

Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende

Ein quantitatives Modell zum Einsatz bestehender Speicherseen gekoppelt mit einem PV-Ausbau zur Überwindung einer Winterstromlücke in der Schweiz.

Autoren: Thomas Nordmann, Jörg Hofstetter

Datum: 17.12.2022 Version: 1.2

Ausgangslage

Um die vieldiskutierte Winterstromlücke in der Schweiz zu vermeiden, wird auch der rasche Ausbau der Photovoltaik (PV) diskutiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die PV-Stromproduktion im Winter generell vermindert ist und Schlechtwetterperioden massive Produktionslücken verursachen können. Besser schneiden diesbezüglich PV-Anlagen im Alpenraum ab, wie folgende Abbildung zeigt.

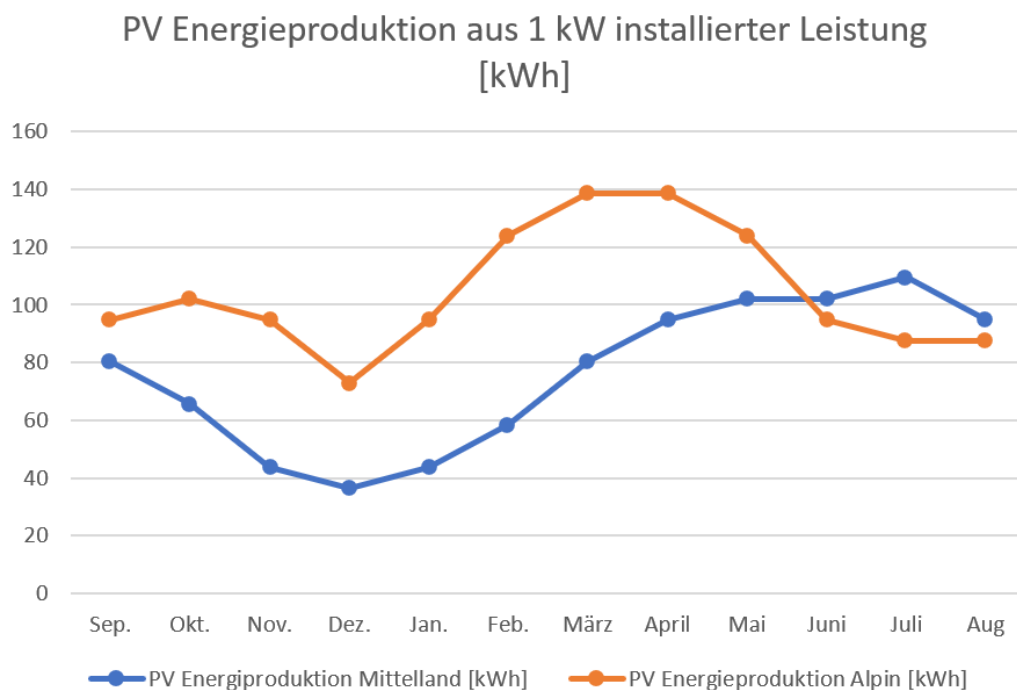


Abb. 1: Jahreszeitliche Unterschiede der PV-Stromproduktion im Mittelland und den Alpen [6]

Es ist unbestritten, dass ein massiver Ausbau der PV-Stromproduktion auf Langzeitspeicher angewiesen ist, um diese Produktionsminderungen im Winter abzufedern. Mit den bereits bestehenden Speicherseen haben wir grundsätzlich ein Speichermedium zur Hand. Durch Staumauern im Alpenraum wird natürliches Zufluss-Wasser zurückbehalten, bei Bedarf abgelassen und via Turbinen zu Strom umgewandelt («verstromt»). Leider haben aktuell die Speicherseen im kritischen Zeitbereich einen sehr tiefen Füllstand.

Bemerkung: Speicherwasserkraftwerke sind nicht mit Pumpspeicherkraftwerken zu verwechseln. Diese pumpen aktiv Wasser in die Höhe, um es später zu verstromen. Die Kapazitäten der Pumpspeicherwerke in der Schweiz sind jedoch gering und für schnelle Netzstabilisierungen geeignet. [1]:

- Speicherwasserkraftwerke: 8.8 TWh Kapazität, dies entspricht etwa dem Stromverbrauch der Schweiz während 55 Tagen [5].

