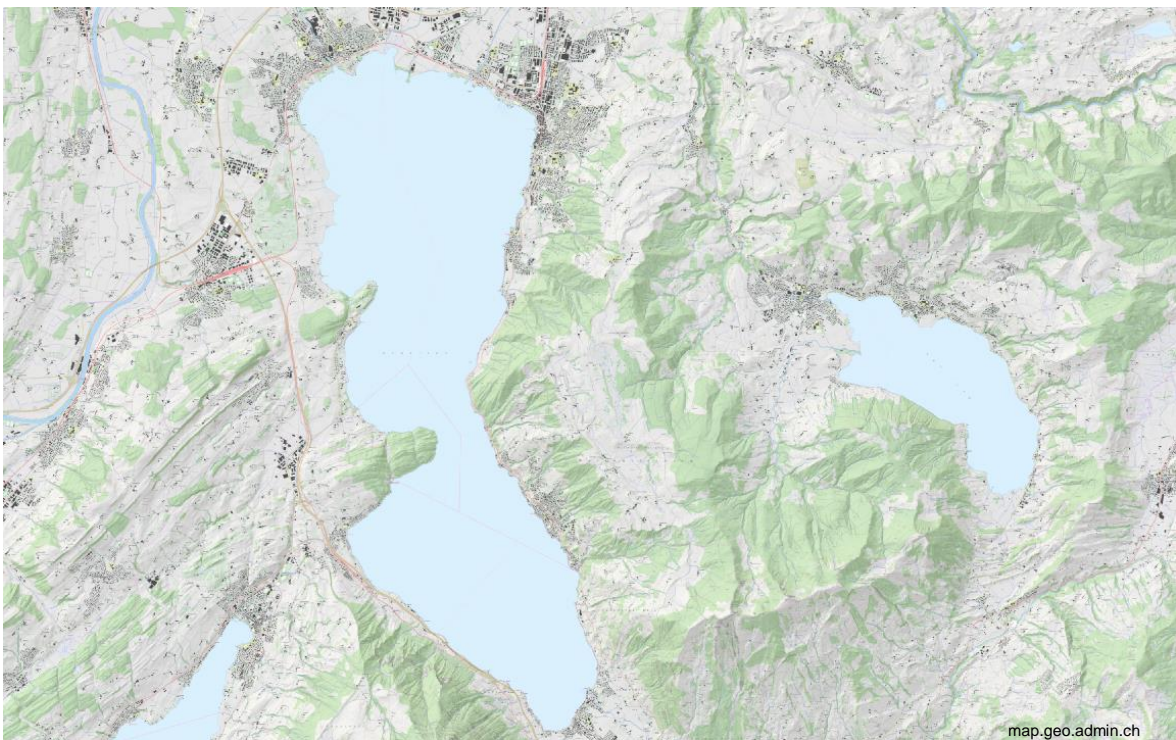


Pumpspeicherkraftwerk zwischen Ägeri- und Zugersee

Bericht zu Fragen aus dem Postulat von Pirmin Andermatt



Kanton Zug
Amt für Umwelt - Abteilung Energie und Klima

Version 0.4 / 3. Januar 2023

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	3
2	Stromproduktion im Kanton Zug	4
3	Projektidee Pumpspeicherung	6
3.1	Funktionsweise Pumpspeicherung.....	6
3.2	Frühere Projekte zwischen Ägerisee und Zugersee.....	7
3.3	Betriebskonzepte	7
4	Beurteilung der Fragestellungen	9
4.1	Speicherpotenzial	9
4.2	technische Auslegung und Betrieb	12
4.3	Abfluss Lorze.....	13
4.4	Abschätzung Wirtschaftlichkeit.....	14
4.5	Erreichung der Ziele	17
4.5.1	Speicherung Solarstrom	17
4.5.2	Kurzfristige Produktionsreserven.....	17
4.5.3	Einheimische, CO ₂ -freie Stromproduktion	19
4.5.4	Stromversorgungssicherheit	20
4.6	Alternative Massnahmen.....	20
5	Fazit	22

1 Ausgangslage

Steigende Marktpreise und eingeschränkte Verfügbarkeit verschiedener Energieträger in ganz Europa sowie Szenarien einer Strommangellage in der Schweiz haben dazu geführt, dass die Stromversorgungssicherheit deutlich an Aufmerksamkeit gewonnen hat. Dies spiegelt sich auch auf der politischen Ebene, sowohl national als auch kantonal. Unter anderem finden konkrete Energieprojekte den Weg auf die Traktandenliste.

So ist im Zuger Kantonsrat am 5. März 2022 ein Postulat eingereicht worden, das die Prüfung eines Pumpspeicherkraftwerkes zwischen Ägerli- und Zugersee verlangt. Ein solches Werk ist gemäss Postulatstext bereits in den 1970er Jahren sowie rund 40 Jahre später nochmals geprüft worden. Das erste Projekt scheiterte unter anderem am Natur- und Landschaftsschutz, beim zweiten kamen zusätzlich Bedenken aus Sicht des Gewässerschutzes hinzu, da das Wasser des Zugersees stark phosphorhaltig ist.

Der Urheber des Postulates gewichtet in der heutigen Zeit die CO₂-neutrale Energieproduktion sowie die Zuschaltung von Produktionsreserven in Zeiten von Versorgungsengpässen hoch und verweist namentlich auf die Kombination von Photovoltaik und Pumpspeicherung. Zudem könne ein Pumpspeicherwerk dazu dienen, den Phosphorgehalt im Zugersee zu senken.

Der vorliegende Fachbericht ist im Auftrag der Abteilung Energie und Klima innerhalb des Amtes für Umwelt auf Basis eines Pflichtenheftes vom 22. Juni 2022 erstellt worden. Zusätzlich sind drei Berichte aus den Jahren 2008 bis 2010 zur Verfügung gestellt worden, in denen ein vergleichbares Projekt im Auftrag der WWZ AG sowie der SAE Immobilien AG bereits untersucht worden ist.

Es werden Fragen aus den Bereichen Energiewirtschaft, Technik und Betriebswirtschaft beleuchtet. Es handelt sich namentlich um die Skizzierung des Speicherpotenzials, der technischen Auslegung, der Auswirkungen auf den Pegel der beiden Seen und die Lorze zwischen Unterägeri und Baar sowie eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Fragen der Gewässerökologie gehören nicht zum Tätigkeitsgebiet von Schnyder Ingenieure und werden in Übereinstimmung mit dem Pflichtenheft hier nicht vertieft. Im Abschlussbericht zur Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2010 finden sich Aussagen zur umweltrechtlichen Sicht und zu negativen ökologischen Auswirkungen. Das Werk wurde im Bereich der Ökologie als nicht machbar klassifiziert.

Insgesamt hat die Wasserkraftnutzung im Kanton Zug keine grosse Bedeutung. Die Gesamtproduktion beträgt 0.2 % der gesamten Schweizer Energieproduktion aus Wasserkraft. Die wichtigsten Schweizer Wasserkraftkantone sind einerseits die Gebirgskantone (VS, GR, TI, UR) und andererseits die Mittellandkantone mit den grossen Flusskraftwerken (etwa BE, SO, AG).

3 Projektidee Pumpspeicherung

3.1 Funktionsweise Pumpspeicherung

Elektrische Energie ist in der modernen Gesellschaft zu einem unverzichtbaren Gut geworden. Sie lässt sich jedoch in grösseren Mengen und über längere Zeit nicht direkt speichern. Somit muss zu jedem Zeitpunkt die jeweils aus dem Stromnetz bezogene Energiemenge an einer anderen Stelle von einem Kraftwerk erzeugt und eingespeist werden. Die unterschiedlichen Kraftwerkstypen sind unterschiedlich flexibel in ihrer Fahrweise. Wasserkraftwerke sind in aller Regel in der Lage, ihre Leistung sehr schnell anzupassen. Der limitierende Faktor stellt allerdings die verfügbare Wassermenge dar, welche in Abhängigkeit der Meteorologie sowie saisonal schwankt.

Ein Pumpspeicherwerk stellt einen speziellen Kraftwerkstypen dar. Bei solchen Anlagen werden ein oberes und ein unteres Speicherbecken mit einer Druckleitung derart verbunden, dass Wasser in beide Richtungen fließen kann. Im Turbinierbetrieb wird Wasser aus dem oberen Speicher zur Energieerzeugung genutzt, wie dies bei allen Speicherkraftwerken der Fall ist. Das herabströmende Wasser treibt eine Turbine an, die über eine Welle mit einem Generator verbunden ist. Im Generator wird die mechanische Bewegungsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Im Pumpbetrieb hingegen funktionieren die Hauptbestandteile in umgekehrter Weise. Aus dem Generator wird ein Elektromotor, welcher elektrische Energie aus dem Stromnetz bezieht und in eine Drehbewegung umwandelt. Damit wird eine Pumpe angetrieben, die Wasser aus dem unteren Becken in das obere Becken pumpt. Je nach Bauart können die Turbinen direkt als Pumpen eingesetzt werden oder es kommen separate Pumpen zum Einsatz.

Der grosse Vorteil einer Pumpspeicheranlage liegt in ihrer Flexibilität. Während Phasen tiefer Strompreise wird Wasser in den oberen Speicher verschoben. Die potenzielle Energie des so gespeicherten Wassers kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umgewandelt werden, wenn mehr Energie benötigt wird bzw. die Strompreise höher sind. Da der Wirkungsgrad eines gesamten Pump-Turbinier-Zyklus in einer Grössenordnung von insgesamt 75% liegt, wird dadurch netto keine zusätzliche Energie erzeugt. Vielmehr machen die verschiedenen Verluste der «Verschiebung» von Energie auf später rund ein Viertel aus. Bei ausreichend hohen Preisdifferenzen zwischen günstigen und teuren Stunden resultiert sich daraus dennoch ein attraktives Geschäftsmodell.

