

# **Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal: Wirtschaftliche Perspektiven im Vergleich zu Alternativen**

Autor: Dr. Jürgen Neubarth

Studie im Auftrag von  
**WWF Österreich**  
4. Juni 2025



---

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung und Hintergrund zur vorliegenden Studie.....</b>	<b>2</b>
<b>2 Was lässt sich aus der Einsatzcharakteristik österreichischer Pumpspeicherkraftwerke für den Speicherausbau in Tirol ableiten? .....</b>	<b>5</b>
<b>3 Erlöspotenziale Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Vergleich zu Standort- und Technologiealternativen .....</b>	<b>9</b>
<b>3.1 Bewertungsmodell und -ansatz.....</b>	<b>9</b>
<b>3.2 Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Day Ahead-Markt .....</b>	<b>10</b>
<b>3.3 Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Intraday-Markt .....</b>	<b>11</b>
<b>3.4 Erlöspotenziale der Standort- und Technologiealternativen .....</b>	<b>14</b>
<b>3.5 Erlösbeiträge für Regelreserve zur Unterstützung der Netzstabilität.....</b>	<b>18</b>
<b>4 Wirtschaftlichkeit des Projekts: Gegenüberstellung der Erlöspotenziale mit den Investitionskosten .....</b>	<b>20</b>
<b>5 Fazit: Warum es für Tirol sinnvoll ist über Alternativen zum Speicher Platzertal nachzudenken.....</b>	<b>23</b>
<b>6 Literatur .....</b>	<b>24</b>
<b>Anhang I: Das Ausbauvorhaben Kraftwerk Kaunertal im Überblick .....</b>	<b>25</b>
<b>Anhang II: Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz als Standortalternative für den Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Tirol .....</b>	<b>26</b>

---

## Zusammenfassung

---

**Hintergrund:** Noch immer halten die mittlerweile bereits über zwei Jahrzehnte andauernden Planungen zum Ausbau des Speicherkraftwerks Kaunertal an einem Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit der Möglichkeit für eine sehr lange Speicherdauer fest. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer dem Speicher Platzertal vergleichbaren Speicherdauer von über 150 Stunden jedoch weder betrieblich sinnvoll noch energiewirtschaftlich notwendig. Dies wurde in zwei vorhergehenden Studien zur energiewirtschaftlichen Einordnung sowie möglichen Alternativen des Pumpspeicherkraftwerks Versetz ausführlich gezeigt. In dieser erweiterten Analyse wird nun zusätzlich die Wirtschaftlichkeit des Projekts im Vergleich zu einem weiteren Ausbau der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 sowie Batteriespeichern als technologische Alternative beleuchtet, um einen fundierten Beitrag zur notwendigen Diskussion der Wirtschaftlichkeit des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal zu leisten.

**Ergebnisse:** Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass das Pumpspeicherkraftwerk Versetz als das aktuell mit Abstand teuerste Pumpspeicherprojekt in Österreich nicht zwangsläufig die wirtschaftlichste Option für den Speicherausbau in Tirol darstellt. Die erwarteten Erlöspotenziale sind begrenzt, während die Investitionskosten im Vergleich zu alternativen Pumpspeicherstandorten wie Kühtai 3 oder Batteriespeichern erheblich höher liegen. Speicher mit kürzeren Speicherdauern erweisen sich als effizienter, da der wirtschaftliche Mehrwert zusätzlicher Speicherkapazität über 20 Stunden hinaus stark abnimmt und Pumpspeicher mit langer Speicherdauer auch von Dunkelflau-

ten nur unwesentlich wirtschaftlich profitieren können. Zudem stehen durch die rasante technologische Entwicklung von Batteriespeichern neue, wirtschaftlich und energiewirtschaftlich sinnvolle technologische Alternativen zur Verfügung, die mittlerweile den globalen Markt für Energiespeicher dominieren. Vor diesem Hintergrund ist die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit eines Neubaus wie des Pumpspeicherkraftwerks Versetz kritisch zu prüfen, insbesondere angesichts der ausgesprochen hohen Investitionskosten und Risiken, die mit einem (kostenintensiven) zusätzlichen Speicher Platzertal verbunden sind. Günstigere Alternativen, bspw. der Ausbau bestehender Anlagen ohne Bau neuer Speicherbecken (Standortalternative Sellrain-Silz), können wirtschaftlich tragfähiger und risikoärmer sein. Nicht umsonst stellt die Leistungserhöhung bestehender Pumpspeicherkraftwerke die gängige Praxis in Österreich dar.

**Empfehlungen:** Die wirtschaftlichen Vorteile des Pumpspeicherkraftwerks Versetz sind begrenzt, während günstigere und flexiblere Alternativen verfügbar sind. Angesichts der dynamischen Entwicklungen im Energiesektor sollte die Strategie zum Ausbau der Speicherkapazitäten in Tirol daher an aktuelle Markttrends angepasst und alternative Lösungen ernsthaft geprüft werden. Insbesondere die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz um ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 kann sowohl eine ökologisch als auch wirtschaftlich sinnvolle Alternative sein. In einem nächsten Schritt wäre hierzu eine transparente Kostenanalyse für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal und ein Vergleich mit wirtschaftlich tragfähigeren Optionen notwendig, um eine nachhaltige Entscheidung für Tirol treffen und Fehlinvestitionen vermeiden zu können.

---

# 1 Einleitung und Hintergrund zur vorliegenden Studie

---

Neben dem derzeit laufenden Ausbau der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz soll mit dem Ausbau des Kraftwerks Kaunertal ein zweites großes Speicherkraftwerk in den Tiroler Alpen wesentlich erweitert werden. Im Rahmen des Ausbaus des Kraftwerks Kaunertal sowie der Kraftwerke Imst und Haiming soll durch zusätzliche Beileitungen aus dem hinteren Ötztal in den bestehenden Speicher Gepatsch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöht, durch eine zweite Unterstufe am bestehenden Kraftwerksstandort Prutz die Erzeugungsleistung ausgebaut und zusätzlich das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Versetz mit dem 42 Mio. m<sup>3</sup> Wasser fassenden Speicher Platzertal errichtet werden (vgl. Anhang I: Das Ausbauprojekt Kraftwerk Kaunertal im Überblick).

## Planungen für Speicher Platzertal gehen an aktuellen energiewirtschaftlichen Anforderungen vorbei

Die Planungen für den Ausbau des Kraftwerks Kaunertal reichen bis in die späten 1990er Jahre zurück. Allerdings haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke seit der Liberalisierung der Strommärkte Anfang der 2000er-Jahre und nicht zuletzt aufgrund des massiven Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark verändert.

Trotz dieser Veränderungen halten die mittlerweile bereits über zwei Jahrzehnte andauernden Planungen zum Ausbau des Speicherkraftwerks Kaunertal noch immer an der Möglichkeit einer sehr langen Speicherdauer und damit eines sehr großen Speichervolumens für den Speicher Platzertal fest. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer dem Speicher Platzertal vergleichbaren Speicherdauer von über 150 Stunden jedoch weder betrieblich sinnvoll noch energiewirtschaftlich notwendig. Daher werden

Projekte in dieser Form weder von anderen österreichischen noch von europäischen Energieversorgungsunternehmen verfolgt.

## Studien zeigen Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal auf

Vor diesem Hintergrund hat die e3 consult in der vom WWF Österreich beauftragten und im April 2023 veröffentlichte Studie „*Energiewirtschaftliche Einordnung Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal*“ [1] gezeigt, dass es keine hinreichend validen energiewirtschaftlichen Argumente für den Bau des PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal in der von der Projektwerberin geplanten Form gibt. Dabei gibt es zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz und dem Speicher Platzertal sowohl Standortalternativen als auch technologische Alternativen:

- **Weiterer Ausbau der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz als Standortalternative:** Pumpspeicherkraftwerke werden in Österreich heute vorzugsweise zwischen zwei bestehenden Speicherbecken umgesetzt und erfordern damit im Gegensatz zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz nicht die Errichtung eines zusätzlichen Speichers. In der ebenfalls von e3 consult erstellten Studie „*Vorschlag für eine Standortalternative zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal*“ [2] wurde daher als Alternative zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz vorgeschlagen, innerhalb der TIWAG-Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk zwischen den dort bereits bestehenden bzw. in Bau befindlichen Speicherbecken zu errichten (vgl. Anhang II: Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz als Standortalternative ).
- **Großbatteriespeicher als technologische Alternative:** Durch die ausgesprochen schnelle technologische und wirtschaftliche Entwicklung im Bereich

von Batteriespeichern, werden Großbatteriespeicher mittlerweile auch in Europa in Leistungsklassen errichtet, die deutlich über dem PSKW Versetz liegen. Neue Pumpspeicherkraftwerke stehen damit zunehmend im Wettbewerb mit Batteriespeichern, die im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken Strom mit wesentlich geringeren Wirkungsgradverlusten speichern können und geografisch nicht an alpine oder hügelige Standorte gebunden sind.

### **Prüfung von Alternativen ohne Berücksichtigung aktueller energiewirtschaftlicher Entwicklungen**

Während die Tiroler Landesregierung bislang keine Stellungnahme zu den vorgeschlagenen Alternativen abgegeben hat, führt die TIWAG in ihrem Statement zur Studie [3] u. a. folgendes aus: *„Eine reine Erhöhung der elektrischen Leistung (Megawatt) in der bestehenden Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz, wie von WWF/Neubarth vorgeschlagen, wurde von TIWAG bereits vor langer Zeit geprüft, allerdings als nicht zweckmäßig erachtet“, erklärt Speckle.*“ Darüber hinaus betont die TIWAG, dass aus ihrer Sicht *„Zur weiteren Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung [...] sind allerdings wertvolle zusätzliche Speicherkapazitäten notwendig, um länger andauernde Perioden mit wenig Wind und wenig Sonne überbrücken zu können.“*

Nach eigenen Angaben hat die TIWAG Alternativen zum Speicher Platzertal demnach bereits *„vor langer Zeit geprüft“*. Allerdings haben sich die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gerade in den vergangenen Jahren deutlich verändert. Es ist daher naheliegend, dass eine Prüfung von alternativen Standorten und Technologien unter Berücksichtigung des aktuellen Wissensstands zu anderen Ergebnissen führen kann.

Warum die TIWAG ihre *„vor langer Zeit“* durchgeführte Prüfung alternativer Standorte für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz nicht aktualisiert hat und gleichzeitig Großbatteriespeicher reflexartig ablehnt, bleibt unklar. Eine fundierte und transparente Neubewertung könnte daher entscheidend dazu beitragen, langfristig

tragfähige und wirtschaftlich sinnvolle Lösungen für die Speicherfrage in Tirol zu finden.

### **Wettbewerb der Speichertechnologien erhöht das wirtschaftliche Risiko für neue Pumpspeicher**

Der massive Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft führt nicht nur zu einer deutlichen Steigerung des Flexibilitäts- und Speicherbedarfs in unserem Stromversorgungssystem. Gleichzeitig verändern sich auch die Rahmenbedingungen dahingehend, dass Pumpspeicherkraftwerke in einer zunehmend dezentraleren energiewirtschaftlichen Landschaft nur noch einen Teil der Flexibilitäts- und Speicheranforderungen erfüllen müssen. Batteriespeicher haben insbesondere in Bezug auf An- und Abfahrtschwindigkeiten, Umschaltzeiten zwischen Pumpen (Laden) und Turbinieren (Entladen) sowie bei Speicherverlusten deutliche systemtechnische Vorteile gegenüber Pumpspeicherkraftwerken. Diese technischen Vorteile wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit aus und positionieren Batteriespeicher als ernsthafte Wettbewerber vor allem in kurzfristigen Stromhandelsmärkten, wie dem Intraday-Markt. Dadurch besteht ein nicht zu vernachlässigendes Risiko, dass Pumpspeicherkraftwerke aus diesen wirtschaftlich besonders interessanten Marktsegmenten zumindest teilweise verdrängt werden.

Vor diesem Hintergrund ist die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit eines Neubaus wie des Pumpspeicherkraftwerks Versetz kritisch zu prüfen, insbesondere angesichts der mit geschätzten 1,6 Mrd. Euro ausgesprochen hohen Investitionskosten und damit Risiken, die mit einem (kostenintensiven) zusätzlichen Speicherbecken wie dem Speicher Platzertal verbunden sind. Günstigere Alternativen, bspw. der Ausbau bestehender Anlagen ohne Bau neuer Speicherbecken (Standortalternative Sellrain-Silz), können wirtschaftlich tragfähiger und risikoreicher sein.

Ein Blick auf die Strategien anderer Unternehmen bestätigt diesen Ansatz: Sowohl der Verbund als auch die Vorarlberger Illwerke setzen bei der Erweiterung ihrer Pumpspeicherkapazitäten konsequent auf Projekte,

die zwischen bereits bestehenden Speicherbecken realisiert werden können. Diese Strategie minimiert Kosten und Risiken, während sie dennoch zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten und damit Erlöspotenziale für die Unternehmen schafft. Das Festhalten an veralteten Planungsprämissen für den Neubau eines Pumpspeicherkraftwerks sollte angesichts dieser Entwicklungen gründlich überdacht werden.

### **Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven als weiterer Baustein der Alternativenbetrachtung**

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass unabhängig von den mit der Errichtung des Speichers Platzertal verbundenen Eingriffen in die Natur auch die übergeordneten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine umfassende Gegenüberstellung des Ausbauvorhabens Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit alternativen Standorten und Technologie erforderlich machen.

In den beiden bisherigen Studien zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal [1], [2] wurde u. a. auch gezeigt, dass das Vorhaben in dieser Form weder für Tirol noch für Österreich aus der Perspektive der Netz- und Systemstabilität zwingend notwendig ist. Dennoch ist es nachvollziehbar, dass die günstigen topografischen Voraussetzungen in Tirol energiewirtschaftlich genutzt werden sollen, selbst wenn der systemische Nutzen solcher Projekte primär im benachbarten Ausland liegt – insbesondere da Tirol umgekehrt von den grenzüberschreitenden Strommärkten profitiert. Allerdings sollte das für den Ausbau der Tiroler Wasserkraft eingesetzte Kapital möglichst effizient und risikoarm verwendet werden. Dazu ist eine kontinuierliche Evaluierung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und eine entsprechende Reaktion auf maßgebliche Veränderungen dieser Randbedingungen erforderlich, um Fehlentscheidungen vermeiden zu können. Die wachsenden Risiken, die sich aus den Veränderungen der energiewirtschaftlichen Anforderungen an Flexibilitäts- und Speicherlösungen ergeben, kombiniert mit den schnellen technologischen

Fortschritten im Speicherbereich und der langen Genehmigungs- und Bauzeit für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz, sind dabei Faktoren, die auch eine Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Vorhabens im Vergleich zu möglichen alternativen Standorten und Technologien notwendig machen.