- Pumpspeicherkraftwerke: 0.37 TWh Kapazität, dies entspricht etwa dem Stromverbrauch der Schweiz während 2-3 Tagen [5].

Um die Zusammenhänge besser zu verstehen, wollen wir die Entwicklung der PV-Produktion und der Füllstände der Speicherseen im Winter etwas näher zu betrachten.

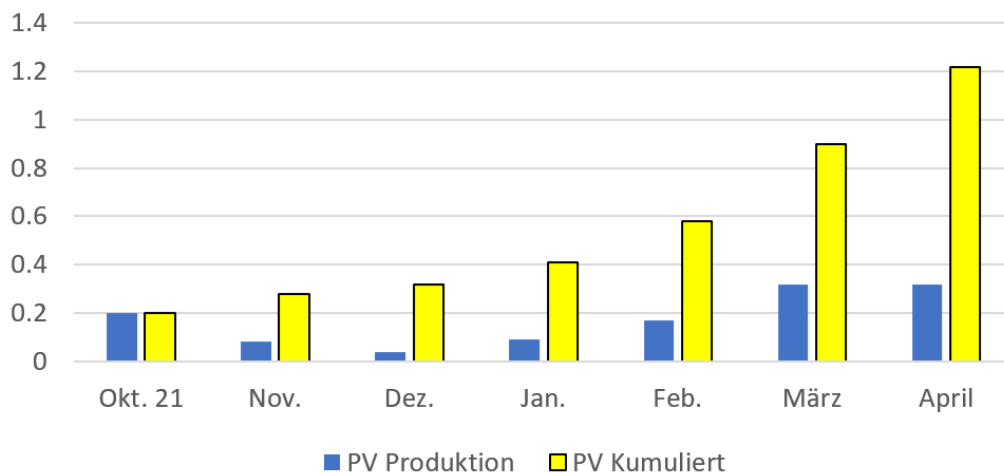


Abb. 2 Gemessene PV-Produktion im Winter 21/22 in TWh [11], pro Monat und kumuliert.

Die Energieproduktion der Ende 2021 installierten PV-Anlagen (ca. 3.6 GW) fällt in den Wintermonaten wie erwartet eher gering aus, aber aufsummiert über die kritischen Monate ergibt sich doch eine beachtliche Energiemenge.