Die relevanten Faktoren beim Betrieb einer Pumpspeicheranlage sind somit einerseits die Preisunterschiede (engl. Spread) der einzelnen Stundenpreise und andererseits die Dimensionierung der Speicherbecken und der Anlagen. In der Regel verfügt das obere Becken über ein kleineres Volumen als das untere und bildet damit einen limitierenden Faktor. Ist das obere Speicherbecken einmal gefüllt, kann selbst bei sehr tiefen bzw. allenfalls negativen stündlichen Strompreisen kein weiteres Wasser mehr hinauf gepumpt werden. Analog präsentiert sich die Situation, wenn das nutzbare Volumen vollständig geleert ist. Selbst bei höchsten Strompreisen ist keine zusätzliche Produktion mehr möglich.

Während die Speichervolumen zu einem grossen Teil durch natürliche Gegebenheiten beschränkt werden, hat ein Investor beim Bau einer Pumpspeicheranlage hinsichtlich der Dimensionierung mehr Handlungsspielraum. Selbstverständlich müssen die einzelnen Anlagenteile wie Druckleitung, Turbine, Pumpe und Motor/Generator aufeinander abgestimmt sein. Eine Anlage mit insgesamt höherer Leistung wird aber das verfügbare Volumen des oberen Speicherbeckens in kürzerer Zeit füllen als eine weniger leistungsstarke. Analog verhält es sich mit der Stromproduktion.

Die Schweiz verfügt als Land im Alpenraum aufgrund der Höhenunterschiede über ideale Voraussetzungen zur Realisierung von Pumpspeicherwerken. Entsprechend sind in den letzten 20 Jahren im Hinblick auf die geöffneten Strommärkte in Europa zusätzlich zu den bereits bestehenden

Pumpspeicherwerken weitere Anlagen geplant und teilweise realisiert worden. Diese Pumpspeicher der neusten Generation sind auf den gesamteuropäischen Markt ausgerichtet. Die Schweiz verfügt in ihrem Stromversorgungssystem an sich über ausreichend Flexibilität, um den kurzfristigen Ausgleich von Strombezug und -erzeugung sicherstellen zu können.

3.2 Frühere Projekte zwischen Ägerisee und Zugersee

Bereits in den 1970er Jahren, als kurzfristiger Stromhandel an europäischen Börsen noch in weiter Ferne lag, gab es Ideen für ein Pumpspeicherwerk zwischen Ägerisee und Zugersee. Argumente für eine solche Anlage ist der Höhenunterschied von mehr als 300 m, auf einer horizontalen Distanz, die lediglich rund 10 km beträgt.

Anstelle stündlicher Strompreise gab es früher eine Differenzierung zwischen Hoch- und Schwachlastzeiten innerhalb des Tages, welche in der Unterscheidung von Hoch- und Niedertarifen zum Ausdruck kam. Die mechanischen Ferrarisähler verfügen dafür über zwei Register, zwischen denen der Netzbetreiber über ein zeitlich gesteuertes Signal umschalten kann.

Ab den späten 1960er Jahren gingen in der Schweiz die ersten Kernkraftwerke in Betrieb. Dieser Kraftwerkstyp zeichnet sich dadurch aus, dass er praktisch permanent mit voller Leistung betrieben wird. Somit entstand ab den 1970er Jahren die Situation, dass insb. in den Nachstunden tendenziell mehr elektrische Bandenergie verfügbar war, als im Inland gebraucht wurde. In diesem stabilen und gut planbaren Umfeld konnten Pumpspeicherwerke bereits erfolgreich eingesetzt werden.

Der erwähnte Zubau an Pumpspeicherwerken nach der Jahrtausendwende basierte nicht mehr primär auf dem nächtlichen Überschussstrom der Kernkraftwerke, sondern zunehmend auf der Volatilität der Strompreise in einem kontinentaleuropäischen Strommarkt, der sich zunehmend integrierte. In den meisten Ländern der europäischen Union hat die Strommarktöffnung früher begonnen als in der Schweiz und ist heute weiter fortgeschritten. Durch die traditionell enge Verknüpfung des Schweizer Stromnetzes mit jenen der Nachbarländer und die hohe grenzüberschreitende Leitungskapazität erlaubten aber auch Schweizer Kraftwerksbetreibern eine Teilnahme am internationalen Handel.

In diese Zeit fällt auch die Projektidee der Wasserwerke Zug (WWZ), zwischen Äger- und Zugersee erneut ein Pumpspeicherwerk zu prüfen. Im Jahr 2008 liess das privatrechtlich organisierte Unternehmen eine entsprechende Machbarkeitsstudie von externen Spezialisten erstellen. Auch dieses Vorhaben wurde allerdings bislang nicht realisiert.

3.3 Betriebskonzepte

Das Postulat nimmt in der Begründung Bezug auf die Speicherung von unregelmässig anfallendem Solarstrom sowie auf kurzfristig zuschaltbare Produktionsreserven in Zeiten von Versorgungsgaps. Dahinter stecken zwei verschiedene Betriebskonzepte, die im Folgenden unterschieden werden.

1. *Speicherung von Solarstrom*

Die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) ist direkt gekoppelt mit der Sonneneinstrahlung. Dies bringt es mit sich, dass im Sommerhalbjahr deutlich mehr elektrische Energie erzeugt wird als im Winterhalbjahr. Um die Mittagszeit speisen die Anlagen mit der höchsten Leistung ein, in den Morgen- und Abendstunden lediglich mit reduzierter Leistung. Dadurch benötigen PV-Anlagen im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen über eine relativ hohe installierte Leistung, um eine bestimmte Energiemenge produzieren zu können. Somit kann davon ausgegangen werden, dass es bei einem grossflächigen Zubau von PV-Anlagen in gewissen Zeiten zu einer Überschussproduktion kommen wird. In einem Pumpspeicherwerk kann diese Energie verwendet

werden, um Wasser in ein oberes Becken zu pumpen. Dieses steht dann zu einem späteren Zeitpunkt für die Stromproduktion zur Verfügung.

Dieses Betriebskonzept wird mit «I. Speicherung von Solarstrom» bezeichnet. Gemäss den Angaben im Pflichtenheft vom 22. Juni 2022 beträgt die PV-Produktion aktuell rund 42 GWh/a. Wird davon ausgegangen, dass die Anlagen im Kanton Zug im Mittel während rund 840 Stunden pro Jahr mit voller Leistung produzieren, entspricht dies einer installierten Leistung von 50 MW. Im nächsten Kapitel werden zwei Szenarien unterschieden. Einmal wird eine installierte PV-Leistung im Kanton Zug von 120 MW angenommen, was einer Energieproduktion von 100 GWh entspricht. Zum anderen wird der Fall mit 360 MW installierter PV-Leistung untersucht, bei dem gut 300 GWh an elektrischer Energie erzeugt würden. Pro Quadratmeter Fläche weisen PV-Module eine Leistung von ca. 200 W/m² auf. Somit wäre im ersten Fall eine Fläche von insgesamt 600'000 m² und im zweiten eine solche von knapp 1.8 Mio. m² an PV-Modulen notwendig.

II. Marktgetriebener Einsatz

Seit rund 15 Jahren existiert auch in der Schweiz ein Markt, auf dem Strom kurzfristig gehandelt wird. Auf diesem sogenannten Spotmarkt ergibt sich für jede Stunde eines Tages aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ein separater Strompreis. Pumpspeicherwerke können auf diese Preissignale reagieren, indem sie bei tiefen Strompreisen Wasser in das obere Becken pumpen und bei hohen Strompreisen dieses wieder turbinieren. Die Preisdifferenz muss dabei auch jene Verluste ausgleichen, die sich aus dem Wirkungsgrad der Gesamtanlage ergeben. Erfahrungsgemäss liegt dieser zwischen 75% und 80%.

Diese Betriebsweise wird nachfolgend als «II. marktgetriebener Einsatz» bezeichnet.

4 Beurteilung der Fragestellungen

4.1 Speicherpotenzial

Der Ägerisee ist ein natürlicher See im voralpinen Gebiet. Sein Seespiegel liegt auf einer Höhe von 724 m ü.M., die Seefläche beträgt 7.2 km². Das Seevolumen beträgt gemäss dem Gewässerinformationssystem GEWISS des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) 357 Mio. m³. Würde man das gesamte Wasser des Ägerisee über eine Druckleitung einem Kraftwerk am Zugersee zuleiten und dort damit eine Turbine antreiben, liessen sich mit diesem Volumen rund 230 GWh elektrische Energie erzeugen.³ Das Einzugsgebiet des Ägerisee macht 48 km² aus. Bei einem angenommenen mittleren Jahresniederschlag von 1500 mm/m², würde es danach 5 Jahre dauern, bis der See wieder vollständig gefüllt wäre.

Bei der obigen Übersichtsrechnung handelt es sich um eine theoretische Betrachtung. In der Realität liegen die Gemeinden Oberägeri und Unterägeri mit rund 15'000 Einwohnern direkt am Ägerisee. Das Seeufer wird für vielfältige Zwecke genutzt. Ein Regime wie bei einem hochalpinen Speichersee kommt hier deshalb nicht in Betracht. Der vorgeschlagene Ausbau zu einem Pumpspeicherwerk erlaubt allerdings einen raschen Wiederaufstau nach erfolgter Absenkung.

