraben			
Stauziel Speicherteich		1.320	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.050	m.ü.A

Δh	270 [m]	Rohrleitungslänge	1.299 [m]
Δl	1150 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG		200	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 073

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404135	Goldegg-Buchberg	Goldegg_Buchberg	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55103	Buchberg	995/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 431443,78	HW 241741,48

Eigentümer:

Buchberg Schilifte GesmbH.&Co
5622 Goldegg im Pongau



Gesamtinhalt	3.500	[m³]
Nutzinhalt	2.950	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.769	[m³]

Durchfluss	Q	0,20	[m³/s]
Leistung	P	24	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	32	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Standpunkt vor Salzach			
Stauziel Speicherteich		815	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		0	m.ü.A

Δh	15 [m]	Rohrleitungslänge	1.430 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz k.A.		k.A.	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 074

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404517	Schönalm	Hundskogel-Schönalm	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55325	Untertauern	511/1	
		RW	235990,11
		HW	

Eigentümer:

Schönalmbahn Betriebs gmbH
 Nr. 90
 8974 Mandling



Gesamtinhalt	9.200	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	7.253	[m³]

Durchfluss	Q	0,50	[m³/s]
Leistung	P	744	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
 Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus: Hunsfeldsee			
Stauziel Speicherteich	1.833	m.ü.A	
Stauziel Gegenspeicher	1.644	m.ü.A	

Δh	189 [m]	Rohrleitungslänge	390 [m]
Δl	300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		18.500	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 075

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404355	Kehrkopfbahn	Kehrkopfbahn	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55325	Untertauern	534/3	
		RW	234924,35
		HW	

Eigentümer:

Kehrkopf-Seilbahn GmbH
 Nr. 18
 5562 Obertauern



Gesamtinhalt	11.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	9.230	[m³]

Durchfluss	Q	0,64	[m³/s]
Leistung	P	317	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
 Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus: Taurach-Pongau			
Stauziel Speicherteich	1.664	m.ü.A	
Stauziel Gegenspeicher	1.600	m.ü.A	

Δh	64 [m]	Rohrleitungslänge	337 [m]
Δl	300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		16.000	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 076

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403911	Mooskopf	Mooskopf I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55119	Mitterkleinarl	225	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW	HW
		450405,87	239431,84

Eigentümer:

Kleinarler Bergbahn GesmbH & Co KG
Nr. 224
5603 Kleinarl



Gesamtinhalt	6.920 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	5.112 [m³]

Durchfluss	Q	0,36 [m³/s]
Leistung	P	1977 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

2649 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Kleinarler Aache	
Stauziel Speicherteich	1.714 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.000 m.ü.A

Δh	714 [m]	Rohrleitungslänge	2.336 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		6.100 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 077

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403911	Mooskopf	Mooskopf II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55119	Mitterkleinarl	225	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW	HW
		450408,52	239688,48

Eigentümer:

Kleinarler Bergbahn GesmbH & Co KG
Nr. 224
5603 Kleinarl



Gesamtinhalt	15.230 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	0 [m³]

Durchfluss	Q	0,82 [m³/s]
Leistung	P	4529 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

0 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Kleinarler Aache	
Stauziel Speicherteich	1.705 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.000 m.ü.A

Δh	705 [m]	Rohrleitungslänge	2.229 [m]
Δl	1900 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		6.100 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403819	Radstadt-Altenmarkt	Radstadt_Altenmarkt I	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55310	Högggen	356	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 458287,56	HW 246353,63

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
Altenmarkt
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	11.500 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	8.723 [m³]

Durchfluss	Q	0,61 [m³/s]
Leistung	P	1752 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	2347 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Zauchenbach		
Stauziel Speicherteich		1.271 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		900 m.ü.A

Δh	371 [m]	Rohrleitungslänge	1.382 [m]
Δl	1200 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		1.500 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403819	Radstadt-Altenmarkt	Radstadt_Altenmarkt II	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55310	Högggen	417/3	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 459375,82	HW 246977,91

Eigentümer:

Zauchensee Lifgesellschaft
Benedikt Scheffer GesmbH
Altenmarkt
5541 Altenmarkt im Pongau



Gesamtinhalt	4.800 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	3.664 [m³]

Durchfluss	Q	0,25 [m³/s]
Leistung	P	736 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	987 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Grosse Loh - NG1		
Stauziel Speicherteich		1.241 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		870 m.ü.A