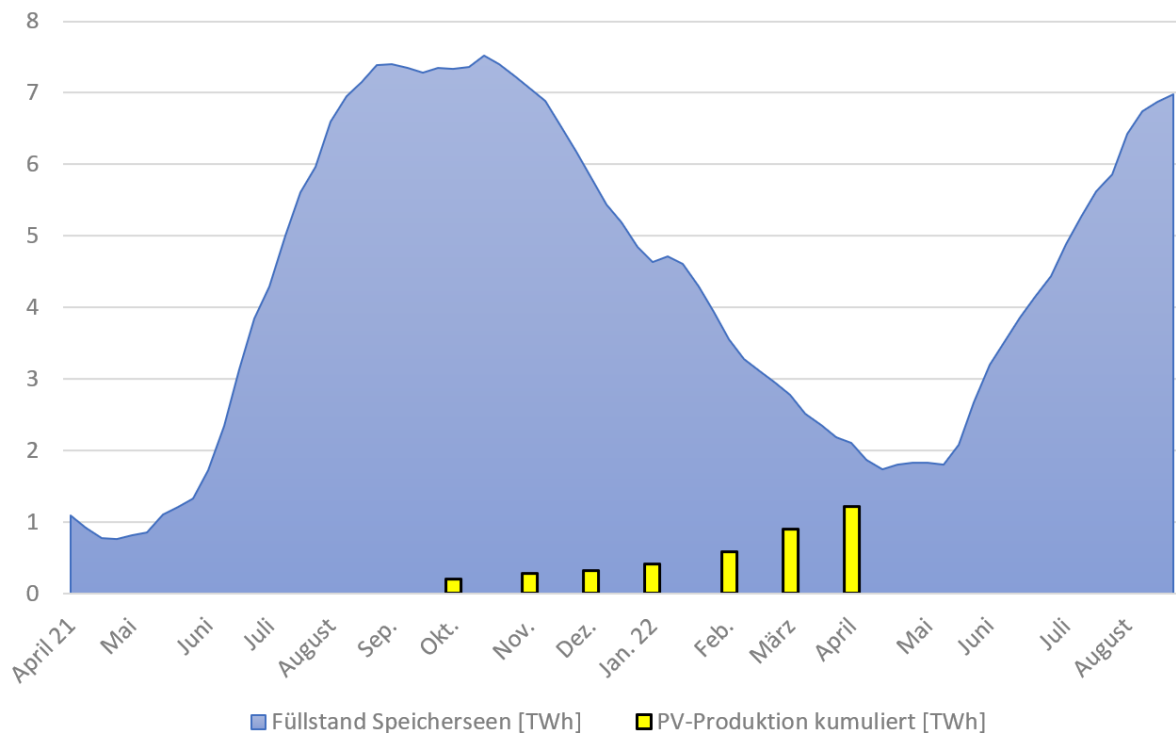


Abb. 3 (Energie-)Füllstände der Speicherseen in TWh [12] und in Relation die kumulierte PV-Produktion im Winter 21/22.

Vergleicht man nun monatlich die Energiemenge der Stauseen mit der PV-Produktion im Winter bis zum Einsetzen der Schneeschmelze im Mai, wird ersichtlich, dass die kumulierte PV-Energie in der Grössenordnung des Rest-Füllstandes der Speicherseen im April/Mai liegt! Die PV leistet also während dem ganzen Winter hindurch einen bedeutenden Beitrag zur Entlastung unserer Speicherseen im gleichen Winter. Würde diese Energie fehlen, müssten z.B. die Speicherseen noch weiter entleert oder mehr Strom importiert werden.

Das Speichersee-Modell

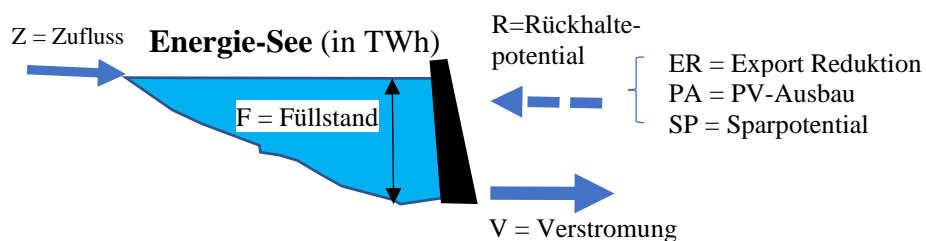


Abb. 4: Wichtige Parameter des Speichersee-Modelles

Zur Beantwortung der Frage, wie wir die Speicherseen noch effizienter für die Überbrückung von langen Schlechtwetterperioden einsetzen können, haben wir anhand vorhandener Ist-Daten ein dynamisches Modell (siehe dazu Anhang / «Das Speichersee-Modell») der zeitlichen Entwicklung der Füllstände unserer Speicherseen und der entsprechenden

Verstromung (d.h. Wasser ablassen und in Strom umwandeln) erstellt. Die Messeinheit aller Parameter ist dabei die damit zu erzielende Strom-Menge (Energie) in TWh.