Um die Auswirkungen auf die Anwohner zu reduzieren, wird die zulässige Schwankung des Seespiegels auf maximal einen Meter beschränkt. Vereinfachend wird für diesen Bereich ein senkrecht abfallendes Ufer angenommen. Das nutzbare Volumen entspricht bei einer Seeoberfläche von 7.2 km² somit maximal 7.2 Mio. m³. Mit diesem Volumen lassen sich über das Gefälle von 310 m zwischen Ägeri- und Zugersee rund 5 GWh an elektrischer Energie erzeugen. Das entspricht ca. dem zweifachen Strombedarf im Kanton Zug während eines Tages.

Die Auswirkungen auf die Seeanstösser können weiter reduziert werden, wenn die maximal zulässige Pegelschwankung kleiner ausfällt. Vereinfachend wird ein linearer Zusammenhang zwischen der Schwankung des Seespiegels und dem nutzbaren Speichervolumen angenommen (vgl. Tabelle 1).

Absenkung auf	Schwankung Seespiegel	nutzbares Volumen	Energiemenge
723.0 m ü.M.	100 cm	7'200'000 m ³	ca. 5000 MWh
723.7 m ü.M.	30 cm	2'160'000 m ³	ca. 1500 MWh
723.9 m ü.M.	10 cm	720'000 m ³	ca. 500 MWh

Tabelle 1 - Speichervolumen in Abhängigkeit der zulässigen Pegelschwankung

Die saisonal bedingte Pegelschwankung des Ägerisees erreichte im Kalenderjahr 2021 den Wert von 1.38 m. Der Höchststand war am 16. Juli 2021 (724.62 m ü.M.), der Tiefststand am 4. November 2021 (723.24 m ü.M.) zu verzeichnen.

Auswirkungen Betriebskonzept «I. Speicherung von Solarstrom»

Im Postulat wird ein direkter Zusammenhang zwischen dem geplanten Pumpspeicherwerk und der überschüssigen Stromproduktion aus Photovoltaik im Kanton Zug gemacht. Wie schon erwähnt werden zwei Szenarien mit 120 MW und 360 MW an installierter PV-Leistung gerechnet.

³ Der jährliche Strombedarf im Kanton Zug beträgt rund 700 GWh.

Wird davon ausgegangen, dass in beiden Szenarien 20 MW der Energie aus den PV-Anlagen im Kanton Zug direkt verbraucht werden, so stehen 100 MW bzw. 340 MW für den Pumpbetrieb zur Verfügung. Die resultierenden Seespiegelschwankungen für die beiden Szenarien sind in Abbildung 2 dargestellt. Die Verteilung entspricht der Einspeisung des Jahres 2021 aller PV-Anlagen im Schweizer Vergütungssystem, die mit einer Lastgangmessung ausgerüstet sind. Diese Daten werden von der Vollzugsstelle Pronovo auf ihrer Website zur Verfügung gestellt.

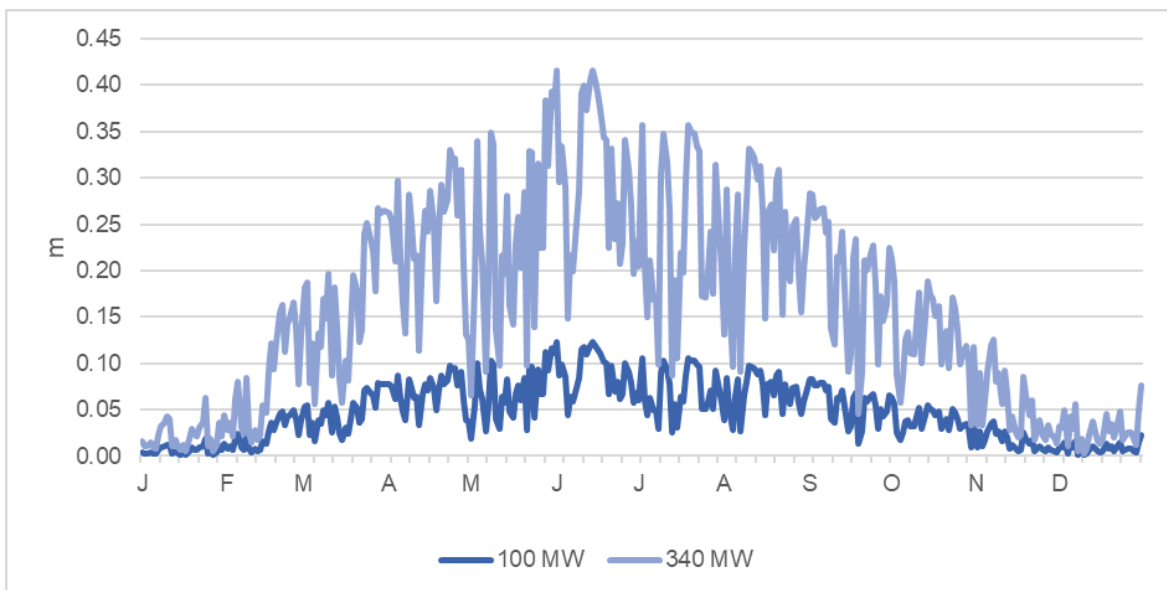


Abbildung 2 – tägliche Schwankungen des Seespiegels in Abhängigkeit der PV-Leistung

Das Diagramm bildet die jahreszeitlich unterschiedliche solare Produktion ab. Insbesondere in den Monaten Januar und Dezember würden die Schwankungen des Seespiegels sehr gering ausfallen, weil nur wenig Strom aus PV-Anlagen zur Verfügung steht. Die maximale Schwankung des Seespiegels pro Halbjahr und Szenario ist in Tabelle 4 dargestellt.

	installierte PV-Leistung im Kanton Zug	
	120 MW	360 MW
Winterhalbjahr (Oktober bis März)	0.08 m	0.27 m
Sommerhalbjahr (April bis September)	0.12 m	0.42 m

Tabelle 2 – Schwankung des Seespiegels pro Szenario und Halbjahr

Bei einer installierten PV-Leistung von 120 MW (davon 100 MW nutzbar zum Pumpen) würde der Pegel des Ägerisees im Winterhalbjahr nicht mehr als 8 cm schwanken. Bei der dreifachen PV-Leistung (davon 340 MW nutzbar zum Pumpen) wäre die maximale Schwankung bei 27 cm.

In den Sommermonaten erzeugen die PV-Anlagen mehr Strom, entsprechend resultieren höhere Schwankungen. Sie machen bei 120 MW installierter PV-Leistung allerdings nicht mehr als 12 cm bzw. 42 cm bei 340 MW aus. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, gibt es auch im Sommerhalbjahr Tage mit geringer PV-Produktion, was sich selbst bei 340 MW PV-Leistung in einer Seespiegelerhöhung von weniger als 10 cm äussert.

Somit erreichen die Schwankungen des Seepiegels aufgrund des gepumpten Wassers die Gröszenordnung von einem Meter bei ausschliesslicher Verwendung von PV-Strom selbst bei 360 MW installierter Leistung bei Weitem nicht.

Auswirkungen Betriebskonzept «II. marktgetriebener Einsatz»

Wie beschrieben werden Pumpspeicherwerke heutzutage in aller Regel aufgrund der Marktpreise eingesetzt. Abbildung 3 zeigt für zwei ausgewählte Jahre die Anzahl Stunden pro Tag, während denen sich ein Zyklus Pumpen-Turbinieren wirtschaftlich gelohnt hätte.

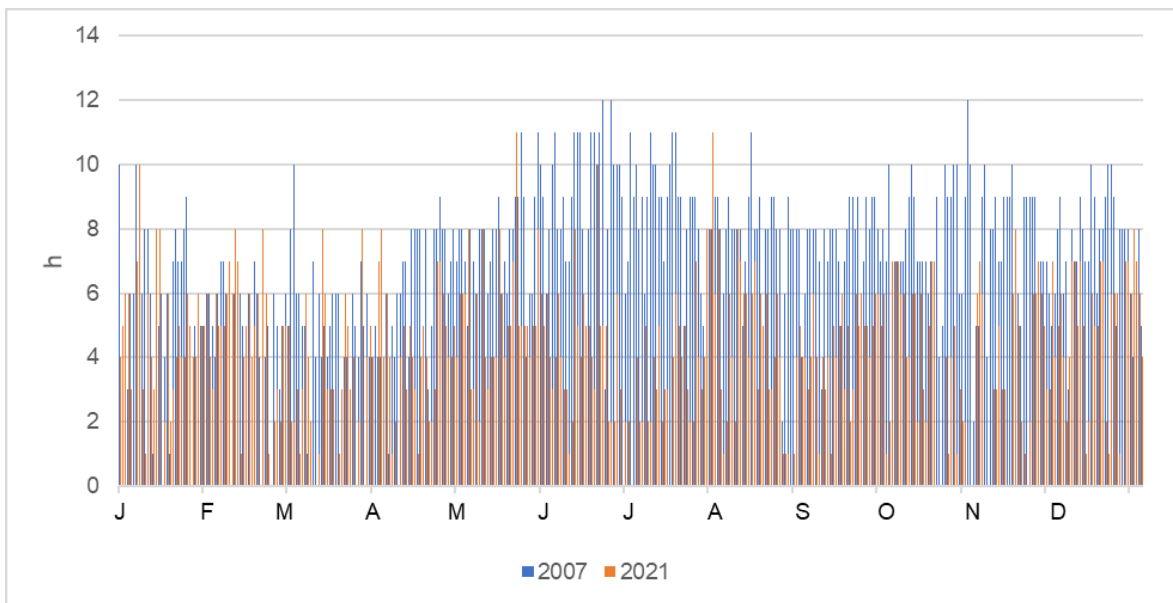


Abbildung 3 – Anzahl Pumpstunden pro Tag aufgrund der historischen Spotpreise

Im Jahr 2007 hätte sich das Pumpen während 2565 Stunden gelohnt, um diese Wassermengen gleichentags zu höheren Strompreisen wieder zu turbinieren. 2007 war das erste komplette Jahr, in denen stündliche Strompreise im Schweizer Spotmarkt verfügbar sind. In der Zwischenzeit haben sich die Preisunterschiede innerhalb eines Tages reduziert, weshalb im Jahr 2021 lediglich noch 1554 Stunden die Bedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb geeignet hätten. Der Ausbau der PV-Produktion dürfte ein Hauptgrund dafür sein, dass insbesondere die hohen Strompreise um die Mittagszeit in diesen 14 Jahren gesunken sind.