### **Die vorliegende Studie als Beitrag zur Diskussion über die Wirtschaftlichkeit des Speichers Platzertal**

Mit der vorliegenden Studie soll ein fundierter Beitrag zur notwendigen Diskussion der Wirtschaftlichkeit des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal geleistet werden. Neben einer Einordnung der Investitionskosten konzentriert sich die Studie auf die aktuelle Erlössituation des geplanten Ausbauvorhabens – als zweiten wichtigen Faktor zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit – im Vergleich zu:

- alternativen **Pumpspeicherstandorten innerhalb der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz** sowie
- **Großbatteriespeichern** als technologische Alternative.

Hierzu analysiert **Kapitel 2**, welche Erkenntnisse sich aus der Einsatzcharakteristik österreichischer Pumpspeicherkraftwerke für den Speicherausbau in Tirol ableiten lassen. In **Kapitel 3** werden die Erlöspotenziale des Pumpspeicherkraftwerks Versetz und der betrachteten Alternativen ermittelt und gegenübergestellt. Anschließend werden in **Kapitel 4** die Erlöspotenziale den von der Projektwerberin genannten Investitionskosten gegenübergestellt sowie Investitionskosten des Pumpspeicherkraftwerks Versetz den Investitionskosten vergleichbarer Pumpspeicherprojekte in Österreich gegenübergestellt. Zusätzlich wird ein Ausblick auf die möglichen nächsten Schritte im Rahmen eines umfassenden Vergleichs der wirtschaftlichen Perspektiven des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Vergleich zu Alternativen gegeben. **Kapitel 5** beantwortet abschließend die Frage, warum es für Tirol sinnvoll ist, über Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal nachzudenken.

## 2 Was lässt sich aus der Einsatzcharakteristik österreichischer Pumpspeicherkraftwerke für den Speicherausbau in Tirol ableiten?

Im Rahmen der Diskussionen um Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal wird häufig argumentiert, dass weder Batteriespeicher noch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk innerhalb der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz adäquate Alternativen darstellen. Nach Ansicht der TIWAG ist eine Speicherfähigkeit, die von Tages- über Wochenspeicherung hinausreicht, unerlässlich, um die Integration von Windkraft und Photovoltaik in das Stromversorgungssystem zu ermöglichen. Ein bloßer Leistungszuwachs, wie er durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 erreicht werden könnte, würde die dringend benötigte zusätzliche Speicherkapazität nicht bereitstellen.

Die Argumentation der TIWAG bleibt jedoch überwiegend qualitativ und wird nicht durch konkrete Zahlen oder quantitative energiewirtschaftliche Analysen des österreichischen Strommarkts gestützt. Stattdessen wird versucht, die Problematik mit vereinfachten Analogien zu veranschaulichen, etwa durch den Vergleich mit den Leistungsstufen eines E-Bikes: Ein „Turbo-Modus“ ermögliche hohe Leistung, während ein „Eco-Modus“ eine größere Reichweite schaffe. Übertragen auf die Standortalternative Kühtai für den Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Tirol wird daraus der Schluss gezogen: *„Die vorgeschlagene Idee zur Erweiterung im Kühtai würde hingegen nur die Leistung und nicht die Speicherkapazität erhöhen, was quasi einer Reduktion der „Reichweite“ der Speicher im Kühtai entspricht“*. [4]

### Veränderte Anforderungen an den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken

Diese Argumentation vernachlässigt jedoch, dass sich die Anforderungen an den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken in den vergangenen Jahren stark ge-

ändert haben. Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik führt zu immer häufigeren Wechseln von Stunden mit Überschüssen und Defiziten im Stromversorgungssystem. Dies hat zur Folge, dass der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken zunehmend einer kontinuierlichen Berg- und Talfahrt gleicht.

Ein abwechselnd hoher Bedarf an Pump- und Turbinenleistung über kurze Zeiträume ist inzwischen die Regel. In einem solchen Marktumfeld sind Pumpspeicher mit „Eco-Modus“ (lange Speicherdauer, niedrige Leistung) im wirtschaftlichen Nachteil gegenüber Pumpspeicher mit „Turbo-Modus“ (kürzere Speicherdauer, höhere Leistung), da sie von den hohen Volatilitäten in den Strommärkten nicht gleichermaßen profitieren können.

### Leistungserhöhung als etablierte Praxis

Ein Blick auf andere österreichische Pumpspeicherprojekte zeigt, dass der Ansatz einer reinen Leistungserhöhung bestehender Kraftwerksgruppen – durch den Bau zusätzlicher Pumpspeicherkraftwerke – die gängige Praxis ist, um vorhandene Speichervolumen effizienter zu nutzen. Beispiele hierfür sind:

- Limberg II und III,
- Schaufelberg,
- Kops II,
- Obervermuntwerk II und
- Lünerseewerk II.

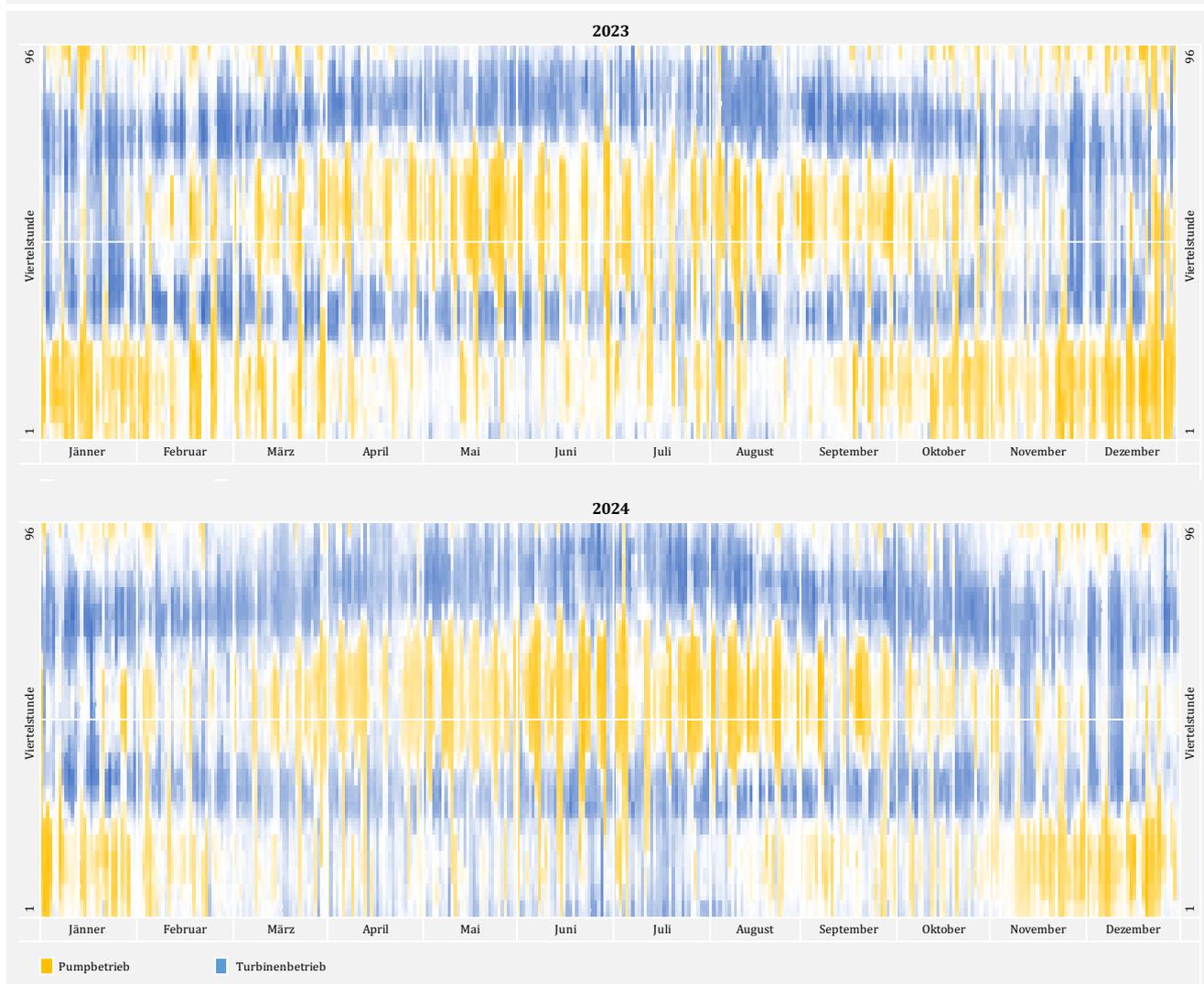
Auch das in Bau befindliche Pumpspeicherkraftwerk Ebensee der Energie AG unterstreicht diesen Ansatz. Mit einer Leistung von rd. 170 MW und einem Speichervolumen von 1,3 Mio. m<sup>3</sup> (entspricht etwa 10 Stunden Speicherdauer) liegt der Fokus klar auf kurzfristig abrufbaren Leistungsreserven und nicht auf eine mittel- oder langfristige Energiespeicherung. Zum Vergleich: Der Speicher Platzertal soll eine Speicherdauer von über 150 Stunden haben.

### Einsatz von Pumpspeichern in Österreich zeigt ständigen Wechsel von Pump- und Turbinenbetrieb

Die mit dem Ausbau der Photovoltaik und Windkraft zusammenhängenden Anforderungen an den kurzfristigen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerke lassen sich nicht nur qualitativ beschreiben, sondern können auch aus dem tatsächlichen Betriebsverhalten der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke abgelesen werden. Abbildung 1 zeigt anhand der vom österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) veröffentlichten Daten eine Analyse der Einsatzcharakteristik der Pumpspeicherkraftwerke in der Regelzone der APG für die Jahre 2023 und 2024.

Zu beachten ist dabei, dass bei den von der APG veröffentlichten Daten auch die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss in die Pumpspeicherkraftwerke enthalten ist. Der Turbinenbetrieb aus zuvor gepumptem Wasser stellt somit nur einen Teil des in Abbildung 1 dargestellten Turbinenbetriebs dar. Im Weiteren sind in den APG-Daten das Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 1 sowie die Pumpspeicherkraftwerke der Vorarlberger Illwerke nicht enthalten, da diese einer deutschen und nicht der österreichischen Regelzone zugeordnet sind.

**Abbildung 1: Pumpspeicherbetrieb APG-Regelzone im Jahr 2023 (oben) und 2024 (unten) im 15 Minutenraster**



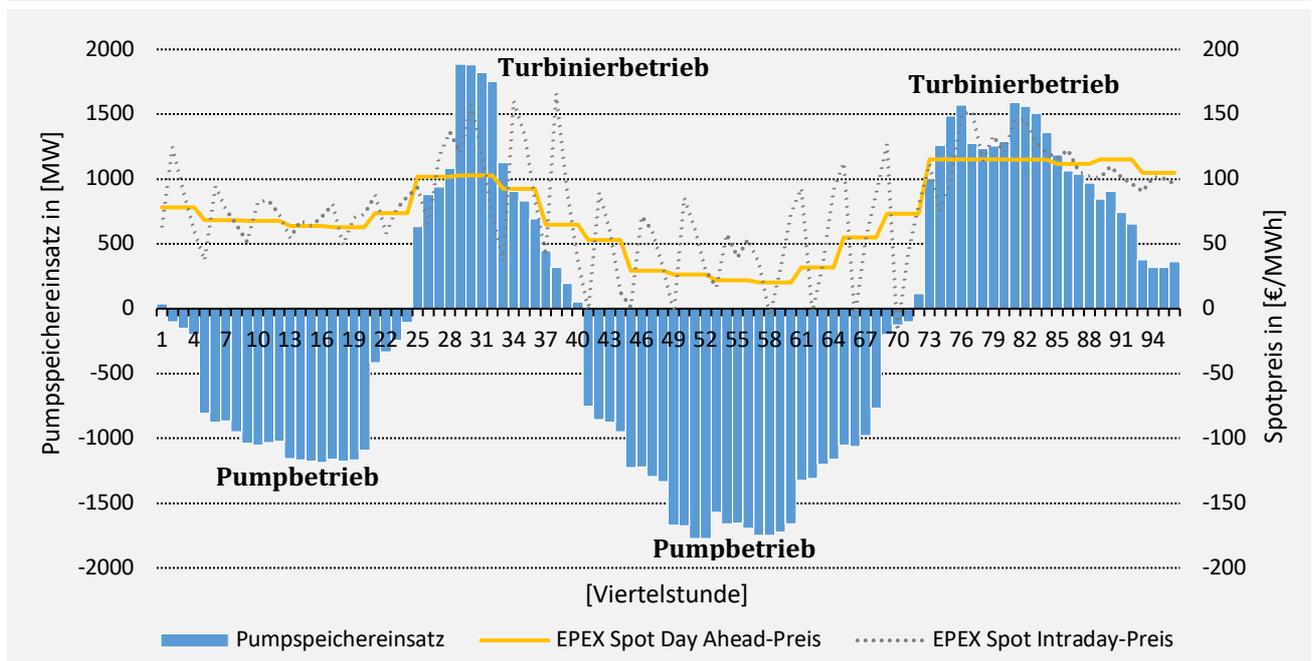
Quelle: e3 consult auf Basis Daten APG

- **Hohe Volatilität und kurzfristige Speicherzyklen:** Der Wechsel zwischen Pump- (gelb) und Turbinenbetrieb (blau) zeigt eine starke zeitliche Dynamik innerhalb eines Tages. In der Regel gibt es zwei Pump- und Turbinierzyklen von jeweils wenigen Stunden. Dies verdeutlicht, dass Pumpspeicherkraftwerke vorrangig zur kurzfristigen Stromspeicherung eingesetzt werden, anstatt eine langfristige Speicherung von Strom zu gewährleisten.
- **Saisonale Unterschiede durch PV und Windkraft:** Im Sommerhalbjahr (April bis September) dominiert durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Mittags- und Nachmittagsstunden der Pumpbetrieb. Auch in den Nachstunden wird durch die geringere Stromnachfrage häufig gepumpt. Der Turbinenbetrieb erfolgt vor allem in den Morgen und Abendstunden, wenn die PV-Erzeugung gering und die Stromnachfrage höher ist. Im Winterhalbjahr verschiebt sich hingegen der Pumpspeichereinsatz. Es wird verstärkt zwischen den späten Abend- und frühen Morgenstunden gepumpt und in Abhängigkeit vom

Windstromangebot in den Tagesstunden turbinieren. Pumpspeicherkraftwerke werden somit vorwiegend zum Ausgleich der periodischen Schwankungen der PV-Erzeugung sowie der Schwankungen der Windstromerzeugung genutzt.