Δh	371 [m]	Rohrleitungslänge	1.487 [m]
Δl	1300 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Leitung entlang bestehender Schipiste parallel zur Mittelspannungsleitung			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		100 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1403896	Reitlehen	Reitlehen II	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten	
55322	Sinnhub	386	RW 456233,81	HW 251545,05

Eigentümer:

Bergbahnen Flachau GmbH
Hauptstraße 159
5542 Flachau



Gesamtinhalt	500 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	428 [m³]

Durchfluss	Q	0,03 [m³/s]
Leistung	P	97 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	130 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Enns	
Stauziel Speicherteich	1.288 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	870 m.ü.A

Δh	418 [m]	Rohrleitungslänge	2.140 [m]
Δl	1900 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz Verbund (220 KV)		1.300 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404120	Sonnenlift, Obertauern	Sonnenlift_Obertauern	St. Johann im Pongau

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten	
55325	Obertauern	511/1	RW 466571,99	HW 235160,64

Eigentümer:

Sonnenlift Obertauern GmbH.
Obertauern 87
5562 Obertauern



Gesamtinhalt	16.600 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	13.194 [m³]

Durchfluss	Q	0,92 [m³/s]
Leistung	P	829 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	1111 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Kehrkopfbahn	
Stauziel Speicherteich	1.780 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.664 m.ü.A

Δh	116 [m]	Rohrleitungslänge	1.984 [m]
Δl	1800 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG		8.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 082

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1404221	Zehnerkar, Obertauern	Zehnerkar_Obertauern	St. Johann im Pongau
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
55325	Untertauern	516/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 465761,1	HW 233618,68

Eigentümer:

Obertauern Seilbahnen GesmbH
Obertauern 87
5562 Obertauern



Gesamtinhalt	14.200	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	13.184	[m³]

Durchfluss	Q	0,92	[m³/s]
Leistung	P	2814	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	3770	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Taurach-Pongau			
Stauziel Speicherteich		2.054	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.660	m.ü.A

Δh	394 [m]	Rohrleitungslänge	981 [m]
Δl	800 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Hochspannungsleitung Salzburg AG		7.000	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 083

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603910	Hochalm	Hochalm II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57307	Hinterglemm	149/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 391124,4	HW 249608,4

Eigentümer:

Hinterglemm Bergbahnen Ges.m.b.H.
Zwölferkogelweg 208
5754 Hinterglemm



Gesamtinhalt	14.000	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	10.626	[m³]

Durchfluss	Q	0,74	[m³/s]
Leistung	P	1275	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	1708	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus: Saalach			
Stauziel Speicherteich		1.352	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.130	m.ü.A

Δh	222 [m]	Rohrleitungslänge	913 [m]
Δl	800 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Verbindung zum direkt anschließenden Speicherteich Hochalm I andenken			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz			
Hochspannungsleitung Salzburg AG		3.000	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.			

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 084

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603509	Jausern	Jausern	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57314	Saalach	1728/2	RW 400684,29 HW 248808,39

Eigentümer:

BBNH-Bergbahnen
Saalach-Hinterglemm Ges.m.b.H.
Reiterkogelweg 215
5753 Saalach



Gesamtinhalt	1.500 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	1.125 [m³]

Durchfluss	Q	0,08 [m³/s]
Leistung	P	12 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

16 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saalach	
Stauziel Speicherteich	940 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	920 m.ü.A

Δh	20 [m]	Rohrleitungslänge	22 [m]
Δl	0 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Speicher befindet sich am Talboden			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		k.A.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 085

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602820	Saalach	Saalach II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
57314	Saalach	438/4	RW 398183,89 HW 251593,44

Eigentümer:

Saalachber Bergbahnen Ges.m.b.H.
Saalach 308
5753 Saalach



Gesamtinhalt	2.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	1.500 [m³]

Durchfluss	Q	0,10 [m³/s]
Leistung	P	304 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

407 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Saalach	
Stauziel Speicherteich	1.374 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.000 m.ü.A

Δh	374 [m]	Rohrleitungslänge	1.383 [m]
Δl	1200 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		4.200 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		k.A.