Im Idealfall kann an einem Tag während 12 Stunden gepumpt und während 12 Stunden turbiniert werden⁴. Die statistische Auswertung in Tabelle 3 zeigt, dass im Jahr 2007 noch 3 Tage aufgetreten sind, an denen während 12 Stunden hätte gepumpt werden können. 2021 gab es keinen solchen Tag mehr. Die Anzahl der Tage mit einer ausreichenden Preisdifferenz während 11 Stunden hat von 14 im 2007 auf 2 im 2021 abgenommen. Bei 100 MW Pumpleistung entsprechen 12 Stunden Pumpbetrieb einem Anstieg des Seepiegels von 23 cm. Im Szenario mit 340 MW Pumpleistung wären es 77 cm.

⁴ Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 75% sind es im Prinzip 13.75 Stunden, um eine bestimmte Wassermenge zu pumpen, die danach während 10.25 Stunden turbiniert werden kann.

	100 MW	340 MW	Anzahl Tage im Jahr 2007	Anzahl Tage im Jahr 2021
12 Stunden	0.23 m	0.77 m	3	0
11 Stunden	0.21 m	0.71 m	14	2
10 Stunden	0.19 m	0.65 m	24	2
9 Stunden	0.17 m	0.58 m	57	0
8 Stunden	0.15 m	0.52 m	79	18

Tabelle 3 – Schwankung des Seespiegels aufgrund der Marktpreise und der Pumpleistung

Die maximalen Pegelschwankungen fallen mit dem Betriebskonzept «*II. marktgetriebener Einsatz*» höher aus als im Betriebskonzept «*I. Speicherung von Solarstrom*». Dies liegt daran, dass die Betriebszeit der Pumpen innerhalb eines Tages länger sein kann, als wenn ausschliesslich der überschüssige Strom der PV-Anlagen verwendet wird, welcher direkt von der Sonnenscheindauer abhängt.

4.2 technische Auslegung und Betrieb

Soll das Pumpspeicherwerk so dimensioniert werden, dass im Betriebskonzept «*I. Speicherung von Solarstrom*» die maximale Leistung der PV-Anlagen aufgenommen werden kann, würde dies eine Druckleitung mit einer Kapazität von 129 m³/s erfordern. Da die Fliessgeschwindigkeit innerhalb der Druckleitung nicht zu hoch werden sollte, ist von einem ziemlich grossen Querschnitt auszugehen, der für die Bewältigung dieser Wassermenge notwendig wäre. Es kann davon ausgegangen werden, dass zwei oder drei parallele Leitungen gebaut würden. Ähnliches gilt für die Maschinengruppen. Die Leistung der Turbinen, Pumpen und Generatoren/Motoren muss insgesamt 340 MW betragen, sie kann sich aber aus mehreren kleineren Anlagen zusammensetzen, bspw. aus 4 Maschinengruppen à je 85 MW. Sowohl die Druckleitungen als auch sämtliche Apparate können unterirdisch ausgeführt werden, sodass sie an der Oberfläche nicht wahrnehmbar sind. Im Zugersee würde die Wasserentnahme und -rückgabe zwischen Oberwil und Walchwil zu liegen kommen. Sie käme unter dem Wasserspiegel zu liegen und wäre dadurch ebenfalls nicht sichtbar. Für die exakte Positionierung spielen nebst einer möglichst kurzen Distanz auch die geologische Beschaffenheit des Untergrundes eine Rolle. Diese wurde vorliegend nicht weiter untersucht.

Bei einer zulässigen Seespiegelschwankung von 30 cm resultiert gemäss Tabelle 1 ein nutzbares Volumen im Ägerisee von 2.16 Mio. m³. Bei einer Druckleitung, über die bei voller Leistung 129 m³/s gefördert werden, ist dieses Volumen nach knapp 5 Stunden erreicht. Das anschliessende Turbinieren der gleichen Wassermenge dauert wiederum so lange. Somit ergibt sich unter idealen Bedingungen eine Zyklusdauer von mindestens 10 Stunden. Dabei ist aber weder die Solarstromproduktion noch die zeitliche Verteilung der Spotpreise berücksichtigt.

Die Stromproduktion einer PV-Anlage ist direkt abhängig von der einfallenden Sonnenstrahlung. Die maximale Leistung wird in der Regel lediglich während der Mittagszeit in den Monaten Juni und Juli erreicht. In den Wintermonaten ist die Produktion deutlich eingeschränkt, in der Nacht wird kein Strom produziert.

Die Auswirkungen auf das elektrische Verteilnetz sind nicht näher untersucht worden. Je nach Lage der PV-Anlage(n) wird allerdings eine Verstärkung gewisser Hoch- oder Mittelspannungsleitungen notwendig sein.

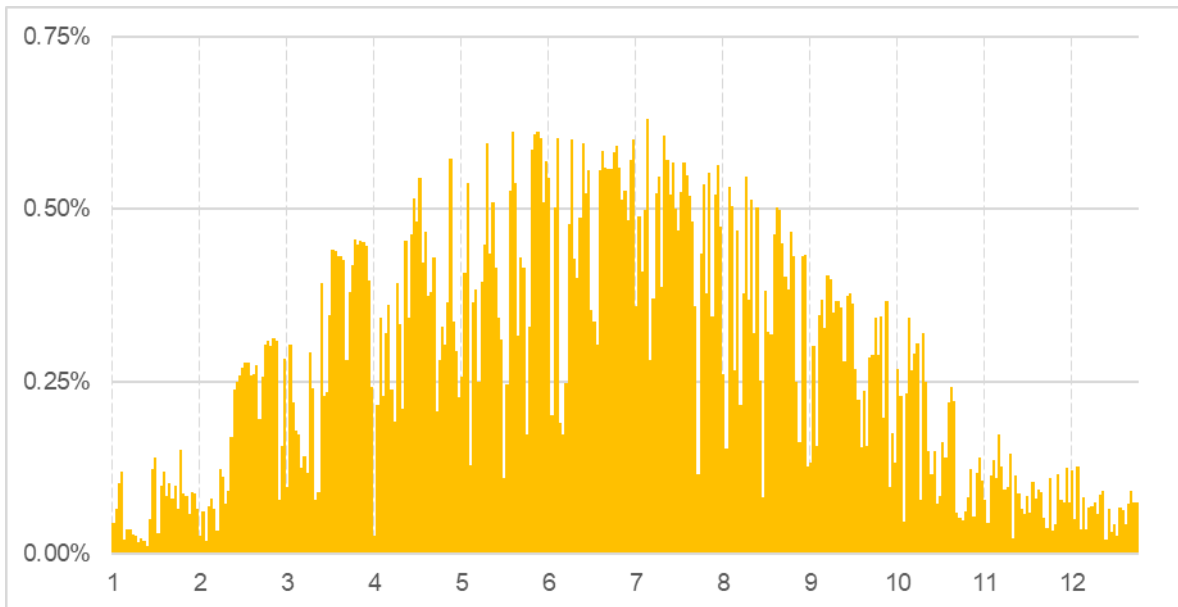


Abbildung 4 – Anteil der täglichen Einspeisung aus PV-Anlagen an der Jahressumme 2019

Wie bereits weiter oben gezeigt, ist die Produktion von Photovoltaikanlagen nicht gleichmässig über das Jahr verteilt. Würde das Pumpspeicherwerk lediglich die jeweils eingespeiste PV-Energie verwenden, um Wasser hochzupumpen, entfielen 41% der Stunden auf die drei Monate Mai bis Juli. Abbildung 4 veranschaulicht die saisonal unterschiedliche Produktion von PV-Anlagen. Pro Tag des Jahres 2019 wird basierend auf den Einspeisedaten sämtlicher KEV-Anlagen der Anteil an der gesamten Jahresproduktion ermittelt. Die Amortisation der hohen Investitionskosten einer Pumpspeicheranlage erfordert hingegen eine Auslastung möglichst über das ganze Jahr.