- **Markttriebener Einsatz:** Der kontinuierliche Wechsel zwischen Pump- und Turbinenbetrieb spiegelt die Preisdynamik an den Strommärkten wider. In Zeiten günstiger Strompreise wird Wasser hochgepumpt und bei hohen Preisen Strom erzeugt. Dabei folgen die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke vor allem den stündlichen Day Ahead-Preisen, die am Vortag an den Strombörsen gebildet werden, und weniger den kurzfristigen viertelstündlichen Intraday-Preisen (Abbildung 2). Dies liegt unter anderem an den Umschaltzeiten zwischen Pump- und Turbinenbetrieb von zum Teil über 5 Minuten sowie den für eine Optimierung im 15 Minutenraster zu langen An- und Abfahrzeiten von Pumpspeicherkraftwerken. Speicher mit sehr kurzen An- und Abfahrzeiten sind demnach im Vorteil.

**Abbildung 2: Pump- und Turbinenbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken in der APG-Regelzone sowie EPEX Day Ahead und Intraday ID15 Spotpreise am 23.8.2024**



Quelle: e3 consult auf Basis Daten APG und EPEX SPOT

- **Sowohl Pump- als auch Turbinenbetrieb während Dunkelflauten:** Selbst während sog. Dunkelflauten<sup>1</sup> – wie im Jänner 2023 sowie November und Dezember 2024 – arbeiten Pumpspeicherkraftwerke in der Regel sowohl im Pump- als auch Turbinenbetrieb. Die einzelnen Pump- und Turbinierzyklen dauern jedoch nur selten länger als 8 bis 10 Stunden. In Dunkelflauten werden aus Sicht der Netz- und Systemstabilität somit nicht zwingend Pumpspeicherkraftwerke mit großer „Reichweite“ benötigt. Auch während längerer Dunkelflauten zeigt sich, dass Pumpspeicher vor allem aufgrund ihrer Flexibilität zur kurzfristigen Bereitstellung von Leistung unverzichtbar sind. Für seltene, sehr lange Dunkelflauten von bis zu mehreren 10 Tagen können weder Pumpspeicher mit einer Speicherdauer von 10 Stunden noch solche mit einer Speicherdauer von 150 Stunden eine vollständige Überbrückung gewährleisten. Vielmehr ist zur Beherrschung solcher Szenarien eine Kombination aus unterschiedlichen Maßnahmen erforderlich, die vom Netzausbau bis zum Bau neuer (wasserstofffähiger) Gaskraftwerke reichen können.
    - Der Ausbau von leistungsstarken Anlagen, die existierende Speicher optimal nutzen können, stellt einen zielführenden Ansatz dar.
- Nicht ohne Grund wird dieser Ansatz von anderen großen österreichischen Pumpspeicherbetreibern seit Jahren erfolgreich umgesetzt. Beispiele wie Limberg II und III, Schaufelberg oder Kops II und Lünnerseewerk II unterstreichen, dass der Fokus auf Leistung und nicht auf Reichweite liegt.
- Die Erweiterung der Pumpspeicherkapazitäten in Tirol durch den Bau eines Pumpspeicherkraftwerks Kühtai 3 oder eines Pumpspeicherkraftwerks gemäß der TIWAG-Option 8 würde diesen Ansatz aufgreifen und stellt somit eine vielversprechende Alternative zur Errichtung des Pumpspeicherkraftwerks Versetz dar.

### Fazit: Leistung vor Reichweite

Was lässt sich aus der Einsatzcharakteristik österreichischer Pumpspeicherkraftwerke nun konkret für den Speicherausbau in Tirol ableiten?

- Die dominierende Rolle der Photovoltaik und Windkraft führt dazu, dass Flexibilität und kurzfristige Verfügbarkeit von Leistung entscheidend sind.
- Eine Strategie, die auf große Speicherkapazitäten abzielt, wird den aktuellen und zukünftigen Marktanforderungen nicht gerecht.

<sup>1</sup> Der Begriff Dunkelflaute beschreibt das gleichzeitige Auftreten von geringer solarer Einstrahlung (Dunkelheit, aber auch Nebel) und Windflaute. Solche Wetterlagen können im Winter entstehen und sorgen für geringe Erträge aus Solar- und Windenergie bei gleichzeitig saisonal hohem Strombedarf. Eine Dunkelflaute kann

mehrere Tage andauern. Gibt es neben einer geringen solaren Einstrahlung und Windflaute auch noch niedrige Temperaturen und damit einen höheren Stromverbrauch, spricht man von einer "kalten Dunkelflaute" (vgl. u. a. [5]).

### 3 Erlöspotenziale Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Vergleich zu Standort- und Technologiealternativen

Da die Investitionskosten und weitere für eine umfassende Wirtschaftlichkeitsrechnung erforderliche Parameter für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal öffentlich nicht verfügbar sind, beschränkt sich die vorliegende Studie auf einen Vergleich der Erlöspotenziale des Ausbauvorhabens und der Standortalternative Kühtai 3 sowie der Technologiealternative Großbatteriespeicher.

Die Erlöspotenziale stellen jedoch einen wesentlichen Parameter für eine weitergehenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar und können eine erste Aussage zur wirtschaftlichen Nachhaltigkeit der betrachteten Speicheroptionen liefern. Auch sollen die Ergebnisse eine Diskussion darüber anstoßen, ob die wirtschaftliche Attraktivität des Pumpspeicherkraftwerks Versetz in einem angemessenen Verhältnis zu seinem Eingriff in das Platzertal steht oder ob alternative Speicherlösungen den Standort Tirol aus energiewirtschaftlicher Sicht ebenso weiterentwickeln können.

Die Simulation des Speichereinsatzes und Berechnung der Erlöspotenziale werden für (a) das Pumpspeicherkraftwerk Versetzt, (b) das Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 als Standortalternative und (c) einen Großbatteriespeicher als technologische Alternative jeweils anhand der Preise aus dem Day-Ahead- und Intraday-Markt 2023 und 2024 durchgeführt.

#### 3.1 Bewertungsmodell und -ansatz

Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher können grundsätzlich sowohl im Day-Ahead- als auch Intraday- und Regelreservemarkt Erlöse erwirtschaften. Da die simultane Simulation des Speichereinsatzes über alle drei Märkte jedoch ein komplexes Optimierungsproblem darstellt, wird die Einsatzsimulation der betrachteten Speichervarianten getrennt für die stündlichen Spotpreisen der EPEX SPOT und die Viertelstundenpreise des Intraday-Markts der EPEX

SPOT durchgeführt. Zusätzlich erfolgt eine qualitativ-quantitative Bewertung der potenziellen Erlösbeiträge aus dem Regelreservemarkt.

Die Einsatzsimulation wird über ein deterministisches lineares Optimierungsmodell durchgeführt, das die Maximierung der Erlöse (Turbiniererlöse abzgl. Kosten für Pumpstrom) als Zielfunktion hat. Für die Konfiguration des Bewertungsmodells werden die folgenden Randbedingungen berücksichtigt:

- Anlagenkonfiguration des Ausbauvorhabens Kraftwerk Kaunertal entsprechend Anhang I und der Standortalternative Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz entsprechend Anhang II mit einer monatscharfen Abbildung der Zuflussmengen in die Speicher.
- Die Abhängigkeit der Pump- und Turbinenleistung vom Speicherfüllstand wird vernachlässigt. Rampen für das An- und Abfahren der Anlagen werden nicht berücksichtigt (dadurch tendenzielle Überschätzung der Erlöspotenziale).
- Die Modellierung erfolgt für ein Kalenderjahr, wobei als Speicherfüll- und -endstand für Beginn und Ende des Betrachtungszeitraums 50% des maximal nutzbaren Speichervolumens vorgegeben werden.
- Als Wälzwirkungsgrad werden für die Pumpspeicherkraftwerke 75% und für die Großbatteriespeicher 90% unterstellt.
- Als Systemnutzungsentgelt (Netznutzung, Netzverluste, Systemdienstleistungen und Primärregelreserve) sowie Herkunftsnachweise für Speicherverluste werden jeweils 4,0 €/MWh für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz sowie dem Einspeisen in das öffentliche Netz auf Netzebene 2 unterstellt. Weitere variablen Kosten für Betrieb und Wartung werden vereinfachend nicht berücksichtigt.

### 3.2 Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Day Ahead-Markt

#### Einsatzcharakteristik zeigt durchschnittlich täglich sieben Stunden Pumpbetrieb

Abbildung 3 zeigt beispielhaft den simulierten Kraftwerkseinsatz für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz als Teil der Kraftwerksgruppe Kaunertal mit einer Turbinenleistung von 390 MW und Pumpleistung von 400 MW im EPEX SPOT Day-Ahead-Markt für 2024.

Bei einem Pumpstromverbrauch von knapp 1.000 GWh/a lag die Jahreserzeugung im Jahr 2024 bei rd. 760 GWh/a (davon 12 GWh/a aus natürlichem Zufluss). Dies entspricht einer jährlichen Pumpdauer von etwa 2.500 h und einer Turbinierdauer von knapp 1.950 h. Im Vergleich dazu zeigt die Einsatzsimulation für das Jahr 2023 als Ergebnis einen etwa 10% geringeren Pumpstromverbrauch sowie eine entsprechend niedrigere Jahreserzeugung.

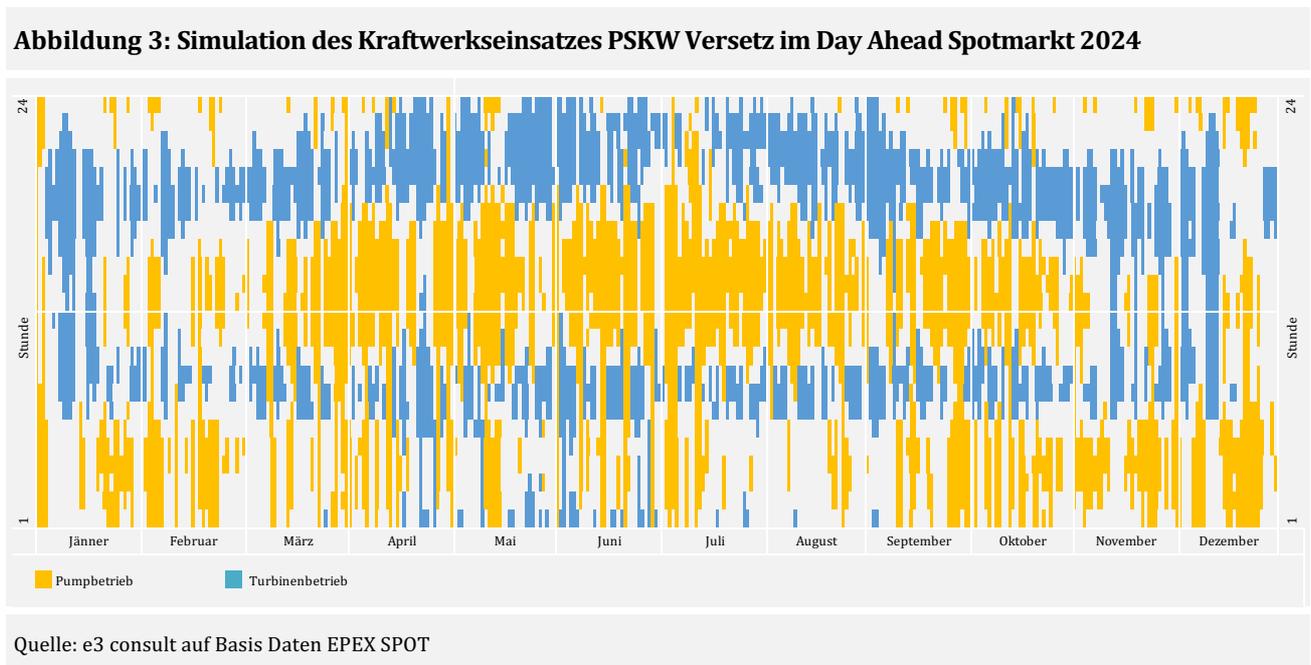
Die Einsatzcharakteristik weist eine sehr hohe Übereinstimmung mit den veröffentlichten Betriebsdaten der Pumpspeicherkraftwerke in der Regelzone der APG (Abbildung 1) auf. Sie bestätigt mit dem häufigen Wechsel zwischen Pump- und Turbinenbetrieb die zunehmend dominierende Rolle der Photovoltaik und Windkraft für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks. Zudem zeigt die Einsatzsimulation des

Pumpspeicherkraftwerks Versetz, dass während der Dunkelflauten im November und Dezember 2024 kein durchgehender Turbinenbetrieb erforderlich war. Ein Speicher mit einer Speicherdauer von über 150 Stunden wäre daher bei dieser Spotpreiskarakteristik nicht zwingend erforderlich gewesen.

Wie sehen nun die Erlöspotenziale für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz aus? Für das Ausbauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Versetz inkl. dem natürlichen Zufluss in den Speicher Platzertal lagen die simulierten Erlöse im Day Ahead-Spotmarkt bei rd. 52 Mio. € (2023) bzw. 57 Mio. € (2024).