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 086

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603279	Aberg	Aberg II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57101	Aberg	1596	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 419686,54	HW 247932,99

Eigentümer:

Aberg Hinterthal Bergbahnen AG
Dorf 65
5761 Maria Alm am St. Meer



Gesamtinhalt	7.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	5.990 [m³]

Durchfluss	Q	0,42 [m³/s]
Leistung	P	2026 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	2715 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Urslaubach (bzw. Pumpstation)	
Stauziel Speicherteich	1.485 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	860 m.ü.A

Δh	625 [m]	Rohrleitungslänge	3.048 [m]
Δl	2700 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG		
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 087

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604100	Natron	Natron	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57102	Alm	131/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 418225,4	HW 251579,72

Eigentümer:

Aberg Hinterthal Bergbahnen AG
Dorf 65
5761 Maria Alm am St. Meer



Gesamtinhalt	5.000 [m³]
Nutzhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzhalt [=Berechnungsgrundlage]	4.529 [m³]

Durchfluss	Q	0,31 [m³/s]
Leistung	P	264 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	353 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Urslau	
Stauziel Speicherteich	928 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	820 m.ü.A

Δh	108 [m]	Rohrleitungslänge	671 [m]
Δl	600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG		
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 088

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603880	Hinterreitliffe	Hinterreit	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57101	Aberg	52	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 416436,91	HW 251512,83

Eigentümer:

Reinhard und Peter Hörl
Schattberg 16
5761 Maria Alm am St. Meer



Gesamtinhalt	9.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	7.861 [m³]

Durchfluss	Q	0,55 [m³/s]
Leistung	P	651 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	873 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Ursiau		
Stauziel Speicherteich		933 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		780 m.ü.A

Δh	153 [m]	Rohrleitungslänge	788 [m]
Δl	700 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG		
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 089

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603962	Eder, Deponie	Eder	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57208	Reith	28/2	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 413467,16	HW 237707,5

Eigentümer:

Josef Eder
Niederhof
5671 Bruck a.d Glocknerstr.



Gesamtinhalt	1.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	806 [m³]

Durchfluss	Q	0,06 [m³/s]
Leistung	P	63 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	85 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Salzach		
Stauziel Speicherteich		895 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		750 m.ü.A

Δh	145 [m]	Rohrleitungslänge	679 [m]
Δl	600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Leitungsnetz ÖBB (110 kV)		
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 090

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604114	Embach	Embach	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57204	Embach	300/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 424857,66	HW 238468,11

Eigentümer:

Embacher Lifte GmbH & Co KG
Embach 53
5651 Lend



Gesamtinhalt	3.500	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	2.858	[m³]

Durchfluss	Q	0,20	[m³/s]
Leistung	P	648	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 868 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Salzach
Stauziel Speicherteich	0 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	685 m.ü.A

Δh	419 [m]	Rohrleitungslänge	2.086 [m]
Δl	1850 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (220 KV)	250 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 091

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603955	Graber/Hutter	Graber-Hutter	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57016	Neukirchen	685/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 371808,48	HW 237314,67

Eigentümer:

Fritz Hutter
Wildkogelhaus
5733 Bramberg



Gesamtinhalt	600	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	489	[m³]

Durchfluss	Q	0,03	[m³/s]
Leistung	P	178	[KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV 239 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

Verlustwassermenge aus:	Ganserbach
Stauziel Speicherteich	1.523 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	850 m.ü.A

Δh	673 [m]	Rohrleitungslänge	1.909 [m]
Δl	1600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: günstiges Steigungsverhältnis			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (380 KV)	580 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 092

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603330	Liebenauerlift	Liebenauerlift	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57202	Dienten	352/8	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 426867,23	HW 250014,66

Eigentümer:

Hochköniglifte Ges.m.b.H.
5652 Dienten am Hochkönig



Gesamtinhalt	2.500	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	1.748	[m³]

Durchfluss	Q	0,12	[m³/s]
Leistung	P	106	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	142	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus:	Dientenbach	
Stauziel Speicherteich	1.232	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.120	m.ü.A

Δh	112 [m]	Rohrleitungslänge	867	[m]
Δl	780 [m]	Nenndurchmesser	k.A.	[mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis				

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Hochspannungsleitung Salzburg AG	600	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. -

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604172	Maiskogel	Maiskogel	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57310	Kaprun	304/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW nicht auffindbar	HW nicht auffindbar

Eigentümer:

Maiskogel Betries AG
Einödweg 179
57110 Kaprun

Gesamtinhalt	4.500	[m³]
Nutzinhalt	k.A.	[m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	3.643	[m³]

Durchfluss	Q	0,25	[m³/s]
Leistung	P	-	[KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	-	[MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr			

Verlustwassermenge aus:	-	
Stauziel Speicherteich	1.559	m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	-	m.ü.A

Δh	- [m]	Rohrleitungslänge	-	[m]
Δl	- [m]	Nenndurchmesser	-	[mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.				