4.3 Abfluss Lorze

Die Lorze entwässert den Ägerisee in Richtung Nordwesten. Nach ca. 15 km fliesst die Lorze in den Zugersee. Der mittlere Abfluss über das Jahr beträgt $1.59 \text{ m}^3/\text{s}$ und ist relativ ausgeglichen. Der Regimetyp wird als nivo-pluvial préalpin bezeichnet mit einer Abflussvariabilität von 20%. Hinzu kommt, dass der Abfluss aufgrund der historischen Wasserkraftnutzung bereits seit langem reguliert wird. Rund 300 m unterhalb des Seeausfluss befindet sich im Kanal der Lorze ein Wehr mit drei Wehrfeldern (Abbildung 5).



Abbildung 5 – Wehranlage zur Regulierung des Ägerisees

Diese Einrichtung stellt sicher, dass die Kraftwerke an der Lorze von einem möglichst konstanten Zufluss profitieren können.

Durch den Pumpspeicherbetrieb würden die Pegelschwankungen innerhalb eines Tages auftreten anstelle der langsamen Veränderung während des Jahres. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass dank einer allenfalls leichten Anpassung der bereits bestehenden Reguliereinrichtung der regelmässige Abfluss durch die Lorze weiterhin sichergestellt werden kann und somit kein Einfluss auf die Stromproduktion zu verzeichnen sein wird.

4.4 Abschätzung Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit einer Wasserkraftanlage ergibt sich aus den realisierbaren Erträgen durch den Energieverkauf einerseits und den damit verbundenen Aufwänden, die sich hauptsächlich aus den Kapitalkosten, den Betriebskosten sowie Abgaben zusammensetzen. Die Kapitalkosten werden massgeblich durch die Investitionssumme bestimmt. Aufgrund der Kapitalintensität und der langen Amortisationszeit von Infrastrukturanlagen sind sie weitgehend vorgegeben, sobald die Investition einmal erfolgt ist.

Investitionskosten

In den letzten Jahren sind in der Schweiz zwei grosse Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 900 bzw. 1000 MW realisiert worden. Die Geschäftsberichte der beiden Gesellschaften sind öffentlich zugänglich und weisen in der Bilanz unter dem Anlagevermögen die jeweiligen Investitionskosten aus. Daraus lässt sich eine erste Abschätzung der Kosten für ein Pumpspeicherwerk im Kanton Zug herleiten.

Projekt	Pumpleistung	Investitionskosten	spezifische Kosten
Linth-Limmern	1000 MW	2'238 Mio. CHF	2238 CHF/kW
Nant de Drance	900 MW	2200 Mio. CHF	2400 CHF/kW
<i>Abschätzung Ägeri</i>	<i>340 MW</i>	<i>782 Mio. CHF</i>	<i>2300 CHF/kW</i>

Tabelle 4 – Abschätzung der Investitionskosten anhand von Vergleichswerten

Gestehungskosten

Jährlich konstante Kapitalkosten lassen sich mittels Annuitätenmethode einfach berechnen. Dafür müssen Annahmen getroffen werden hinsichtlich Zinssatz und Abschreibungsdauer. Bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 4.5% sowie einer mittleren Abschreibungsdauer von 40 Jahren ergeben sich für die Investition in eine 340 MW-Anlage in Höhe von 782 Mio. CHF jährliche Kapitalkosten von rund 42.5 Mio. CHF.

Aus dem Energieverkauf resultieren die finanziellen Mittel, um diese jährlichen Kapitalkosten decken zu können. In Abhängigkeit der Anzahl an Betriebsstunden während eines Jahres fällt der Beitrag, den eine einzelne MWh zur Deckung der Kapitalkosten unterschiedlich hoch aus (Abbildung 6).

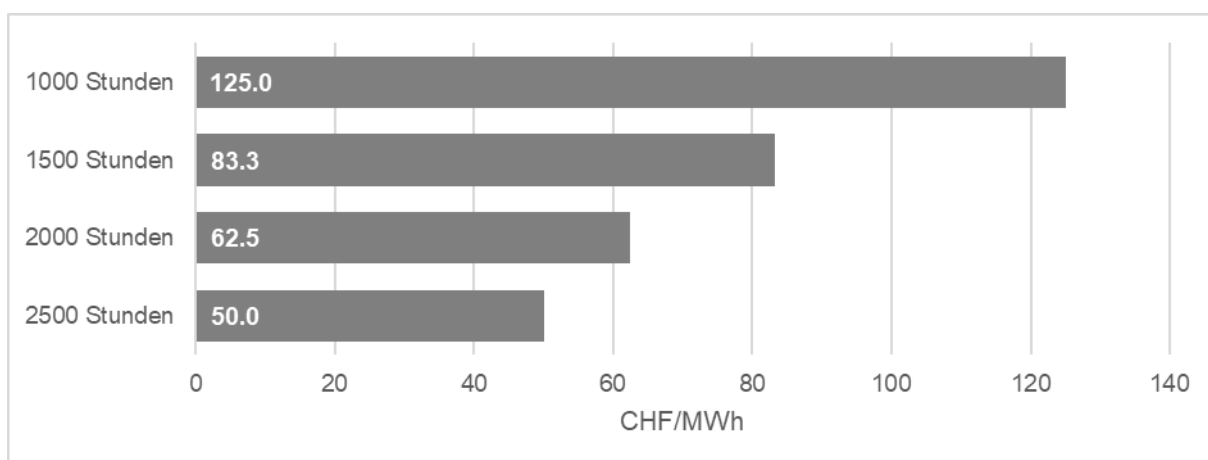


Abbildung 6 – relative Kapitalkosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden

Im Betriebskonzept «I. Speicherung von Solarstrom» wird aufgrund der Sonnenscheindauer gerundet von 1000 Stunden Pumpbetrieb ausgegangen. Daraus ergeben sich anteilmässig Kapitalkosten in der Höhe von 125 CHF/MWh. Zur Berechnung der Gestehungskosten kommen die Betriebskosten sowie die Kosten für die Pumpenergie hinzu. Im Vergleich zu den Kapitalkosten spielen die Betriebskosten bei einem reinen Pumpspeicherwerk allerdings eine untergeordnete Rolle. Nimmt man jährliche Betriebskosten von 10 Mio. CHF an, erhöhen sich die Gestehungskosten auf ca. 155 CHF/MWh. Die Kosten für die Pumpenergie werden hier vernachlässigt, da von einer Überschussproduktion der PV-Anlagen im Kanton ausgegangen wird.

In der aktuellen Marktsituation könnten Erlöse für eingespeiste Energie in der Grössenordnung der erwähnten 155 CHF/MWh tatsächlich realisiert werden. In den früheren Jahren lagen die Strompreise jedoch deutlich unter diesem Wert und es ist nicht davon auszugehen, dass dieses Preisniveau über Jahrzehnte so anhalten wird, was für die Refinanzierung der Anlage jedoch nötig wäre.

Beim Betriebskonzept «II. marktgetriebener Einsatz» ist die Anzahl der Betriebsstunden abhängig von der relativen Höhe der Marktpreise innerhalb des Betrachtungszeitraums. Gepumpt wird in all jenen Stunden, in denen der Marktpreis *unter* und turbinert wenn er *über* einem gewissen Wert liegt. Um dem Gesamtwirkungsgrad von rund 75% Rechnung zu tragen, muss der tiefste Preis, bei dem noch turbinert wird, mind. 4/3 des höchsten Preises betragen, ab dem gepumpt wird. In einer rückblickenden Betrachtung aller Spotpreise der Jahre 2007, 2012, 2017 und 2021 würden je nach Jahr zwischen 3000 und 3500 Stunden dieses Kriterium erfüllen.

Da der Ägerisee jedoch nicht als saisonaler Speicher betrieben werden soll und ein Pump-Turbinier-Zyklus wie gezeigt lediglich wenige Stunden beträgt, ist der Betrachtungshorizont auf einen Tag einzuschränken. Hier zeigt sich, dass die Anzahl der Stunden von rund 2500 im Jahr 2007 auf ca. 1500 im Jahr 2021 abgenommen hat. Mit anderen Worten sind die Preisdifferenzen innerhalb des Tages kleiner geworden, was zu einem grossen Teil auf die bereits erfolgte Zunahme der PV-Anlagen zurückzuführen sein dürfte. Während früher die Strompreise am Mittag am höchsten waren, sind sie durch das zusätzliche Angebot in dieser Zeit merklich gesunken. Das Betriebskonzept «II. marktgetriebener Einsatz» ist aus wirtschaftlicher Sicht zwar insgesamt immer noch attraktiver als das Betriebskonzept «I. Speicherung von Solarstrom», weil die Anzahl Betriebsstunden höher ist und somit pro produzierter MWh ein weniger hoher Anteil an die Kapitalkosten erwirtschaftet werden muss (vgl. Abbildung 6 oben).

In der folgenden Betrachtung steht nicht mehr die produzierte Energie im Zentrum, sondern die installierte Leistung. Bei spezifischen Investitionskosten von 2300 CHF/kW (bzw. 2.3 Mio. CHF/MW) und den bereits oben verwendeten Annahmen zum kalkulatorischen Zins (4.5%) sowie der Abschreibungsdauer (40 Jahre) lassen sich die jährlichen Kapitalkosten pro Megawatt berechnen. Sie betragen 125'000 CHF/MW. Diese Betrachtung wird gewählt, weil beim marktgetriebenen Einsatz die Anzahl Stunden und damit die erzeugte Energiemenge von Jahr zu Jahr deutlich stärker schwankt als die Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Wie die Abschätzung in Abbildung 7 zeigt, hätte in den ausgewählten Jahren ein Deckungsbeitrag aufgrund der Preisdifferenzen am Markt zwischen 36'000 und 90'000 EUR/MW resultiert.