#### Bewertung der Erlöspotenziale bei variierender Speicherdauer

Um die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer sehr langen Speicherdauer für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz zu bewerten, werden im Folgenden die Erlöspotenziale in Abhängigkeit von der Speicherdauer analysiert. Abbildung 4 zeigt die Erlöspotenziale beispielhaft im Day-Ahead-Spotmarkt des Jahres 2024 bei einer Variation der Speicherdauer zwischen 4 und 162 Stunden. Drei markante „Bereiche“ lassen sich identifizieren:



### 1. Speicherdauer bis 8 Stunden:

In diesem Bereich werden vor allem Schwankungen der PV-Stromerzeugung sowie Nachfragespitzen bei gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien „abgedeckt“. Die Erlöse des Pumpspeicherkraftwerks Versetz steigen annähernd linear mit zunehmender Speicherdauer.

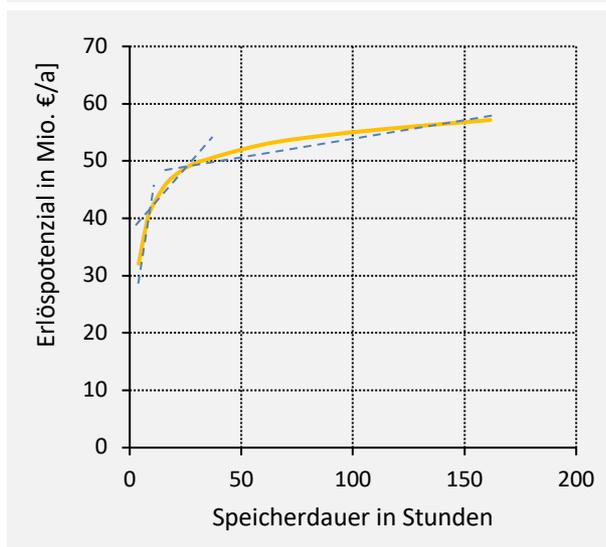
### 2. Speicherdauer zwischen 8 und 20 Stunden:

In diesem Bereich profitiert ein Pumpspeicher bspw. von periodischen Schwankungen der Windenergie sowie Dunkelflauten. Da diese Ereignisse im Vergleich zu den Schwankungen der PV-Stromerzeugung seltener auftreten, nimmt der zusätzliche Wertbeitrag mit zunehmender Speicherdauer ab und die Kurve beginnt abzuflachen.

### 3. Speicherdauer über 20 Stunden:

Zwar steigen die Erlöse mit zunehmender Speicherdauer, jedoch flacht die Kurve deutlich ab. Dies verdeutlicht, dass Speicher mit sehr langen Speicherdauern wirtschaftlich nur einen begrenzten Mehrwert bringen. Auch von den beiden Dunkelflauten im November und Dezember 2024 hätte ein Pumpspeicher mit langer Speicherdauer nur unwesentlich profitieren können.

**Abbildung 4: Erlöspotenziale Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Day Ahead-Spotmarkt 2024 in Abhängigkeit von der Speicherdauer**



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 4 unterstreicht, dass der größte Teil der Erlöse des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit Speicherdauern bis maximal 20 Stunden erzielt wird. Zusätzliche Speicherkapazitäten über diesen Bereich hinaus tragen nur gering zur Wirtschaftlichkeit bei.

### Relevanz der Ergebnisse für die mögliche Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz

Vor diesem Hintergrund ist die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz um ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 sowohl ökologisch als auch wirtschaftlich sinnvoll. Das neue Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2, das zwischen dem ebenfalls neuen Speicher Kühtai (31 Mio. m<sup>3</sup>) und dem bestehenden Speicher Finstertal (60 Mio. m<sup>3</sup>) entsteht, ermöglicht mit einer Ausbauleistung von 130 MW eine maximalen Pump- bzw. Turbinierdauer von etwa 100 Stunden.

Diese Speicherdauer liegt in einem Bereich, der im Vergleich zu deutlich kürzeren Speicherdauern nur einen geringen wirtschaftlichen Mehrwert liefert. Gleichzeitig verfügen die beiden Speicher über ausreichenden Speicherraum, um mit zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten den betriebswirtschaftlich attraktiven Bereich von 15 bis 20 Stunden Speicherdauer optimal abdecken zu können. Daher wäre eine Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz nicht nur wirtschaftlich attraktiv, sondern auch energiewirtschaftlich sinnvoll.

### 3.3 Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Intraday-Markt

Analog zur Simulation des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Day-Ahead-Markt wird auch eine Simulation der Einsatzcharakteristik im Intraday-Markt durchgeführt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Analysen in Kapitel 2 gezeigt haben, dass die Einsatzcharakteristik österreichischer Pumpspeicherkraftwerke in der Regelzone der APG die Volatilitäten im Intraday-Markt nicht vollständig abbildet. Dies ist unter anderem auf technische Restriktionen

bei den Maschinensätzen zurückzuführen, die die häufigen Lastwechsel im Intraday-Markt nicht immer nachfahren können.

**Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerken im Intraday-Markt abhängig von Art des Maschinensatzes**

Die Maschinensätze von Pumpspeicherkraftwerken lassen sich grundsätzlich in zwei Hauptkategorien einteilen (Abbildung 5):

- **Pumpturbine mit Motorgenerator:** Diese Ausführung kombiniert Pump- und Turbinenfunktionen in einer Maschine (sog Zweimaschinensatz). Vorteile sind eine einfachere Konstruktion und niedrigere Investitionskosten. Nachteilig sind längere An- und Abfahrzeiten sowie Umschaltzeiten zwischen den Betriebsmodi Pumpen und Turbinieren. Pumpturbinen mit Motorgeneratoren eignen sich daher vor allem für Anwendungen mit längeren Betriebszeiten in einem Modus.
- **Ternärer Maschinensatz:** Ein ternärer Maschinensatz besteht aus einer Pumpe, einer Turbine und einem gekoppelten Motorgenerator (sog. Dreimaschinensatz), die unabhängig voneinander betrieben werden können. Durch ihre sehr kurzen Umschaltzeiten eignen sich ternäre Maschinensätze insbesondere für kurzfristige Lastwechsel im Regelreserve- und Intraday-Markt. Im sog. hyd-

raulischen Kurzschluss ist dabei sogar ein gleichzeitiges Pumpen und Turbinieren möglich. Nachteilig ist jedoch die komplexere Konstruktion, die mit höheren Investitions- und Betriebskosten verbunden ist.

Während das Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 mit zwei Motorgeneratoren mit Pumpturbinen ausgerüstet wird [6], ist die Art des geplanten Maschinensatzes für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz nicht bekannt. Die Wahl des Maschinensatzes wird die Flexibilität und damit die Erlöspotenziale des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Intraday-Markt jedoch maßgeblich beeinflussen.

**Die Einsatzmöglichkeiten des PSKW Versetz im Intraday-Markt sind mit Unsicherheiten behaftet**

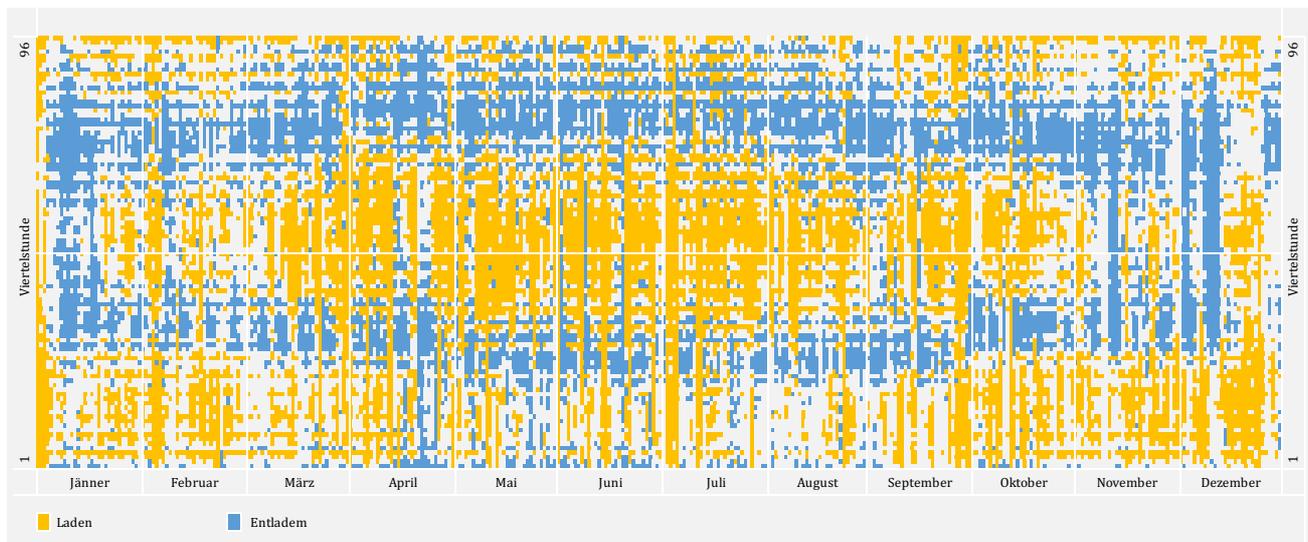
Unabhängig von den möglichen systemtechnischen Einschränkungen bei der Bewirtschaftung des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Intraday-Markt zeigt Abbildung 6 beispielhaft den simulierten Kraftwerkseinsatz im EPEX SPOT Intraday-Markt ID15 für 2024. Dabei ist zu beachten, dass die Simulation mit den viertelstündlichen Preisen der Intraday-Auktion (ID15-Auktion) eine konservative Betrachtung der Einsatzoptionen von Pump- und Batteriespeicher im Intraday-Markt darstellt. In der Praxis bietet der Intraday-Markt neben der Intraday-Auktion auch einen

**Abbildung 5: Exemplarische Anfahr- und Umschaltzeiten unterschiedlicher Maschinenanordnungen von Pumpspeicherkraftwerken**

Betriebswechsel	Reversible Pumpurbine			Ternärer Maschinensatz	
	[Sekunden]			[Sekunden]	
	A*	B*	C*	D*	E*
1	90	75	90	90	65
2	340	160	230	85	80
3	70	20	60	40	20
4	70	50	70	30	25
5	420	300	470	45	25
6	190	90	280	60	25

\* A: Konventionelle Bauart (2012), B: Konventionelle Bauart, extra fast response, C: Drehzahlvariabel, D: Mit hydraulischer Kupplung, hydraulischem Kurzschluss, horizontal, Francis-Turbine, E: wie D jedoch vertikal und Pelton-Turbine

Quelle: Literaturrecherche VUM Verfahren Umwelt Management GmbH in [7]

**Abbildung 6: Simulation des Kraftwerkseinsatzes PSKW Versetz im Intraday-Spotmarkt 2024**

Quelle: e3 consult auf Basis Daten EPEX SPOT

kontinuierlichen Handel,<sup>2</sup> wo Transaktionen bis unmittelbar vor Beginn eines 15 Minuten-Produkts möglich sind. Dieser Handel erfolgt in der Regel vollautomatisiert durch sog. Algotrader. Über eine „Asset-Backed Trading“-Strategie kann dasselbe 15 Minuten-Produkt mehrfach verkauft und wieder zurückgekauft werden, so dass Marktteilnehmer von den sich kontinuierlich ändernden Preisen profitieren können. Entscheidend ist, dass nur das Ergebnis nach dem letzten Handelsgeschäft physisch erbracht werden muss.

Sollten die An- und Abfahrtrampen der Maschinensätze des Pumpspeicherkraftwerks Versetz den uneingeschränkten Handel im kontinuierlichen Intraday-Markt zulassen, kann die tatsächliche Einsatzcharakteristik von der Abbildung 6 dargestellten Simulation daher auch abweichen. Umgekehrt zeigen die realen Betriebsdaten der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke (vgl. Abbildung 1) bisher keine ausgeprägte Optimierung im Viertelstundenrhythmus. In-

sofern kann das in Abbildung 6 dargestellte Flexibilitätsverhalten des Pumpspeicherkraftwerks Versetz auch ein optimistisches Szenario widerspiegeln.

Bei einem Pumpstromverbrauch von knapp 1.160 GWh/a lag die Jahreserzeugung im Jahr 2024 bei rd. 880 GWh/a (davon 12 GWh/a aus natürlichem Zufluss). Dies entspricht einer jährlichen Pumpdauer von etwa 2.900 h und einer Turbinierdauer von knapp 1.260 h. Auch für das Jahr 2023 zeigt die Einsatzsimulation ein sehr ähnliches Gesamtbild.

#### **Auch im Intraday-Markt ist das Erlöspotenzial des Pumpspeicherkraftwerks Versetz begrenzt**

Die Erlöspotenziale liegen im Intraday-Markt für das Ausbauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Versetz inkl. dem natürlichen Zufluss in den Speicher Platzertal in den betrachteten Jahren 2023 und 2024 jeweils bei rd. 75 Mio. € und damit etwa 45% bzw. 30% über den Erlöspotenzialen im Day Ahead-Spotmarkt.

<sup>2</sup> Der kontinuierliche Intraday-Handel bezeichnet einen an der Strombörse stattfindenden, fortlaufenden Handel mit Stromprodukten. Bei diesem Handelsmodell können Marktteilnehmer jederzeit Kauf- und Verkaufsgebote abgeben. Sobald sich ein Käufer und ein Verkäufer auf einen Preis einigen, wird die Transaktion unmittelbar abgeschlossen. Es entsteht beim kontinuierlichen Handel somit für jede Transaktion ein individueller Preis,

der ausschließlich zwischen den beteiligten Parteien ausgehandelt wird. Im Unterschied dazu werden bei einer Auktion Kauf- und Verkaufsangebote zu einem definierten Zeitpunkt gesammelt und ein einheitlicher Markt- oder Grenzpreis für alle Teilnehmer ermittelt.

### 3.4 Erlöspotenziale der Standort- und Technologiealternativen

Auch für die vorgeschlagenen Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal wird eine Simulation der Einsatzcharakteristik mit den Preisen aus dem Day Ahead- und Intraday-Spotmarkt der Jahre 2023 und 2024 durchgeführt. Als Alternativen werden konkret betrachtet:

- **Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3** mit 390 MW Turbinen- und 400 MW Pumpleistung,
- **Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 und Pumpspeicherkraftwerk gemäß TIWAG Option 8** mit jeweils 195 MW Turbinen- und 200 MW Pumpleistung,
- **Großbatteriespeicher** mit (in Summe) 400 MW Leistung und einer nutzbaren Speicherdauer von 4 und 6 Stunden.