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A.	[m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
k.A.	k.A.	[m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 093

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604597	Rodelbahn Biberg	Rodelbahn Biberg I	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57129	Uttenhofen	126	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 409982,41	HW 254437,09

Eigentümer:

Biberg Betreiber GmbH
Kehlbach 47
5760 Saalfelden am St. Meer



Gesamtinhalt	1.200 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	1.059 [m³]

Durchfluss	Q	0,07 [m³/s]
Leistung	P	229 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	307 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	Rodelbahn Speicherteich II
Stauziel Speicherteich	1.130 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	780 m.ü.A

Δh	350 [m]	Rohrleitungslänge	1.217 [m]
Δl	1050 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: Rodelbahn Biberg II als Gegenspeicher			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (220 KV)	2.800 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 094

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1604597	Rodelbahn Biberg	Rodelbahn Biberg II	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57129	Uttenhofen	499/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 410958,65	HW 253944,99

Eigentümer:

Biberg Betreiber GmbH
Kehlbach 47
5760 Saalfelden am St. Meer



Gesamtinhalt	650 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	488 [m³]

Durchfluss	Q	0,03 [m³/s]
Leistung	P	12 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	16 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus:	Harhamer Olte
Stauziel Speicherteich	780 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	735 m.ü.A

Δh	45 [m]	Rohrleitungslänge	662 [m]
Δl	600 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: ungünstiges Steigungsverhältnis, als Gegenspeicher für Rodelbahn Biberg I ausbaubar			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Leistungsnetz Verbund (220 KV)	1.800 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 095

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1602866	Steinplatte	Steinplatte I	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57108	Gföll	1166/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 392755,1	HW 275659,7

Eigentümer:

Steinplatte Aufschließungsges.m.b.H.
Dorfstraße 12
6384 Waidring



Gesamtinhalt	14.250 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	10.482 [m³]

Durchfluss	Q	0,73 [m³/s]
Leistung	P	3746 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

5019 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Unkenbach	
Stauziel Speicherteich	1.530 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	870 m.ü.A

Δh	660 [m]	Rohrleitungslänge	3.702 [m]
Δl	3300 [m]	Nenndurchmesser	820 [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz Mittelspannungsleitung (Salzburg AG)		3.500 [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG		26.500 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 096

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1603775	Wildalmilfe	Wildalmilfe	Zell am See
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
57108	Gföll	1151	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 396941,72	HW 281138,74

Eigentümer:

Schilfte Unken-Heutal
5091 Unken



Gesamtinhalt	13.442 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	11.796 [m³]

Durchfluss	Q	0,82 [m³/s]
Leistung	P	2946 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

3948 [MWh]

Verlustwassermenge aus: Fischbach-Unken	
Stauziel Speicherteich	1.311 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	850 m.ü.A

Δh	461 [m]	Rohrleitungslänge	2.097 [m]
Δl	1850 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz Hochspannungsleitung Salzburg AG		24.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 097

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501174	Aineckliffe u. Karstadt	Aineckliffe u Karstadt III	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58022	St. Margareth.	1521/2	RW 474905,3 HW 214177,95

Eigentümer:

Aineckliffe Ges.mb.H & Co. KG
Unternberg
5580 Tamsweg



Gesamtinhalt	5.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	3.750 [m³]

Durchfluss	Q	0,26 [m³/s]
Leistung	P	1209 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

1620 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Saumoosgraben
Stauziel Speicherteich	1.645 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.050 m.ü.A

Δh	595 [m]	Rohrleitungslänge	2.720 [m]
Δl	2400 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Hochspannungsleitung Salzburg AG	5.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 098

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501177	Fanningberg	Fanningberg II	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58037	Weißpriach	1105/19	RW 476187,75 HW 225959,71

Eigentümer:

Fanningberglifte GmbH & Co KG
Fanningberg 151
5570 Mauterndorf



Gesamtinhalt	4.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	3.289 [m³]

Durchfluss	Q	0,23 [m³/s]
Leistung	P	1052 [KW]

Jahresarbeitsvermögen JAV
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr

1409 [MWh]

Verlustwassermenge aus:	Reitbach-Fanningberg
Stauziel Speicherteich	1.710 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.120 m.ü.A

Δh	590 [m]	Rohrleitungslänge	2.294 [m]
Δl	2000 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz	k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz	
Hochspannungsleitung (Salzburg AG)	14.500 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.	