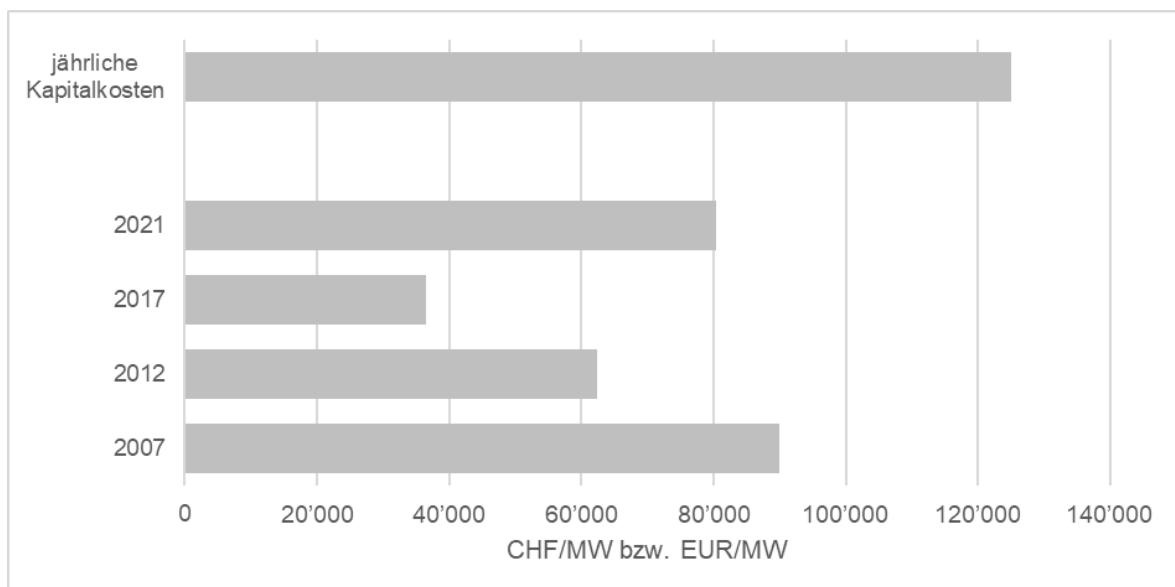


Abbildung 7 – jährliche Kapitalkosten sowie Deckungsbeitrag pro MW in ausgewählten Jahren

Auch die Schweizer Marktpreise werden in EUR publiziert. Für das Jahr 2007 könnte man noch einen Wechselkurs von über 1.50 CHF/EUR annehmen, womit in diesem Jahr die Kapitalkosten

hätten gedeckt werden können. Seit 2010 liegt der Eurokurs jedoch unter 1.20 und in jüngster Zeit unter 1.00. Somit hätten in den Jahren 2012, 2017 und 2021 die jährlichen Kapitalkosten nicht aus dem Deckungsbeitrag gedeckt werden können, der sich aus der Preisdifferenz am Markt ergibt. In dieser Betrachtung sind die Betriebskosten noch nicht berücksichtigt.

Zusammenfassend liegen die Herausforderungen aus wirtschaftlicher Sicht darin, dass beim Betriebskonzept «I. Speicherung von Solarstrom» nur relativ wenige Betriebsstunden resultieren, während denen genügend Ertrag generiert werden muss, um die hohen Kapitalkosten zu finanzieren. Beim Betriebskonzept «II. marktgetriebener Einsatz» verteilen sich die Kapitalkosten je nach Szenario zwar auf mehr Betriebsstunden, dafür muss die Pumpenergie ebenfalls zu Marktpreisen beschafft werden. Die Erfahrung der letzten Jahre zeigt aber, dass die Preisdifferenzen innerhalb eines Tages tendenziell abnehmen, selbst wenn das absolute Preisniveau zwischenzeitlich stark angestiegen ist. Die Prognostizierung künftiger stündlicher Strompreise gehört nicht zum Umfang dieses Berichtes.

4.5 Erreichung der Ziele

4.5.1 Speicherung kurzfristig anfallender Solarstrom (Tagesüberschuss) und Kompensation fehlende PV-Produktion am Abend, resp. während der Nacht

Würde die Pumpspeicheranlage so dimensioniert, dass sie die maximale Leistung aus PV-Einspeisung aufnehmen könnte, wären Investitionskosten im hohen dreistelligen Millionenbereich erforderlich. Falls lediglich Solarenergie zum Pumpen verwendet werden soll, müsste jede produzierte Kilowattstunde einen Beitrag von 12.5 Rp. an die Kapitalkosten leisten. Selbst wenn der Strom aus PV-Anlagen gratis zur Verfügung stünde, würde der Strom aus dem Pumpspeicherwerk aufgrund der notwendigen Investitionen vergleichsweise hohe Gestehungskosten aufweisen.

Die erforderliche PV-Anlage im Kanton Zug würde eine Fläche von rund 1.8 Mio. m² einnehmen. Eine deutliche Einschränkung ergibt sich allerdings durch die jahreszeitlich bedingten Produktionsschwankungen. Die Pumpspeicheranlage würde insbesondere keinen Beitrag zur Verlagerung von überschüssigem Sommerstrom ins Winterhalbjahr leisten.

Die kurzfristige Speicherung von Strom aus PV-Anlagen lässt sich bspw. auch mittels Batteriespeichern realisieren. Werden diese dezentral, in der Nähe der jeweiligen Produktionsanlagen, bspw. auf Ebene der Wohnquartiere platziert, kann dadurch zusätzlich der Ausbau des Verteilnetzes auf den unteren Spannungsebenen reduziert werden. Hinzu kommt die Möglichkeit, künftig vermehrt auch die Speicher von Elektrofahrzeugen bidirektional zu nutzen. Innerhalb klar definierter Bandbreiten könnte so in der Nacht Strom aus tagsüber geladenen Batterien der E-Mobilität kontrolliert abgegeben werden. Diese Möglichkeit wird zurzeit aufgrund technischer und regulatorischer Restriktionen erst eingeschränkt genutzt. Mit der zunehmenden Durchdringung von E-Mobilität und dezentraler PV-Produktion geht die Entwicklung jedoch klar in diese Richtung.

4.5.2 Schaffung kurzfristig zuschaltbare Produktionsreserven

Mit 340 MW würde die Leistung der Anlage über das 20-fache der summierten Leistung sämtlicher bestehender Wasserkraftwerke innerhalb des Kantons Zug betragen. Damit könnte das Pumpspeicherwerk selbstverständlich einen substanziellen Beitrag leisten bei der Zurverfügungstellung kurzfristiger Produktionsreserven. Beim Betriebskonzept «I. Speicherung von Solarstrom» ist die verfügbare Leistung allerdings direkt abhängig von der tatsächlichen Erzeugung der PV-Anlagen. Somit ist davon auszugehen, dass im Winterhalbjahr sowie an bedeckten Tagen deutlich weniger Leistung zur Verfügung steht.

Zudem gilt es zu beachten, dass auch beim Betriebskonzept «II. marktgetriebener Einsatz» aufgrund der Restriktionen bei der Seepegelschwankung die volle Leistung während maximal 6 Stunden zur Verfügung stehen würde und danach wieder in den Pumpbetrieb gewechselt werden müsste.

Beim Stromverbrauch im Kanton Zug verhält es sich gleich wie in der übrigen Schweiz. Er ist im Sommerhalbjahr deutlich tiefer als im Winterhalbjahr. Die folgenden Abbildungen zeigen während eines Tages, wie viel elektrische Leistung aus dem Netz bezogen wird (Lastprofil). Es handelt sich um die Werte der Zuger Gemeinden Baar, Cham, Hünenberg-See, Edlibach, Neuheim, Steinhäusern, Walchwil und Zug. Nicht enthalten sind Risch, Hünenberg (Dorf), Menzingen (Dorf), Unterägeri sowie Oberägeri, da diese netzseitig über andere Zuleitungen versorgt werden. Die beiden Bilder sind von der Netzbetreiberin WWZ zur Verfügung gestellt worden.