#### Standortalternativen zeigen ähnliche Einsatzcharakteristik wie Pumpspeicherkraftwerk Versetz

Abbildung 7 zeigt den simulierten Kraftwerkseinsatz für ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 mit 390 MW Turbinen- und 400 MW Pumpleistung im EPEX SPOT Day-Ahead-Markt für 2024. Auffällig ist auch hier die hohe Übereinstimmung der Einsatzcharakteristik mit den veröffentlichten Betriebsdaten der Pumpspeicherkraftwerke in der Regelzone der APG (Abbildung 1) und damit mit der Einsatzcharakteristik des PSKW Versetz. Entsprechend liegen auch der Pumpstromverbrauch (975 GWh/a) und die Jahreserzeugung (730 GWh/a) sowie die jährlichen Pumpdauer (2.500 h) und Turbinierdauer (1.830 h) sehr nahe an den für das PSKW Versetz ermittelten Ergebnissen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass ein Teil des Pumpbetriebes erforderlich ist, um die Beileitungen in den Speicher Kühtai in den Speicher Finstertal zu pumpen. Von dort wird das Wasser über die Kraftwerke Kühtai und Silz in den Inn abgearbeitet.

Für eine Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz durch ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 und ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk gemäß der

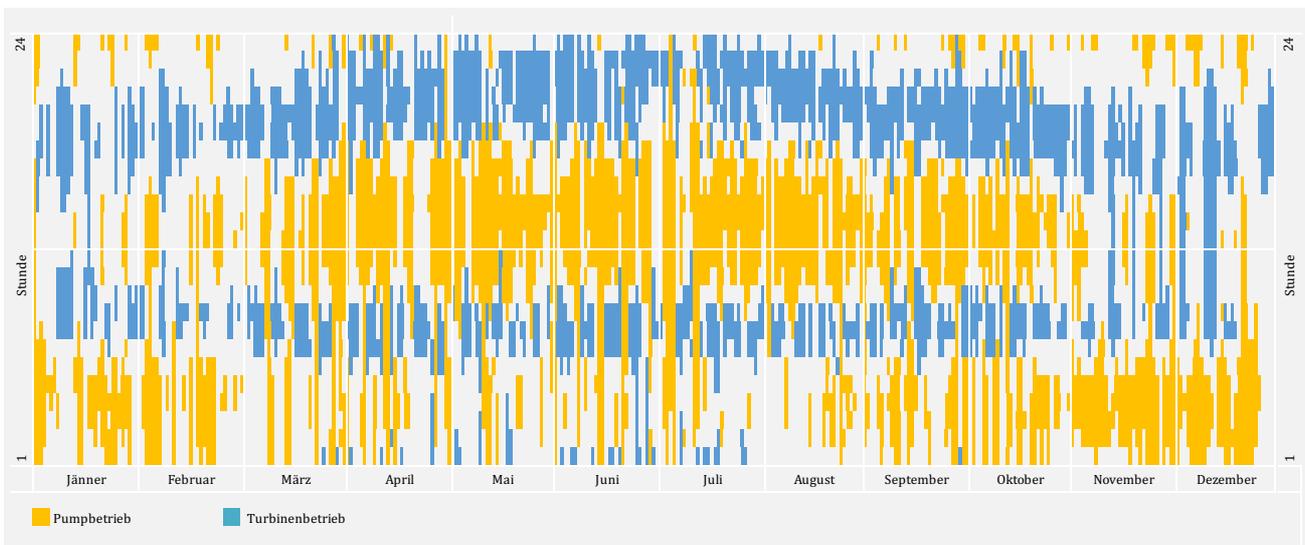
TIWAG Option 8 zeigt die Simulation ebenfalls eine Einsatzcharakteristik, die sehr ähnlich zum PSKW Versetz ist. Jedoch ergeben sich durch den kleinen Speicher Längental bei der Bewirtschaftung eines Pumpspeicherkraftwerks gemäß Option 8 in einzelnen Stunden betriebliche Limitierungen. Dies führt dazu, dass der Pumpstromverbrauch (870 GWh/a) und die Jahreserzeugung (650 GWh/a) sowie damit zusammenhängend auch die Pump- und Turbinierdauer etwa 10% niedriger liegen.

#### Batteriespeicher erreichen im Day Ahead-Markt ähnliche Einsatzzeiten wie Pumpspeicher

In Deutschland wurden Mitte der 2010er-Jahre die ersten Großbatteriespeicher realisiert, die mit einer Speicherdauer von knapp einer Stunde praktisch ausschließlich im Primärregelreservemarkt vermarktet wurden. Aktuell werden Großbatteriespeicher meist mit einer Speicherdauer zwischen 2 bis 3 Stunden umgesetzt, um neben Primärregelreserve vor allem Sekundärregelreserve vermarkten und am Spotmarkt handeln zu können. International ist die Entwicklung bereits weiter fortgeschritten: Batteriespeicherprojekte mit Speicherdauern von 4 Stunden oder mehr haben sich in vielen Regionen als neuer Standard etabliert. Für den Vergleich mit dem Pumpspeicherkraftwerk Versetz werden daher exemplarisch Großbatteriespeicher mit Speicherdauern von 4 und 6 Stunden herangezogen.

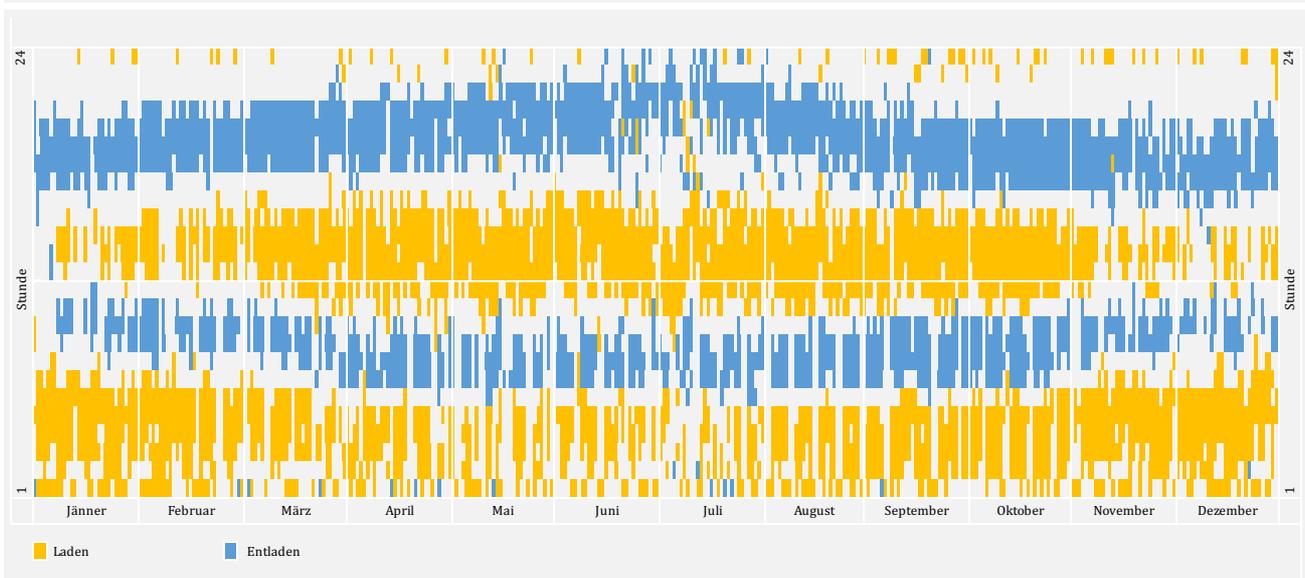
Abbildung 8 zeigt exemplarisch den simulierten Einsatz für einen Großbatteriespeicher mit 400 MW Lade- und Entladeleistung im EPEX SPOT Day-Ahead-Markt für das Jahr 2024. Mit jeweils zwei ausgeprägten Lade- und Entladezyklen ist das „Gesamtbild“ der Einsatzcharakteristik sehr ähnlich zur Einsatzcharakteristik eines Pumpspeichers. Im Detail ergeben sich jedoch Unterschiede, die auf die deutlich geringere Speicherdauer des betrachteten Batteriespeichers bei gleichzeitig höherem Wälzwirkungsgrad zurückzuführen sind. Insgesamt liegt die jährliche geladene und entladene Strommenge mit rd. 900 GWh/a

**Abbildung 7: Simulation des Kraftwerkseinsatzes PSKW Kühtai 3 im stündlichen Day Ahead Spotmarkt 2024**



Quelle: e3 consult auf Basis Daten EPEX SPOT

**Abbildung 8: Simulation des Einsatzes eines Großbatteriespeichers mit 4 Stunden Speicherdauer im stündlichen Day Ahead Spotmarkt 2024**



Quelle: e3 consult auf Basis Daten EPEX SPOT

bzw. 800 GWh/a für einen Batteriespeicher mit 4 Stunden Speicherdauer knapp 10% unter den entsprechenden Ergebnissen des Pumpspeicherkraftwerks Versetz, das jedoch über eine Speicherdauer von über 150 Stunden verfügt.

Die Optimierung des Einsatzes unterschiedlicher Batteriespeicherkonfigurationen mit den Day Ahead-Spotpreise 2024 zeigt, dass ein Großbatteriespeicher

mit 6 Stunden Speicherdauer bereits denselben jährlichen Speichereffekt wie das Pumpspeicherkraftwerk Versetz erreicht. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die derzeitigen Flexibilitäts- und Speicheranforderungen unseres Stromversorgungssystems keinen unmittelbaren Bedarf für einen Speicher in der Größe des Speichers Platzertal signalisieren.

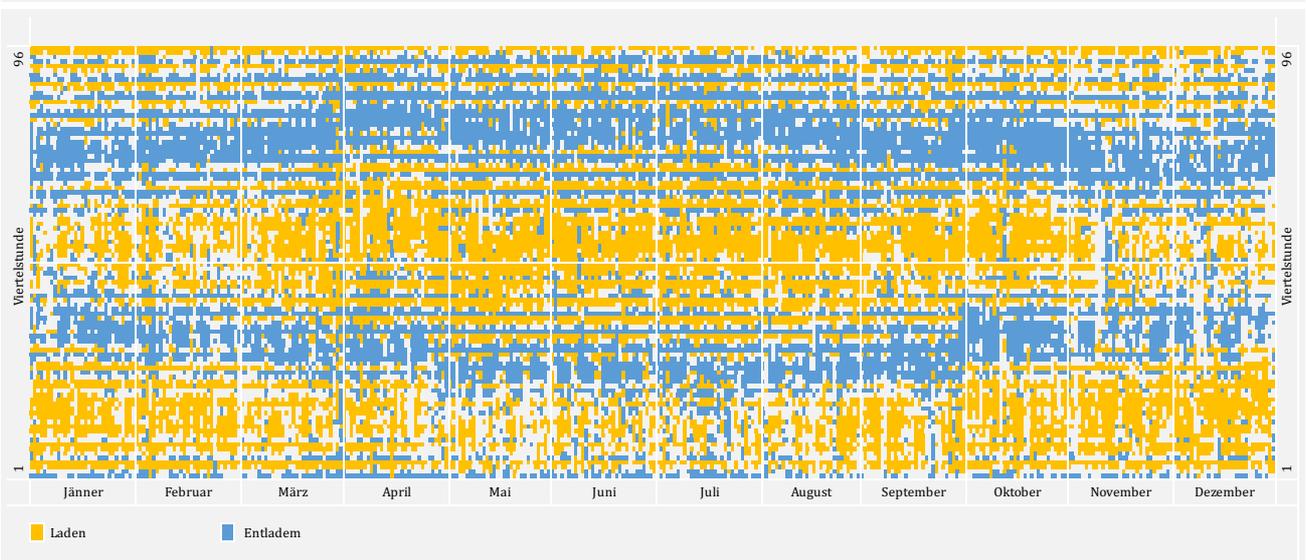
**Batteriespeicher sind durch ihre schnellen Reaktionszeiten für den Intraday-Markt prädestiniert**

Aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeiten sind Batteriespeicher besonders geeignet, von den stark schwankenden Preisen im Intraday-Handel zu profitieren. In der Praxis werden Batteriespeicher daher neben dem Day-Ahead-Markt vor allem im Intraday-Markt eingesetzt. In Abbildung 9 ist hierzu der simulierte Einsatz für einen Großbatteriespeicher mit

400 MW Lade- und Entladeleistung im EPEX SPOT Intraday-Markt (ID15-Auktion) für das Jahr 2024 dargestellt.

Insgesamt liegt die jährliche geladene und entladene Strommenge mit 1.270 GWh/a bzw. 1.140 GWh/a für einen Batteriespeicher mit 4 Stunden Speicherdauer auf Grund der geringeren Speicherverluste knapp 10% über den entsprechenden Ergebnissen des Pumpspeicherkraftwerks Versetz.

**Abbildung 9: Simulation eines Batteriespeichers mit 4 Stunden-Speicherdauer im viertelstündlichen Intraday-Spotmarkt 2024 (ID15-Auktion)**



Quelle: e3 consult auf Basis Daten EPEX SPOT

Um die Lebensdauer einer Batterie zu maximieren, wird bei der Bewirtschaftung einer Batterie jedoch nicht jede Preisdifferenz ausgenutzt. Im operativen Betrieb wird daher die tatsächliche Einsatzdauer eines Batteriespeichers auf durchschnittlich etwa zwei Lade- und Entladezyklen pro Tag begrenzt, so dass die reale Einsatzdauer die in Abbildung 9 dargestellte Einsatzdauer nicht erreicht. Auf die Höhe der Erlöspotenziale hat diese jedoch nur einen geringen Effekt, da die Beschränkungen im Wesentlichen niedrige Spotpreisdifferenzen mit einem dadurch geringen Anteil an den Gesamterlösen betreffen.