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501039	Plattenkarliffe	Plattenkarlift I	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58031	Tweng	577/11	RW 467898,92 HW 234801,98

Eigentümer:

Loden Steiner Ges.m.b.H.
Mandling Nr.90
8974 Mandling



Gesamtinhalt	1.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	769 [m³]

Durchfluss	Q	0,05 [m³/s]
Leistung	P	72 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	96 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Taurach-Lungau	
Stauziel Speicherteich	1.823 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.650 m.ü.A

Δh	173 [m]	Rohrleitungslänge	954 [m]
Δl	850 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz Verbund (220 KV)		20.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501039	Plattenkarliffe	Plattenkarlift II	Tamsweg

KG	KG-Nr	Gst.Nr.	Bundesmeldenetz Koordinaten
58031	Tweng	577/11	RW 467974,86 HW 234966,81

Eigentümer:

Loden Steiner Ges.m.b.H.
Mandling Nr.90
8974 Mandling



Gesamtinhalt	14.000 [m³]
Nutzinhalt	k.A. [m³]
genährter Nutzinhalt [=Berechnungsgrundlage]	11.727 [m³]

Durchfluss	Q	0,81 [m³/s]
Leistung	P	1258 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	1685 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Taurach-Lungau	
Stauziel Speicherteich	1.848 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher	1.650 m.ü.A

Δh	198 [m]	Rohrleitungslänge	1.121 [m]
Δl	1000 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung: k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz Verbund (220 KV)		20.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung: k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 101

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501039	Plattenkarliffe	Plattenkarlift III	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
58031	Tweng	577/11	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 467632,22	HW 234657,51

Eigentümer:

Loden Steiner Ges.m.b.H.
Mandling Nr.90
8974 Mandling



Gesamteinhalt	12.000 [m³]
Nutzeinhalte	k.A. [m³]
genäherter Nutzeinhalte	10.599 [m³]
[=Berechnungsgrundlage]	

Durchfluss	Q	0,74 [m³/s]
Leistung	P	743 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	996 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Taurach-Lungau		
Stauziel Speicherteich		1.780 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.650 m.ü.A

Δh	130 [m]	Rohrleitungslänge	837 [m]
Δl	750 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
k.A.			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
Leitungsnetz Verbund (220 KV)		20.000 [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		

STANDORTBEURTEILUNG

NR. 102

PZ	Anlage	Speicherteich	Bezirk
1501079	Schaidberg	Schaidberg	Tamsweg
KG	KG-Nr	Gst.Nr.	
58031	Tweng	579/1	
		Bundesmeldenetz Koordinaten	
		RW 468049,84	HW 233775,23

Eigentümer:

Schaidberg Sesselbahn Co.KG.
5563 Tweng



Gesamteinhalt	25.000 [m³]
Nutzeinhalte	k.A. [m³]
genäherter Nutzeinhalte	20.082 [m³]
[=Berechnungsgrundlage]	

Durchfluss	Q	1,39 [m³/s]
Leistung	P	92 [KW]

Jahresarbeitsvermögen	JAV	124 [MWh]
Berechnungen bezogen auf Kraftwerksbetrieb für 4 Stunden/Tag an 335 Tagen/Jahr		

Verlustwassermenge aus: Wasserentnahme Taurach		
Stauziel Speicherteich		1.644 m.ü.A
Stauziel Gegenspeicher		1.635 m.ü.A

Δh	9 [m]	Rohrleitungslänge	56 [m]
Δl	50 [m]	Nenndurchmesser	k.A. [mm]
Anmerkung zur Druckrohrleitung:			
Gegenspeicher für Speicherteich Gamsleiten			

Verbindung zum nächstgelegenen Mittelspannungsnetz		k.A. [m]
Verbindung zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz		
k.A.		k.A. [m]
Anmerkung zur Stromleitung:		
k.A.		