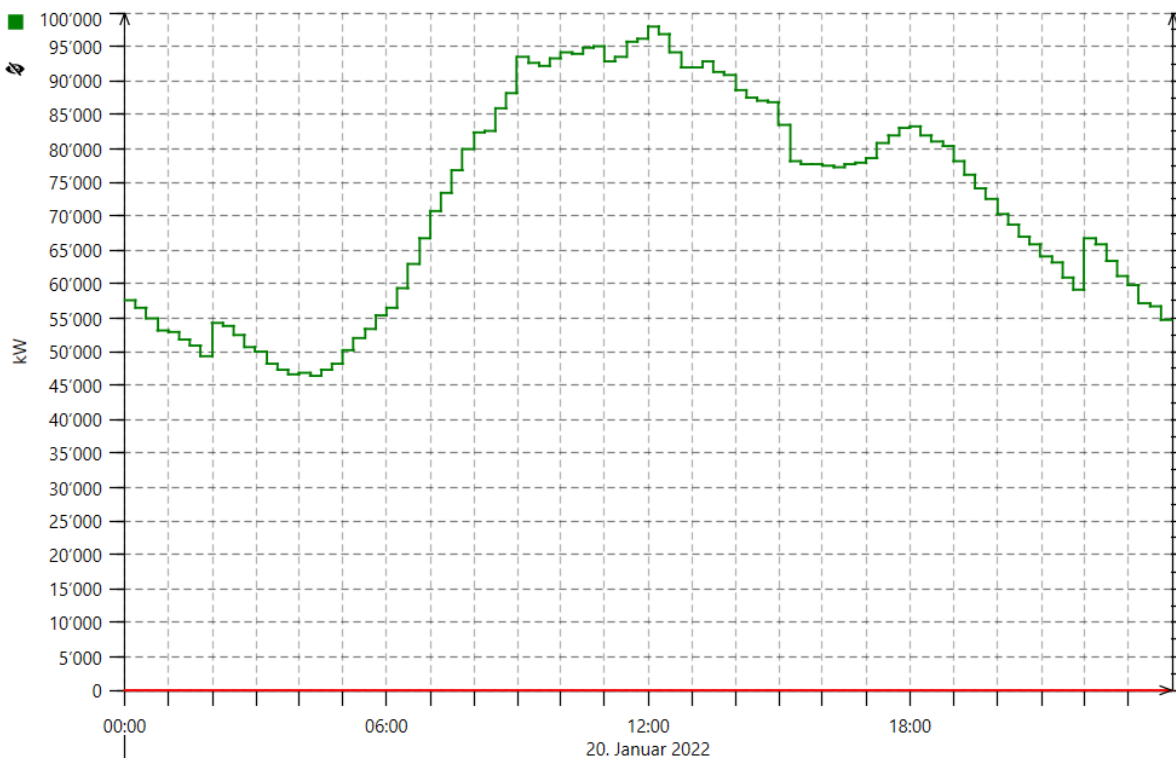


Abbildung 8 – Lastprofil der Gemeinden um Zug am Tag mit der höchsten Leistung 2022

Beim Tag in Abbildung 8 handelt es sich um jenen Tag, an dem die höchste Leistung pro Viertelstunde aufgetreten ist. Dieser betrug nicht ganz 100 MW. Wie aus der Darstellung hervorgeht, trat die höchste Belastung um die Mittagszeit auf. Sie hätte somit direkt mit Strom aus PV-Anlagen gedeckt werden können. Ein Strombezug des Pumpspeicherwerkes in diesen Stunden hätte das elektrische Verteilnetz zusätzlich belastet.

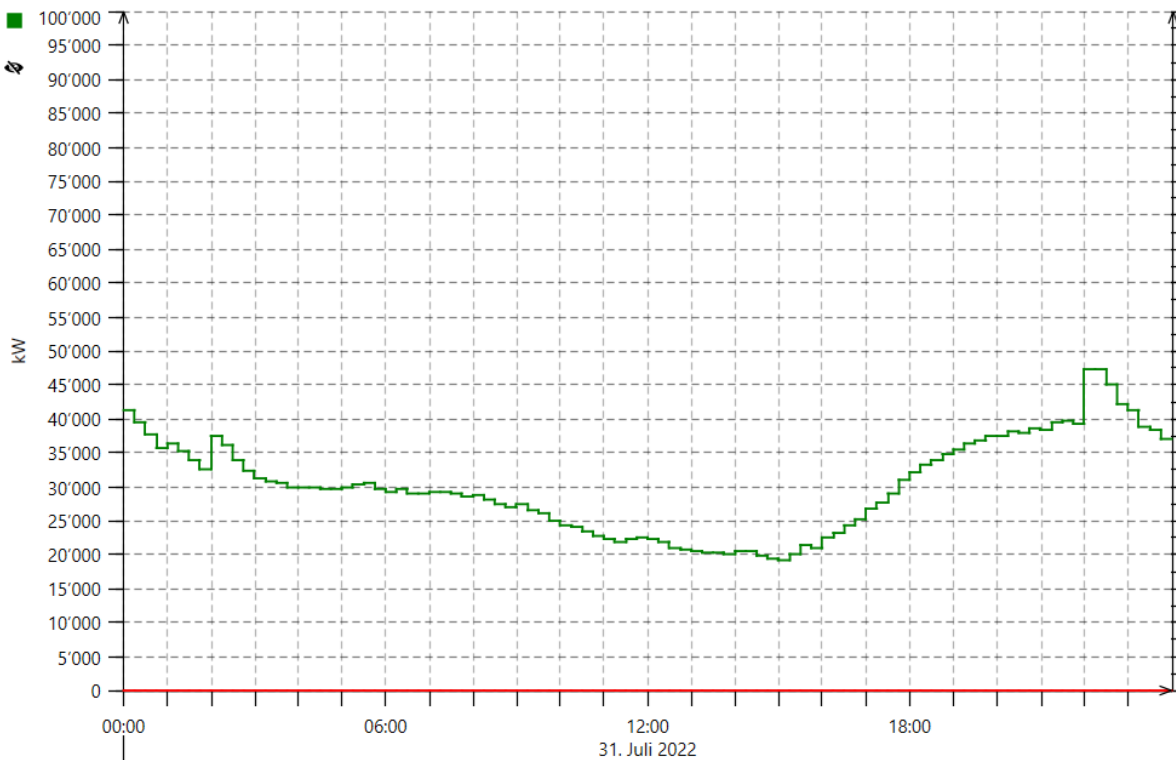


Abbildung 9 – Lastprofil der Gemeinden um Zug am Tag mit der tiefsten Leistung 2022

Deutlich unterschiedlich präsentiert sich der Tag mit der tiefsten Leistung im Jahr 2022 (Abbildung 9). Es handelt sich um einen Sonntag im Juli. Die Leistung um die Mittagszeit lag an diesem Tag zwischen 20 und 25 MW. Überschüssiger Strom aus PV-Anlagen wäre somit an diesem Tag für den Pumpbetrieb wohl ausreichend zur Verfügung gestanden. Der höchste Leistungswert war um 22.00 Uhr zu verzeichnen. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass jeden Abend um diese Zeit elektrische Verbraucher mittels Rundsteuersignal der Netzbetreiberin eingeschaltet werden⁵. Um 00.00 und 02.00 Uhr sind ähnliche «Sprünge» im Lastverlauf zu beobachten, welche die gleich Ursache haben dürften.

Schliesslich ist das Stromverteilnetz im Kanton Zug sehr gut in das gesamtschweizerische Netz eingebunden. Dies erlaubt den Import von elektrischer Energie aus unterschiedlichen Landesteilen.

4.5.3 Einheimische, CO₂-freie Stromproduktion

Eine Pumpspeichieranlage verbraucht netto mehr elektrische Energie als sie produziert, da sowohl beim Pumpen als auch beim Turbinieren der Wirkungsgrad jeweils immer kleiner als 100% ist. Erfahrungsgemäss resultieren während eines kompletten Zyklus ca. 25% an Verlusten. Selbst wenn die fürs Pumpen eingesetzte Energie zu 100% aus einheimischen und CO₂-freien Stromquellen stammt, wird unter dem Strich keine zusätzliche saubere Energie gewonnen.

⁵ Von Montag bis Samstag beginnt im Netz der WWZ um 22.00 Uhr die Niedertarifzeit. Die Schaltzeiten dürften an allen sieben Wochentagen identisch sein (vgl. auch Abbildung 8).

4.5.4 Beitrag an Stromversorgungssicherheit im Kanton Zug und in der Schweiz

Gemäss Art. 7 des Energiegesetzes (EnG)⁶ umfasst eine sichere Energieversorgung die jederzeitige Verfügbarkeit von ausreichend Energie, ein breit gefächertes Angebot sowie technisch sichere und leistungsfähige Versorgungs- und Speichersysteme. Im Rahmen sogenannter System Adequacy-Analysen wird beurteilt, ob die Stromversorgungssicherheit mittel- und langfristig gewährleistet ist.

Bei zeigt sich, dass der wichtigste Aspekt der Stromversorgungssicherheit der Schweiz das saisonale Ungleichgewicht zwischen Stromverbrauch und -produktion ist. Dringend nötig wären zusätzliche Produktionskapazitäten im Winterhalbjahr. Mit Betriebsstunden von insgesamt weniger als einem Tag leistet das untersuchte Pumpspeicherprojekt keinen Beitrag dazu.

Die Schweiz ist international in das europäische Verbundnetz eingebunden. Die Übertragungsnetzbetreiber der einzelnen Länder sind in der «European association for the cooperation of transmission system operators for electricity (ENTSO-E)» zusammengeschlossen, welche eine wichtige Koordinationsfunktion übernimmt. Die Versorgungssicherheit wird länderübergreifend sichergestellt. Die einzuhaltende Netzfrequenz von 50 Hz spielt dabei als Messgrösse eine zentrale Rolle. Sie ist im gesamten Verbundnetz einheitlich. Innerhalb der Schweiz ist die nationale Netzgesellschaft Swissgrid für den Betrieb des Übertragungsnetzes und damit für die Überwachung eines stabilen Netzbetriebs zuständig.

Im äussersten Fall könnte der synchrone Betrieb des kontinentaleuropäischen Stromnetzes gestört sein und dieses kurzzeitig in autonome Teilnetze aufgespalten werden. Es ist höchst fraglich, ob im Kanton Zug in einer solchen Situation die Ebene des Verteilnetzes eine gewisse Zeit lang autonom betrieben werden könnte. Sofern die Schweizer Stauseen über einen gewissen minimalen Füllstand verfügen, dürfte auch in solchen Ausnahmesituationen genügend Leistung zur Sicherstellung des gesamtschweizerischen Netzbetriebs vorhanden sein.

4.6 Alternative Massnahmen

Investitionen in Energieproduktionsanlagen sind in aller Regel kapitalintensiv. Für den Kanton Zug als Investor bieten sich deshalb alternative Möglichkeiten, wie die Stromversorgungssicherheit auf nationaler Ebene verbessert werden kann.