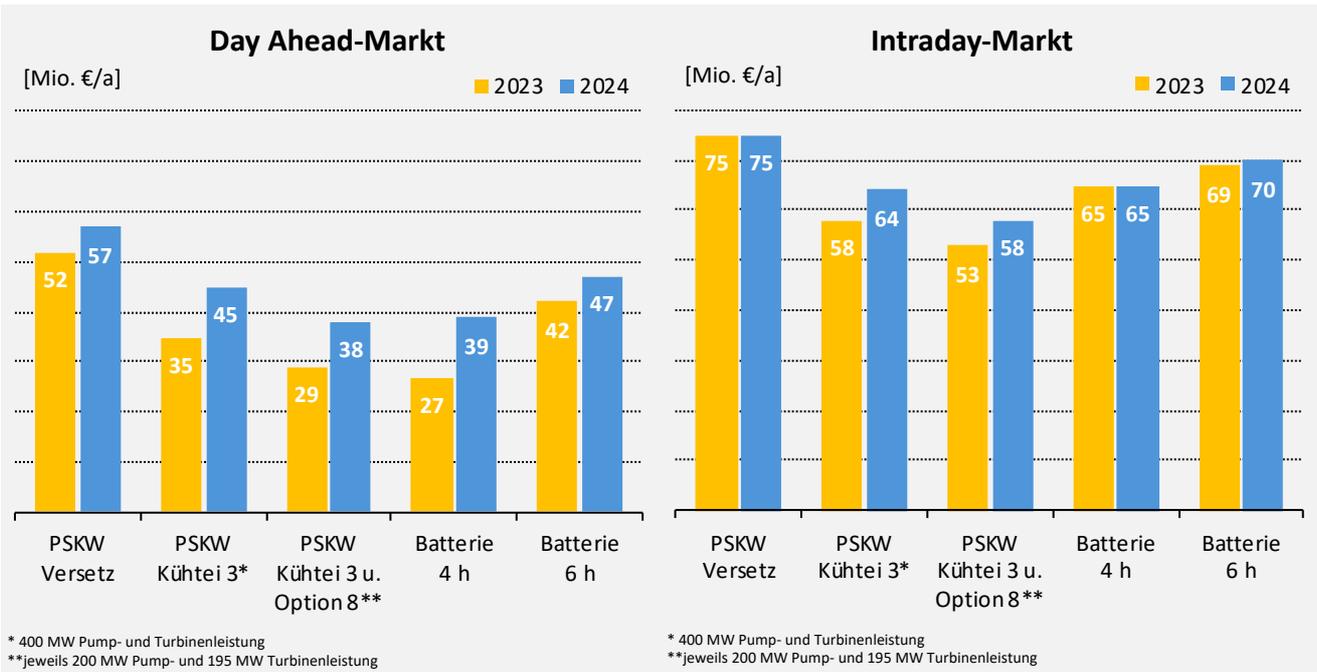
Dieser Zusammenhang gilt grundsätzlich auch für Pumpspeicherkraftwerke, deren betriebliche Fähigkeiten zur Teilnahme am viertelstündlichen Intraday

jedoch zusätzlich auch von der Art des Maschinensatzes abhängig sind. Insofern lassen sich die dargestellten Erlöspotenziale des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Intraday-Markt nur dann in einem relevanten Umfang realisieren, wenn die Anlage mit einem sehr schnell regelbaren Dreimaschinensatz ausgerüstet wird.

**Erlöspotenziale des Pumpspeicherkraftwerks Versetz relativieren sich im Vergleich mit Alternativen**

In Abbildung 10 sind die aus den Ergebnissen der Einsatzsimulation abgeleiteten Erlöspotenziale der betrachteten Standort- und Technologiealternativen im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz dargestellt.

**Abbildung 10: Erlöspotenziale ausgewählter Standort- und Technologiealternativen im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz**



**Hinweis: Neben den Erlöspotenzialen müssen für eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung u. a. die Investitionskosten berücksichtigt werden, d. h. aus den Erlöspotenzialen kann isoliert betrachtet nicht auf die absolute bzw. relative Wirtschaftlichkeit einer Speicheroption geschlossen werden.**

Quelle: e3 consult

Zwar liegen die Erlöspotenziale für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz über jenen der Standortalternativen im Kühtai sowie der Großbatteriespeicher als technologische Alternative. Allerdings sind die Vorteile zum Teil sehr gering. So beträgt der Erlösvorteil im Intraday-Markt 17% gegenüber Kühtai 3 bzw. 15% gegenüber einem 4 h-Batteriespeicher. Zudem werden etwa 5% der für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz ausgewiesenen Erlöse durch Abarbeitung der in den Speicher Platzertal eingezogenen Wassermengen (8 Mio. m<sup>3</sup>/a) im Pumpspeicherkraftwerk Versetz bzw. in den Unterstufen Prutz erwirtschaftet.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass Batteriespeicher durch ihr flexibleres Betriebsverhalten Marktchancen im Intraday-Handel häufig dynamischer nutzen können als Pumpspeicherkraftwerke und damit kurzfristige Preisschwankungen besser „abschöpfen“ können. Der

hier dargestellte Vergleich der Erlöspotenziale im Intraday-Markt stellt daher für Pumpspeicherkraftwerke und damit auch für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz eine optimistische Betrachtung dar.

Zu berücksichtigen ist im Weiteren, dass die Erlöspotenziale nur einen der Eingangsparameter für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Speicheroption darstellen. Neben der Einnahmenseite müssen insbesondere die Ausgabenseite und hier die Investitionskosten für eine vollständige Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden (vgl. hierzu Kapitel 4.)

### 3.5 Erlösbeiträge für Regelreserve zur Unterstützung der Netzstabilität

Regelreserve (oder synonym Regelleistung) wird von den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (in Österreich Austrian Power Grid, APG) eingesetzt, um kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und die Netzfrequenz stabil bei 50 Hertz zu halten. Dabei wird zwischen drei Arten von Regelreserve unterschieden:

- **Primärregelreserve** oder Frequency Containment Reserve (FCR),
- **Sekundärregelreserve** oder automated Frequency Restoration Reserve (aFRR),
- **Tertiärregelreserve** oder manual Frequency Restoration Reserve (mFRR).

#### Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher als Anbieter von Regelreserve

Sowohl Pumpspeicherkraftwerke als auch Batteriespeicher eignen sich grundsätzlich zur Bereitstellung aller drei Regelreserveprodukte. Pumpspeicherkraftwerke können auf Grund der sehr kurzen Aktivierungszeit von Primärregelreserve diese jedoch meist nur dann erbringen, wenn sie sich gerade im Betrieb befinden.

Die Beschaffung der verschiedenen Regelreserveprodukte erfolgt marktbasierend über kalendertägliche Ausschreibungen, an denen präqualifizierte Regelreserveanbieter bzw. präqualifizierte technische Einheiten teilnehmen können. Allerdings ist der Regelreservemarkt ein kleines Marktsegment. In Österreich liegt der Bedarf bei [8]:

- **+/-65 MW** für Primärregelreserve,
- **+225 MW/-225 MW** für Sekundärregelreserve,
- **+255 MW/-170 MW** für Tertiärregelreserve.

#### Begrenztes Erlöspotenzial im Regelreservemarkt

Dieser Nachfrage von in Summe knapp 500 MW an positiver und negativer Regelreserve steht eine präqualifizierte Kraftwerksleistung gegenüber, die etwa um den Faktor 10 höher ist. Aus Sicht der Netzstabilität besteht damit in Österreich kein unmittelbarer Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten, zumal sich die benötigte Regelreserveleistung in den vergangenen 15 Jahren auch praktisch nicht erhöht hat.

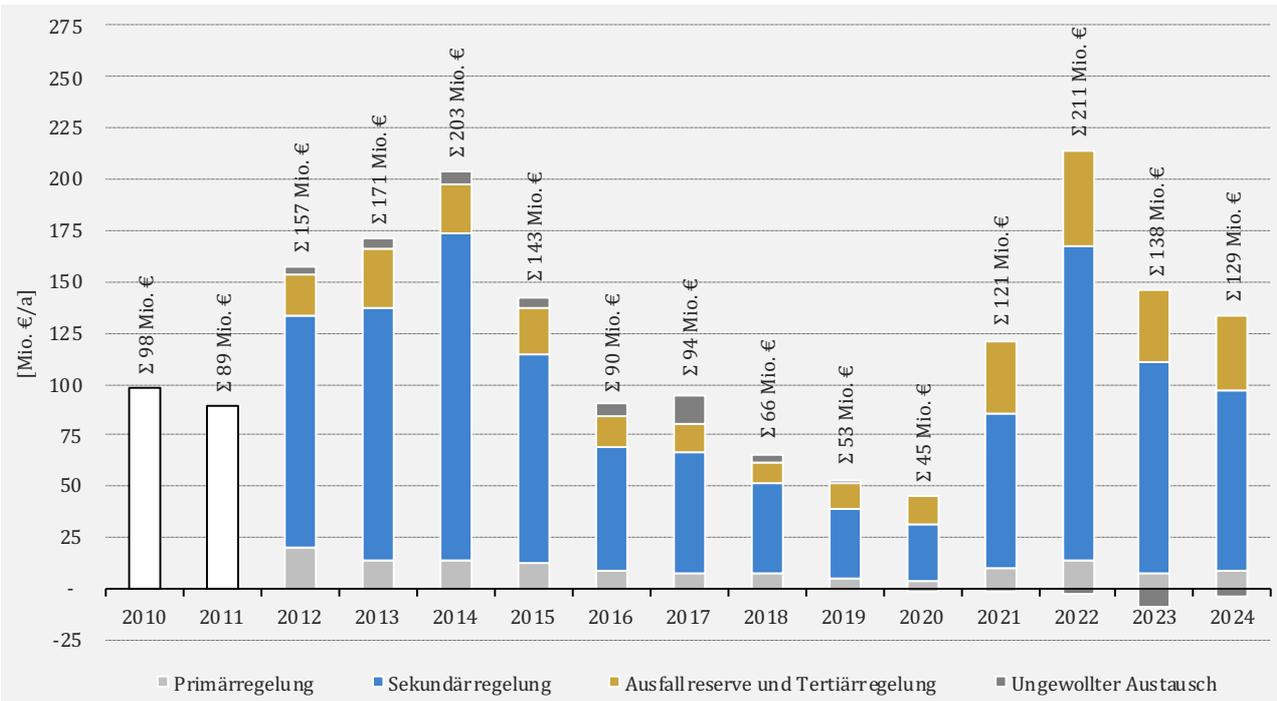
Trotzdem können die Erlöse aus dem Regelreservemarkt für einzelne Kraftwerke relevant sein, auch wenn das Gesamtvolumen und damit das Erlöspotenzial des Marktes insgesamt begrenzt sind. Abbildung 11 zeigt hierzu die Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelreservemarkt in den Jahren 2010 bis 2024. Im Jahr 2024 lagen die Gesamtkosten im bei rd. 129 Mio. €.

#### Kein Wettbewerbsvorteil für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz im Regelreservemarkt

Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz bietet bei der Vermarktung von Regelreserve keine betriebswirtschaftlichen Vorteile gegenüber den Standortalternativen innerhalb der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz oder gegenüber der Technologiealternative Batteriespeicher. Dies liegt darin begründet, dass die Erlöspotenziale der Regelreservemärkte auch mit einer deutlich kürzeren Speicherdauer erschlossen werden können.

Insofern sind die Erlöspotenziale aus dem Regelreservemarkt zwar für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen. Für den Vergleich der wirtschaftlichen Perspektiven des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit alternativen Standorten und alternativen Technologien spielen sie jedoch keine entscheidende Rolle.

**Abbildung 11: Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelreservemarkt**



Quelle: APG, APCS und E-Control

## 4 Wirtschaftlichkeit des Projekts: Gegenüberstellung der Erlöspotenziale mit den Investitionskosten

Die Erlöspotenziale stellen nur einen der wesentlichen Parameter zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Pumpspeicherkraftwerks Versetz im Vergleich zu alternativen Standorten und Technologien dar. Ohne Kenntnis der Investitions- und Betriebskosten sowie der Kapitalkosten ist jedoch kein Vergleich der Wirtschaftlichkeit möglich. Für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal gibt es mittlerweile zwar eine Schätzung der Investitionskosten (1,6 Mrd. € [9]), weitere für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung relevante Parameter sind – zumindest öffentlich – nicht bekannt. Daher kann im Folgenden zwar ein Vergleich der Investitionskosten des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit den Investitionskosten anderer Pumpspeicherprojekte in Österreich nicht jedoch eine vollständige Wirtschaftlichkeitsrechnung seriös durchgeführt werden.

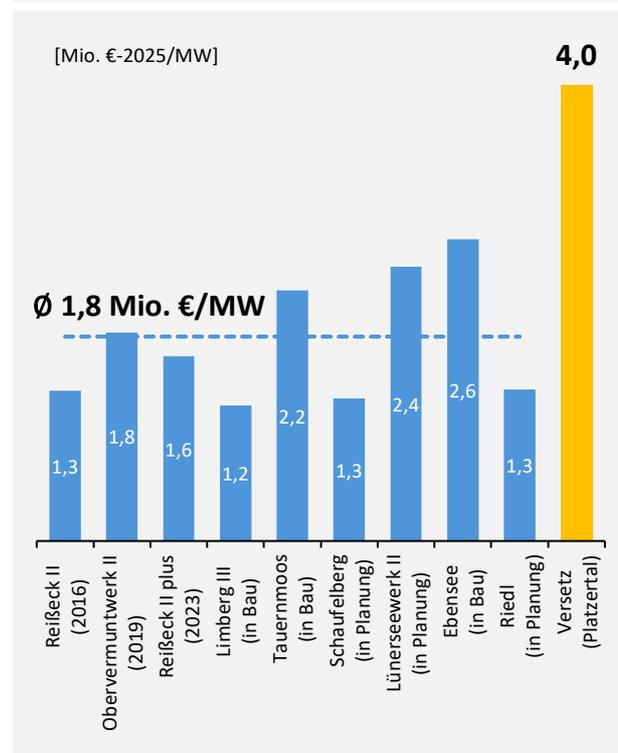
### Die Investitionskosten in Pumpspeicher ohne zusätzliche Speicherbecken sind wesentlich geringer

Generell sind Pumpspeicherkraftwerke, die zwischen zwei bestehenden Speicherbecken errichtet werden, kosteneffizienter als Neubauten mit zusätzlichem Speicherbecken. Dies zeigt sich auch in einem Vergleich der spezifischen Investitionskosten von in Österreich gebauten oder geplanten Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Abbildung 12).

Während die Projekte von Verbund (Reißeck II, Limberg III und Schaufelberg), Vorarlberger Illwerke (Obervermuntwerk II und Lünseerwerk II) sowie ÖBB (Tauernmoos) jeweils bestehende Speicherbecken nutzen, erfordert das in Bau befindliche Pumpspeicherkraftwerk Ebensee (Energie AG) die Errichtung eines Oberbeckens mit einer Speicherdauer von rd. 10 Stunden sowie das geplante Pumpspeicherkraftwerk Energiespeicher Riedl (Verbund) die Errichtung eines Oberbeckens mit einer Speicherdauer

von rd. 11 Stunden. Im Vergleich dazu liegt die geplante Speicherdauer des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal bei über 150 Stunden.

**Abbildung 12: Spezifische Investitionskosten von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich**



Quelle: Internetrecherche e3 consult

Im Ergebnis können für Pumpspeicherkraftwerke ohne Bau eines zusätzlichen Speicherbeckens bzw. Bau eines Oberbeckens mit rd. 10 Stunden Speicherdauer leistungsgewichtete mittlere spezifische Investitionskosten von rd. 1,8 Mio. €/MW abgeleitet werden. Demgegenüber liegen die spezifischen Investitionskosten für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit 4,0 Mio. €/MW mehr als doppelt so hoch. Unklar ist in diesem Zusammenhang, ob in den von der TIWAG genannten Investitionskosten von 1,6 Mrd.€ [9] für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz die sog. Bauzeitinsen für die während der Bauzeit von rd. fünf

Jahren anfallenden Zinsen und Kapitalkosten enthalten sind, oder diese zusätzlich im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen wären.

### Für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz sind deutliche Kostennachteile zu erwarten

Was lässt sich aus der Betrachtung der Investitionskosten österreichischer Pumpspeicherprojekte für den Vergleich der wirtschaftlichen Perspektiven des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit einer Standortalternative Kühtai 3 bzw. Großbatterien als technologische Alternative nun ableiten? Die Benchmark-Analyse zeigt, dass für ein Pumpspeicherkraftwerk ohne Bau eines Speicherbeckens – und damit bspw. auch für ein Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 – deutliche Kostenvorteile zu erwarten sind. Dadurch relativieren sich auch mögliche geringere Erlöspotenziale im Vergleich zu Projekten mit zusätzlichem Speicherbecken:

- Die **Erlöspotenziale** für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz sind **um etwa 20–25% höher** als die einer Standortalternative Kühtai 3.
- Gleichzeitig können die **Investitionskosten** jedoch **um mehr als 100% höher** liegen.

Diese Relation unterstreicht die dringende Notwendigkeit einer wirtschaftlichen Prüfung alternativer Pumpspeicherstandorte in Tirol.

### Extreme Kostenreduktion hat Großbatterie-Boom in unseren Nachbarländern ausgelöst

Die Systemkosten von Großbatteriespeichern sind in den vergangenen 10 Jahren um mehr als 80% gesunken und liegen aktuell bspw. für einen 4-Stunden-Speicher zwischen 150 und 250 €/kWh (entspricht 0,6 bis 1,0 Mio. €/MW; vgl. u. a. [10], [11], [12]). Auf Grund der weiteren technologischen Entwicklungspotenziale sowie des steigenden Wettbewerbs unter den Herstellern wird erwartet, dass die Kosten für einen 4-Stunden-Speicher mittelfristig sogar spürbar unter 150 €/kWh fallen könnten.

Großbatteriespeicher sind durch diesen Preisverfall sowohl auf globaler als auch europäischer Ebene zunehmend wettbewerbsfähig geworden. Neben den sinkenden Kosten spielen dabei auch die kurzen Planungs- und Bauzeiten sowie geringerer Standortanforderungen eine Rolle. In vielen Ländern außerhalb Österreichs haben sich Batterien daher bereits zur dominierenden Speichertechnologie in der Energiewirtschaft entwickelt (vgl. u. a. [10]).

Ein eindrucksvolles Beispiel ist in diesem Zusammenhang Deutschland: Anfang 2025 lagen den Übertragungsnetzbetreibern Netzanschlussanfragen für 226.000 MW an Batteriespeicherkapazität vor. Angesichts dieser massiven Ausbauplanen sprechen Branchenexpert:innen in unserem Nachbarland mittlerweile sogar von einem „Batterie-Tsunami“ [13]. Inwieweit österreichische Pumpspeicherprojekte diesem drohenden Tsunami wirtschaftlich standhalten werden, bleibt abzuwarten.

### Transparente Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als Grundlage fundierter Entscheidungen

Es lässt sich also zusammenfassen, dass sowohl alternative Pumpspeicherstandorte in Tirol als auch Batteriespeicher mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich niedrigere Investitionskosten als das Pumpspeicherkraftwerk Versetz aufweisen werden. Gleichzeitig werden die Erlöspotenziale des Pumpspeicherkraftwerks Versetz jedoch voraussichtlich nicht ausreichen, um diesen Nachteil kompensieren zu können.

In diesem Zusammenhang besteht ein erhebliches Risiko, dass die Erlöse des Pumpspeicherkraftwerks Versetz nicht ausreichen werden, um die Kapitalkosten (Zinsen) für die Finanzierung der Investition von 1,6 Mrd. € bedienen zu können. Die Einsatzsimulationen für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz zeigen, dass im optimistischen Szenario einer Vermarktung der Flexibilität im Intraday-Markt die Erlöspotenziale im aktuellen Marktumfeld bei rd. 75 Mio. € pro Jahr liegen. Dies entspricht etwa 4,7% der geschätzten In-

vestitionskosten von 1,6 Mrd. €. Um allein die Zinskosten für Fremd- und Eigenkapital decken zu können, müssten die Kapitalkosten (WACC, Weighted Average Cost of Capital) somit unterhalb von 4,7% liegen.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Wartungs- und Instandhaltungskosten (typischerweise jährlich 1-2% der Investitionskosten und damit 16-32 Mio €<sub>2025</sub>/a) sowie der Notwendigkeit einer Tilgung der Fremdkapitalkredite müssten die jährlichen Erlöse des Pumpspeicherkraftwerks Versetz daher deutlich über den genannten 75 Mio. € liegen. Aus heutiger Sicht erscheint ein solches Szenario jedoch eher unwahrscheinlich.

Für eine weitergehende Diskussion der wirtschaftlichen Perspektiven des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal wäre daher eine weitergehende Transparenz über das geplanten Investitionsvorhaben sehr wichtig, um eine belastbare Grundlage zur abschließenden wirtschaftlichen Einordnung des Ausbauvorhabens geschaffen werden.

Die Berücksichtigung von Standortalternativen sowie von Batteriespeichern in eine solche Betrachtung könnte darüber hinaus zu einer wirtschaftlicheren und effizienteren Lösung führen, die zudem mit geringeren ökologischen Eingriffen verbunden wäre. Eine umfassende und vor allem transparente Neubewertung aller Optionen ist daher erforderlich, um das Risiko einer Fehlinvestition für Tirol vermeiden zu können.

## 5 Fazit: Warum es für Tirol sinnvoll ist über Alternativen zum Speicher Platzertal nachzudenken

Auch wenn Tirol ideale geografische Voraussetzungen für den Bau von neuen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bietet, müssen mögliche Investitionen vor dem Hintergrund sich besonders in den vergangenen Jahren dramatisch wandelnder Rahmenbedingungen unter aktuellen Gesichtspunkten sorgfältig geprüft werden. Dies gilt insbesondere für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz, das weder für Tirol noch für Österreich aus Sicht der Versorgungssicherheit zwingend benötigt wird und derzeit das mit Abstand teuerste Pumpspeicherprojekt in Österreich darstellt. Es ist für Tirol daher aus mehreren Gründen sinnvoll, über Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal nachzudenken und das „vor langer Zeit geprüfte Projekt“ (vgl. Kapitel 1, S. 3) neu zu bewerten:

- **Veränderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen:** Der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, hat den Bedarf an Flexibilität und Speicherkapazität zwar erhöht, jedoch nicht in der Weise wie es für den Speicher Platzertal erlösmäßig von Vorteil wäre. Ähnliche Erlöse können auch mit Alternativen in fast gleichem Maße generiert werden.
- **Eingeschränkte wirtschaftlich Perspektive:** Pumpspeicher erwirtschaften mit den ersten 15 bis 20 Stunden Speicherdauer den Großteil ihrer Erlöse. Eine längere „Reichweite“ liefert darüber hinaus nur einen sehr geringen wirtschaftlichen Mehrwert. Der Speicher Platzertal ist mit einer Speicherdauer von über 150 Stunden daher aus wirtschaftlicher Sicht deutlich zu groß dimensioniert. Dies gilt mit einer Speicherdauer von rd. 100 Stunden auch für den innerhalb der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz in Bau befindlichen Speicher Kühtai. Die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz um ein zusätzliches

Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 stellt daher auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine sehr attraktive Standortalternative dar.

- **Minimierung wirtschaftlicher Risiken:** Der Bau des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal ist ein kosten- und zeitintensives Projekt, das auf Grund der sich ändernden Wettbewerbssituation am Speichermarkt mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden ist. Standortalternativen ohne zusätzliche Speicherbecken und damit geringeren Investitionskosten, wie die Erweiterung der bestehenden Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz, sind im Gegensatz dazu risikoärmer und wirtschaftlich tragfähiger.
- **Beschränkte finanzielle und ökologische Ressourcen:** Auch in Tirol sind sowohl ökologische als auch finanzielle Ressourcen beschränkt. Es ist daher wichtig, dass diese effizient und risikoarm eingesetzt werden. Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit geringerem ökologischem Fußabdruck und besseren wirtschaftlichen Kennzahlen bieten langfristig stabilere Perspektiven für Tirols Energieversorgung.
- **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Der Speicher Platzertal stößt in Teilen der Bevölkerung sowie bei Umwelt- und Naturschutzorganisationen auf breiten Widerstand. Erfahrungen aus anderen Bundesländern zeigen hingegen, dass Pumpspeicherprojekte zwischen zwei bestehenden Speicherbecken eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz haben und die Umsetzung dadurch in der Regel ohne große Widerstände erfolgen kann.

Eine umfassende und vor allem unabhängige Neubewertung von Alternativen ist daher nicht nur ratsam, sondern notwendig, um einen nachhaltigen und wirtschaftlich tragfähigen Ausbau der Speicherkapazitäten in Tirol sicherzustellen.

## 6 Literatur

- [1] J. Neubarth, „Energiewirtschaftliche Einordnung Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal, Studie im Auftrag von WWF Österreich“, Innsbruck, 2023.
- [2] J. Neubarth, „Vorschlag für eine Standortalternative zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal, Studie im Auftrag von WWF Österreich“, Innsbruck, 2024.
- [3] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „TIWAG-Statement zur Neubarth-Studie“. Zugegriffen: 13. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tiwag.at/unternehmen/ueberuns/news/tiwag-statement-zur-neubarth-studie/>
- [4] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „Blauer Akku für grünen Strom (Kurzinfo November 2024)“, 2024. Zugegriffen: 17. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbareplus.at/uploads/tx\\_bh/1169/241105\\_tiwag\\_kaunertal\\_anrainerinfo-web.pdf](https://www.erneuerbareplus.at/uploads/tx_bh/1169/241105_tiwag_kaunertal_anrainerinfo-web.pdf)
- [5] Next Kraftwerke, „Was ist die Dunkelflaute?“ Zugegriffen: 17. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>
- [6] ANDRITZ AG, „ANDRITZ liefert zwei Motorgeneratoren für das modernste Pumpspeicherkraftwerk Österreichs“. Zugegriffen: 21. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.andritz.com/newsroom-de/hydro/news-hydro-kuehtai2-group>
- [7] A. Baumgartner und C. Rienessel, „Wasserkraft & Flexibilität - Der Beitrag der alpinen Wasserkraft zum Gelingen der Energiewende. Studie der VUM Verfahren Umwelt Management GmbH im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft e.V.“, 2019.
- [8] APG - Austrian Power Grid, „Netzregelung“. Zugegriffen: 23. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>
- [9] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „TIWAG reichte Pumpspeicher Versetz zur UVP ein“. Zugegriffen: 28. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tiwag.at/unternehmen/ueberuns/news/tiwag-reichte-pumpspeicher-versetz-zur-uvp-ein/>
- [10] International Energy Agency (IEA), „Batteries and Secure Energy Transitions (World Energy Outlook Special Report)“, 2024.
- [11] Lazard, „Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 17.0“, 2024.
- [12] enervis energy advisor GmbH, „Batteriespeicher - Business Cases, Wirtschaftlichkeit und Perspektiven (Webinar am 22.3.2024)“, 2024.
- [13] pv magazine, „Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor“. Zugegriffen: 1. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/](https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anchlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/)
- [14] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „Ausbau Kaunertal“. Zugegriffen: 5. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tiwag.at/unternehmen/unsere-kraftwerke/ausbauvorhaben/ausbau-kaunertal/>
- [15] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „Optionenbericht über mögliche Standorte künftiger Wasserkraftnutzung in Tirol“, 2004.
- [16] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „Projektinformation zum Ausbau Speicherkraftwerk Kühtal“. Zugegriffen: 15. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbareplus.at/>

## Anhang I: Das Ausbauvorhaben Kraftwerk Kaunertal im Überblick

Das aktuelle Kraftwerk Kaunertal ist ein reines Speicherkraftwerk ohne Pumpspeicherung. Mit dem geplanten Ausbau soll nicht nur die Erzeugungsleistung durch die Unterstufe Prutz 2 um 500 MW erhöht, sondern auch die Möglichkeit zur Pumpspeicherung durch den Bau des Speichers Platzertal und des Pumpspeicherkraftwerks Versetz erreicht werden. Zusätzlich sind der Bau des Kraftwerks Imst 2 sowie eine dritte Turbine im geplanten Kraftwerk Haiming am Inn vorgesehen (Abbildung 13).