Der «Runde Tisch Wasserkraft» hat im Rahmen eines partizipativen Prozesses Aus- und Neubauprojekte der alpinen Wasserkraft identifiziert und aufgrund einer umfassenden Interessenabwägung bewertet. Von insgesamt 33 untersuchten Speicherwasserkraftprojekten sind 15 ausgewählt worden, deren Realisierung favorisiert werden soll. Die gemeinsame Erklärung vom 13. Dezember 2021 enthält in Anhang 1 die Liste mit diesen Projekten, welche zusammen über 2'000 GWh an zusätzlicher steuerbarer Winterproduktion liefern sollen.

Gemäss Wasserrechtsgesetz des Bundes (WRG)⁷ werden Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft auf maximal 80 Jahre erteilt. Mehrere Gebirgskantone haben Strategien entwickelt, um nach Ablauf bestehender Konzession den sogenannten Heimfall geltend zu machen und sich stärker an den Anlagen in ihrem Hoheitsgebiet zu beteiligen. Andererseits sehen die kantonalen Strategien weiterhin die Beteiligung weiterer Aktionäre vor. Damit verbunden sein können Investitionen in die

⁶ SR 730.0

⁷ SR 721.80

Erneuerung oder die Erweiterung der grösstenteils abgeschriebenen Anlagen, was wiederum mit einem Kapitalbedarf verbunden ist.

In jüngster Zeit sind Investitionen in grosse alpine Solaranlagen aktuell geworden. Nebst den zwei bekanntesten Projekten für Freiflächenanlagen im Kanton Wallis⁸ existieren zahlreiche kleinere Projektideen im gesamten Alpenraum. Solche Anlagen sind energiewirtschaftlich u.a. deshalb interessant, weil in der Höhe im Winter weniger Nebel zu verzeichnen ist, weil die Schneedecke einen grossen Teil der Sonneneinstrahlung reflektiert und der Wirkungsgrad von PV-Anlagen bei tieferen Temperaturen besser ausfällt. Je nachdem, in welchem Winkel die einzelnen Module aufgestellt werden, kann der Ertrag im Winterhalbjahr zusätzlich optimiert werden.

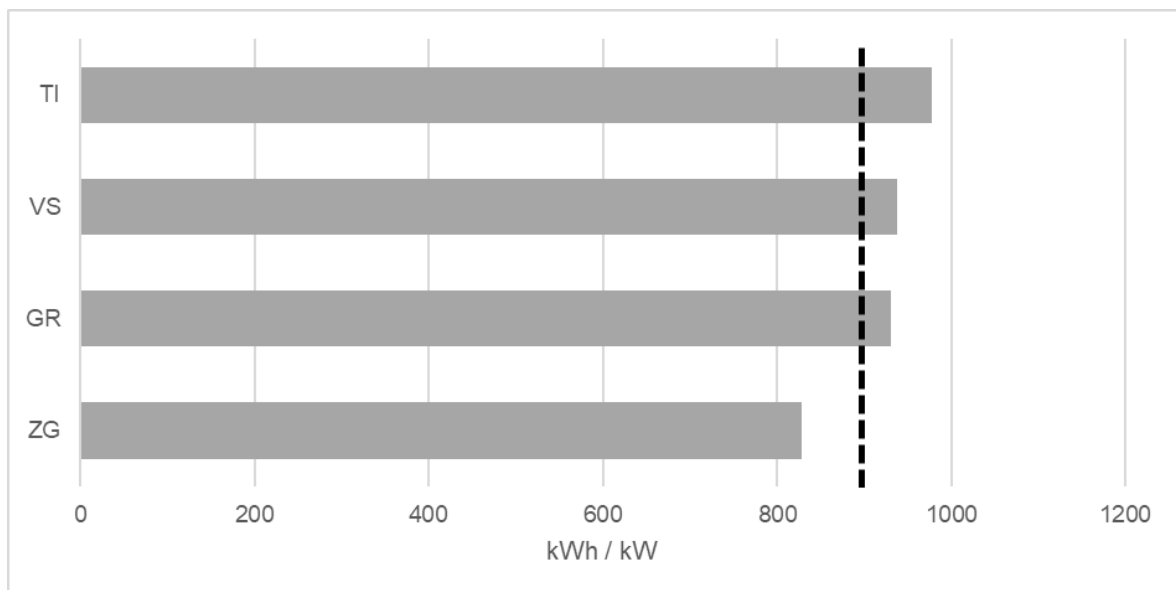


Abbildung 10 – Energieertrag von PV-Anlagen pro installierter Leistung in ausgewählten Kantonen

Aus den Daten sämtlicher KEV-Bezüger in der Schweiz, die vom BFE jährlich publiziert werden, lässt sich pro Kanton der durchschnittliche Ertrag aller Anlagen im Verhältnis zur installierten Leistung berechnen. Basierend auf den Zahlen von 2021 ergibt sich für die gesamte Schweiz ein Ertrag von 898 kWh/kW (gestrichelte Linie in Abbildung 10). Im Kanton Zug beträgt der Ertrag sämtlicher Anlagen gemäss Liste der KEV-Bezüger lediglich 828 kWh/kW. Damit liegt der Kanton Zug auf Rang 22 der 26 Kantone.

In den drei Gebirgskantone Tessin, Wallis und Graubünden liegen die Werte zwischen 930 und 980 kWh/kW. Somit resultiert bei Anlagen in diesen Kantonen im Schnitt ein Ertrag, der 12 bis 18% höher ist als bei einer durchschnittlichen Anlage im Kanton Zug. Nicht berücksichtigt sind dabei allenfalls höhere Investitionskosten, da die Erschliessung im Gebirge aufwändiger ist als in urbanem Gebiet im Mittelland.

⁸ Es handelt sich um Projekte in den Gemeinden Grenchols und Gondo-Zwischbergen.

5 Fazit

Pumpspeicherwerke haben in der Schweiz eine lange Geschichte. Die topographischen Verhältnisse mit relativ grossen Höhendifferenzen auf kurzer horizontaler Strecke stellen gute Voraussetzungen dar, um Wasser aus einem unteren See in einen höher gelegenen zu pumpen. Da elektrische Energie direkt kaum speicherbar ist, schwankt ihr Wert im Laufe der Zeit. Mit dem Aufkommen von Grosshandelsmärkten sind diese Preisunterschiede noch stärker sichtbar geworden. So sind in den letzten 20 Jahren in der Schweiz diverse grosse Pumpspeicherprojekte entwickelt und zwei davon auch realisiert worden.

Ähnliche Ideen bestehen auch für den Zugersee und den Ägerisee bereits seit längerer Zeit. Aufgrund der Höhendifferenz von über 300 Metern bei einer kürzesten horizontalen Distanz von weniger als 7 km (Luftlinie) sind die Voraussetzungen auf den ersten Blick vielversprechend. Ohne auf die gewässerökologische Situation einzugehen, sprechen bei näherer Betrachtung allerdings mehrere Aspekte gegen die Realisierung eines solchen Pumpspeicherwerkes.

Das Ägerital ist insb. nördlich und westlich des Ägerisees relativ dicht besiedelt. Im Gegensatz zu einem hochalpinen Stausee kann deshalb nicht das volle Volumen des Ägerisees als oberes Becken genutzt werden. Dadurch wird auch die Kapazität zur Speicherung elektrischer Energie eingeschränkt. Die Investitionskosten würden bezogen auf die zu realisierende Leistung jedoch im Bereich hochalpiner Anlagen liegen. Es wären umfangreiche bergmännische Arbeiten notwendig, verbunden mit den entsprechenden geologischen Unsicherheiten und Risiken.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht hat die Schweiz keinen Mangel an installierter elektrischer Leistung. Problematisch ist hingegen die ausreichende Verfügbarkeit von Energie in den Wintermonaten. Der Niederschlag, der einem Saisonspeicher zufließt, kann auf jeder Kraftwerksstufe nur einmal zur Stromgewinnung eingesetzt werden. Pumpspeicherwerke erhöhen zwar kurzfristig das Volumen im oberen Becken. Dafür muss jedoch elektrische Energie für den Betrieb der Pumpen eingesetzt werden. Da der Wirkungsgrad jeder einzelnen Komponente allerdings nie bei 100% liegt, benötigt jeder Pumpzyklus mehr Energie als später durch die Turbinierung wieder zurückgewonnen werden kann. Pumpspeicherwerke sind somit netto Stromverbraucher und tragen nicht zu einer höheren Gesamtproduktion bei.

Aus wirtschaftlicher Sicht können Pumpspeicheranlagen dennoch rentabel betrieben werden, sofern die Preisunterschiede während des relevanten Betrachtungszeitraums ausreichend hoch sind. Durch die Zunahme von Strom aus PV-Anlagen haben sich die Unterschiede zwischen den günstigen Nachtstunden und den teuren Stunden zur Mittagszeit bereits deutlich reduziert. Mit dem weiteren PV-Ausbau dürfte sich dies weiter akzentuieren.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Bedarf an flexibel einsetzbarer Pump- und Turbinenleistung in der Schweiz durch die bestehenden Anlagen sehr gut abgedeckt ist. Notwendig sind vielmehr Investitionen in den Ausbau der Energieproduktion im Winterhalbjahr. Wenn der Fokus über den Kanton hinaus auf die gesamte Schweiz gerichtet wird, ergeben sich auch diesbezüglich durchaus interessante Optionen.