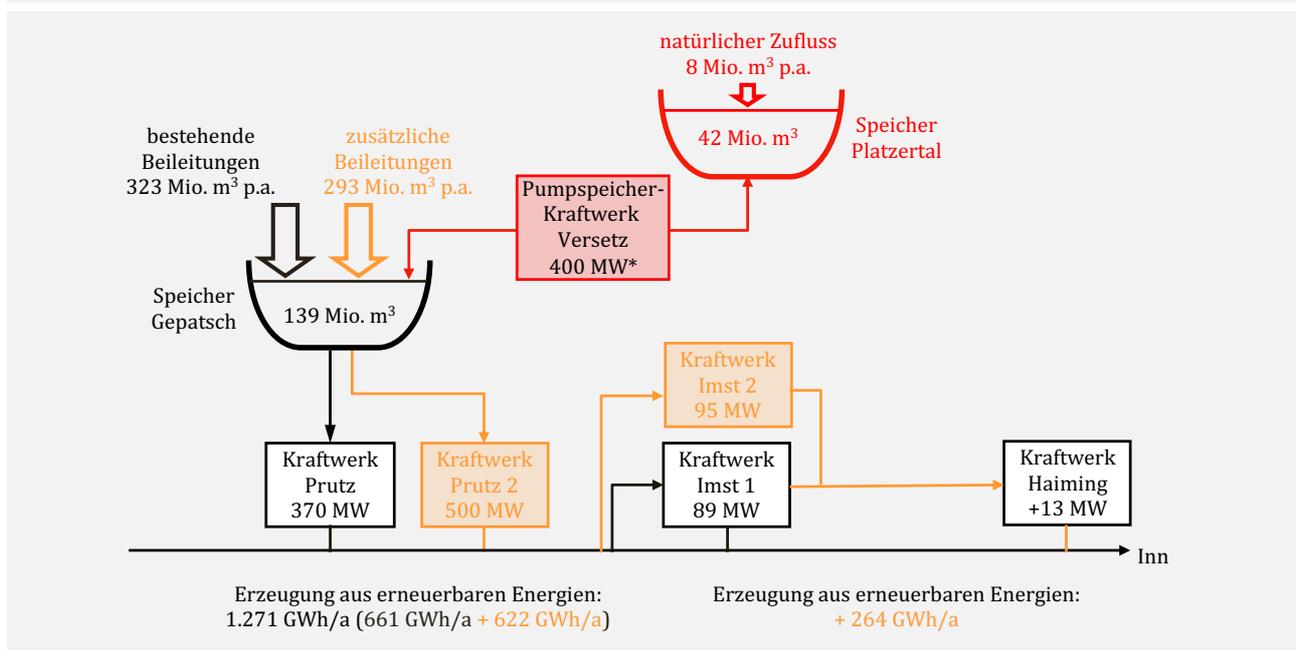
Durch die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch (Speichervolumen 138 Mio. m<sup>3</sup>) sowie den natürlichen Zufluss in den Speicher Platzertal (Speichervolumen 41 Mio. m<sup>3</sup>), soll laut TIWAG die Stromerzeugung der Kraftwerksgruppe Kaunertal aus erneuerbaren Energien in etwa verdoppelt werden. Zusätzlich können die im Kraftwerk Prutz abgearbeiteten Wassermengen im bestehenden Kraftwerk Imst bzw. dem geplanten Kraftwerk Imst 2 sowie dem vor dem Kraftwerk Haiming genutzt werden. Aufgrund des ausgeprägten Sommerschwerpunkts der

Abflusscharakteristik muss jedoch ein erheblicher Anteil der zusätzlich in den Speicher Gepatsch einge-zogenen Wassermengen in den Sommermonaten abgearbeitet werden, da der Speicher Gepatsch mit den bestehenden Beileitung bereits bis Ende Juni vollständig gefüllt werden kann.

Das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Versetz soll mit einer Pump- und Turbinenleistung von rd. 400 MW den bestehenden Speicher Gepatsch mit dem geplanten Speicher Platzertal verbinden. Da der natürliche Zufluss in den Speicher Platzertal sehr gering ist, kann der Speicher nur durch das Hochpumpen von Wasser aus dem Speicher Gepatsch vollständig gefüllt werden.

Bei der Umsetzung des Ausbauvorhabens strebt die TIWAG in einem ersten Schritt die Erlangung eines rechtskräftigen Teilbescheids für das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal an. Die weiteren Vorhabensteile werden in einem parallelen Verfahren zur Genehmigung eingereicht.

**Abbildung 13: Schematischer Überblick Bestand und Ausbauvorhaben Kraftwerk Kaunertal**



Quelle: eigene Darstellung nach TIWAG [14]; \*Pumpstromverbrauch PSKW Versetz nicht dargestellt

## Anhang II: Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz als Standortalternative für den Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Tirol

Die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz umfasst die Speicher Längental (3 Mio. m<sup>3</sup>) und Finstertal (60 Mio. m<sup>3</sup>) mit dem Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 1 (rd. 290 MW) sowie der Unterstufe Silz mit einer Leistung von rd. 500 MW. Die jährliche Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss beträgt etwa 530 GWh. Derzeit wird die Kraftwerksgruppe erweitert durch:

- den Speicher Kühtai (31 Mio. m<sup>3</sup>),
- das Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 (130 MW)
- zusätzliche Beileitungen aus dem hinteren Ötz- und Stubaital in den neun Speicher Kühtai.

Die jährliche Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss wird dadurch laut Angabe der TIWAG um etwa 220 GWh/a auf rd. 750 GWh steigen.

### Dimensionierung des PSKW Kühtai 2

Mit einer Ausbauleistung von rd. 130 MW zählt das PSKW Kühtai 2 zu den kleineren Pumpspeicherprojekten in Österreich in den vergangenen Jahren. Im Verhältnis zu den Speichergrößen von Kühtai (31 Mio. m<sup>3</sup>) und Finstertal (60 Mio. m<sup>3</sup>) ist es ebenfalls klein dimensioniert. Dadurch liegt die maximale Pump- bzw. Turbinierdauer des PSKW Kühtai 2 bei etwa 100 Stunden. Energiewirtschaftlicher Analysen zeigen jedoch, dass der Mehrwert zusätzlicher Speicherkapazitäten ab einer Speicherdauer von etwa 15 bis 20 Stunden stark abnimmt. Entsprechend wird auch der Großteil der Erlöse eines Pumpspeicherkraftwerks mit den ersten 15 bis 20 Stunden Speicherdauer erwirtschaftet. Zusätzliche Stunden tragen nur noch marginal zur Wirtschaftlichkeit bei.

### Vergleich mit anderen Pumpspeicherprojekten

In den letzten Jahren haben Pumpspeicherkraftwerke außerhalb Tirols ihren Fokus auf eine Leistungserhöhung gelegt, um vorhandene Speichervolumen effizienter zu nutzen. Beispiele sind:

- Limberg 3 und 4,
- Schaufelberg,
- Kops II,
- Obervermuntwerk II und
- Lünensee 2.

Alle diese Anlagen verfügen über eine Leistung von rund 500 MW, was fast dem Vierfachen des PSKW Kühtai 2 entspricht. Das geplante Pumpspeicherkraftwerk Lünensee II der Vorarlberger Illwerke wird mit 1.000 MW sogar die achtfache Leistung von Kühtai 2 erreichen.

### Alternative I: PSKW Kühtai 3

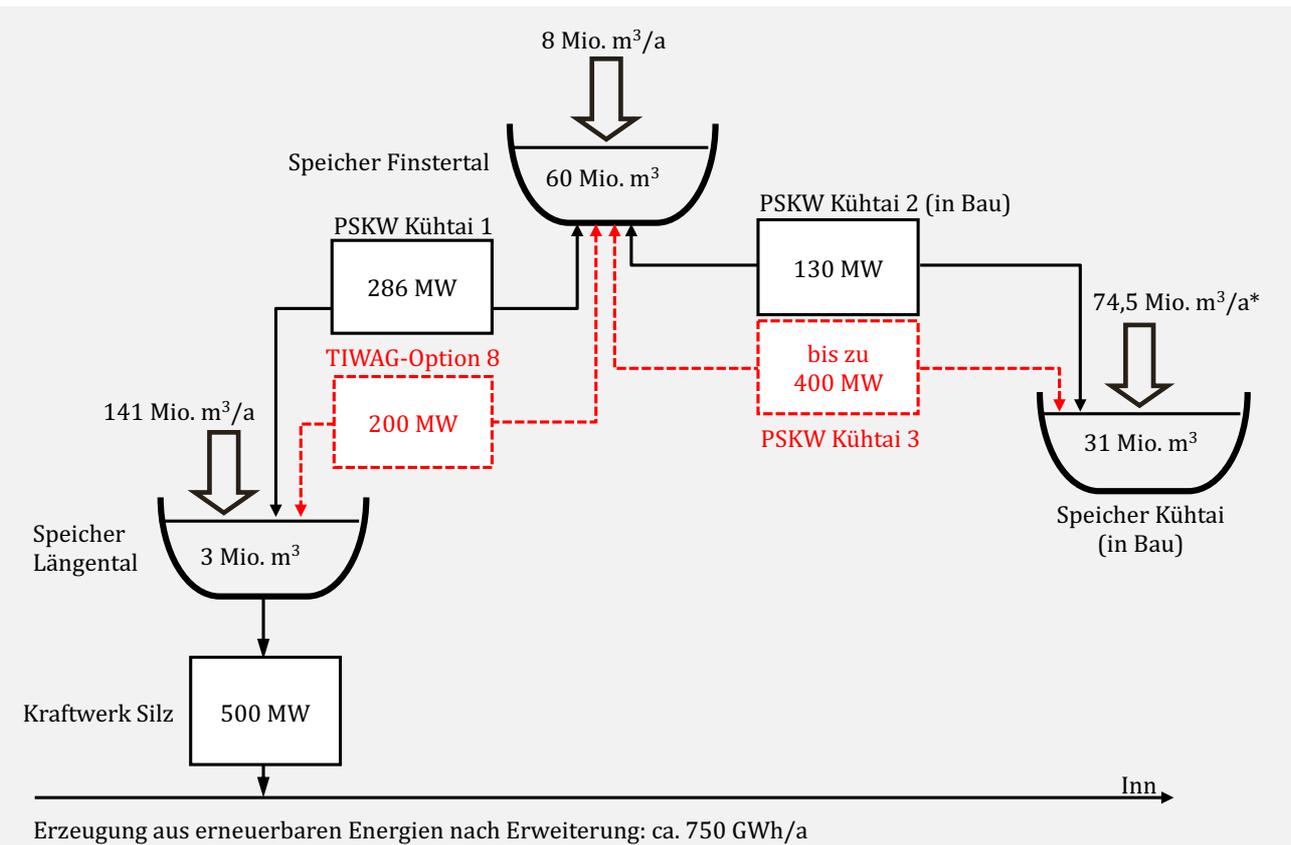
Eine mögliche Alternative zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz und dem Speicher Platzertal wäre der Bau eines zweiten Pumpspeicherkraftwerks zwischen dem Speicher Kühtai und dem Speicher Finstertal (PSKW Kühtai 3; vgl. Abbildung 14).

Zwar würde auf Grund der mit rd. 178 m relativ geringen mittleren Bruttofallhöhe zwischen den beiden Speichern Finstertal und Kühtai ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 3 für den vollständigen leistungsmäßigen Ersatz des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mehr Maschinensätze und damit Platz erfordern, die Bauweise würde sich jedoch nicht von dem im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 unterscheiden.

### Alternative II: Oberstufe Finstertal-Längental 2

Auch zwischen den Speichern Längental und Finstertal besteht die grundsätzliche Möglichkeit zur Errichtung eines weiteren Pumpspeicherkraftwerks. Bereits 2004 wurde im Optionenbericht der TIWAG [15] (Option 8) eine zweite Oberstufe als Pumpspeicherkraftwerk mit einer Nennleistung von je 200 MW für den Turbinen- und Pumpbetrieb vorgeschlagen.

**Abbildung 14: Schematischer Überblick (oben) sowie Projektübersicht (unten) der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz jeweils ergänzt um die Vorschläge für einen weiteren Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten durch ein PSKW Kühtai 3 und/oder PSKW entsprechend TIWAG-Option 8**



Quelle: eigene Darstellung nach TIWAG [16] (oben) bzw. Ergänzung e3 consult in Projektübersicht TIWAG [16] (unten)

So wie alle im Optionenbericht angeführten Projekte zum Ausbau der Wasserkraftnutzung in Tirol wurde auch die Option 8 von der TIWAG damals als „nach dem Stand der Technik realisierbar“ bewertet.

### **Alternative Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Tirol vorhanden**

Mit der Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks Kühtai 3 zwischen den Speichern Kühtai und Finstertal sowie eines weiteren Pumpspeicherkraftwerks gemäß der TIWAG-Option 8 zwischen den Speichern Längental und Finstertal könnte das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal leistungsmäßig ersetzt werden. Dadurch ließe sich der im energiewirtschaftlichen Gesamtsystem zusätzlich benötigte Flexibilitäts- und Speicherbedarf decken.

Die Errichtung eines weiteren Pumpspeicherkraftwerks zwischen den Speichern Längental und Finstertal ist dabei auch nach Fertigstellung des PSKW Kühtai 2 möglich, da das PSKW Kühtai 2 die Oberstufe Finstertal-Längental nicht unmittelbar berührt. Entscheidend ist, dass der Speicher Finstertal ein ausreichend großes Volumen aufweist, um nicht nur für die beiden Pumpspeicherkraftwerken Kühtai 1 und Kühtai 2, sondern auch für weitere Pumpspeicherkraftwerke als Oberbecken zu fungieren.

### **Erfolgsmodell: Leistungserhöhung von Pumpspeicherkraftwerken**

Ein Vergleich mit anderen österreichischen und europäischen Pumpspeicherprojekten zeigt, dass der Ansatz einer Leistungserhöhung bestehender Kraftwerksgruppen durch den Bau zusätzlicher Pumpspeicherkraftwerke die übliche Praxis ist. Ein Beispiel ist der Saisonspeicher Mooserboden der Verbund-Kraftwerksgruppe Kaprun mit einem Nutzinhalt von rd. 85 Mio. m<sup>3</sup>. Dieser Speicher dient sowohl dem Pumpspeicherkraftwerk Limberg I (Kaprun Oberstufe) mit 113 MW als auch für den Pumpspeicherkraftwerken Limberg II und ab dem Jahr 2025 Limberg III mit jeweils 480 MW als Oberbecken.

### **Chancen durch die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz**

Durch den leistungsschwachen Ausbau der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz um das PSKW Kühtai 2 mit 130 MW, verbunden mit der Schaffung eines verhältnismäßig großen dritten Speichers Kühtai, ergibt sich somit die Möglichkeit die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz sowohl durch PSKW Kühtai 3 als auch ein Pumpspeicherkraftwerk entsprechend der TIWAG Option 8 zu erweitern.