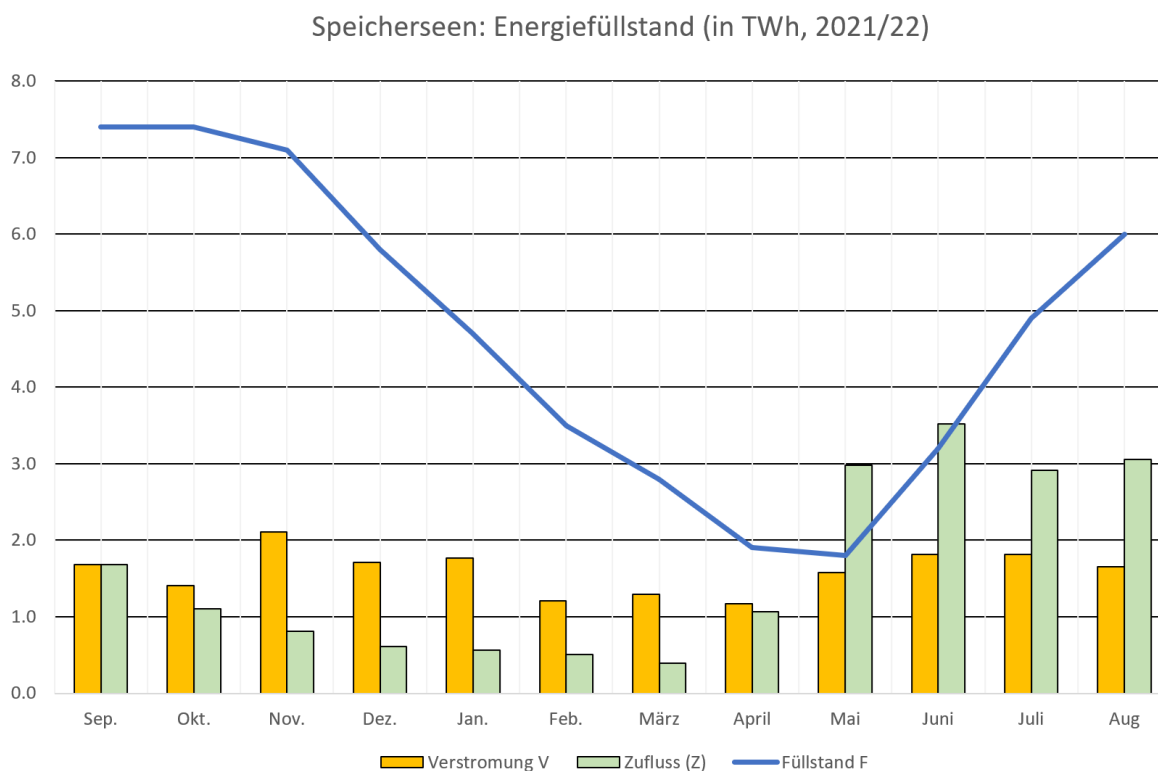


Abb. 5: Füllstand, Zufluss und Verstromung in TWh

Die obige Abbildung zeigt den gemessenen Verlauf des Füllstandes der Speicherseen (blaue Kurve) im Laufe des hydrologischen Jahres 2021/22 [3]. Gleichzeitig sind die pro Monat realisierte Verstromung [8] und der (Netto)Zufluss [2] aufgeführt.

Nach dem Schmelzwasser-Zufluss im Sommer erreichen die Speicherseen im September/Oktober ihren Höchststand. Danach nehmen die Zuflüsse ab. Da aber kontinuierlich Wasser verstromt wird, resultiert im April/Mai ein so tiefer Füllstand, dass kaum noch Reserven zur Überbrückung grösser Schlechtwetterperioden vorhanden sind. In anderen Jahren sank dieser Füllstand sogar bis gegen 1 TWh.

Die «Stellschraube» zur Beeinflussung des Füllstand stellt damit die Verstromung dar. Können wir diese reduzieren (=Rückhaltepotential), erreichen wir im April einen höheren Füllpegel. Im Wesentlichen gilt für die zeitliche Entwicklung des potentiellen Füllstands:

$$\text{Füllstand Folgemonat} = \text{vorheriger Füllstand} - \text{Verstromung} + \text{Rückhaltepotential} + \text{Zufluss.}$$

In einem ersten Szenario erzeugen wir das «Rückhaltepotential» dadurch, dass gegenüber 2021/22 zusätzliche PV-Leistung installiert wird. Auf der Grundlage dieses Modells haben wir anhand des hydrologischen Jahres (Sep. 2021 - Aug. 2022) untersucht, wie sich der Füllstand der Speicherseen verändern lässt, wenn wir die PV-Anlagen um 3 GW weiter ausbauen (was ist in 2 - 3 Jahren realistisch ist) und die übrigen Parameter des Systems unverändert belassen.

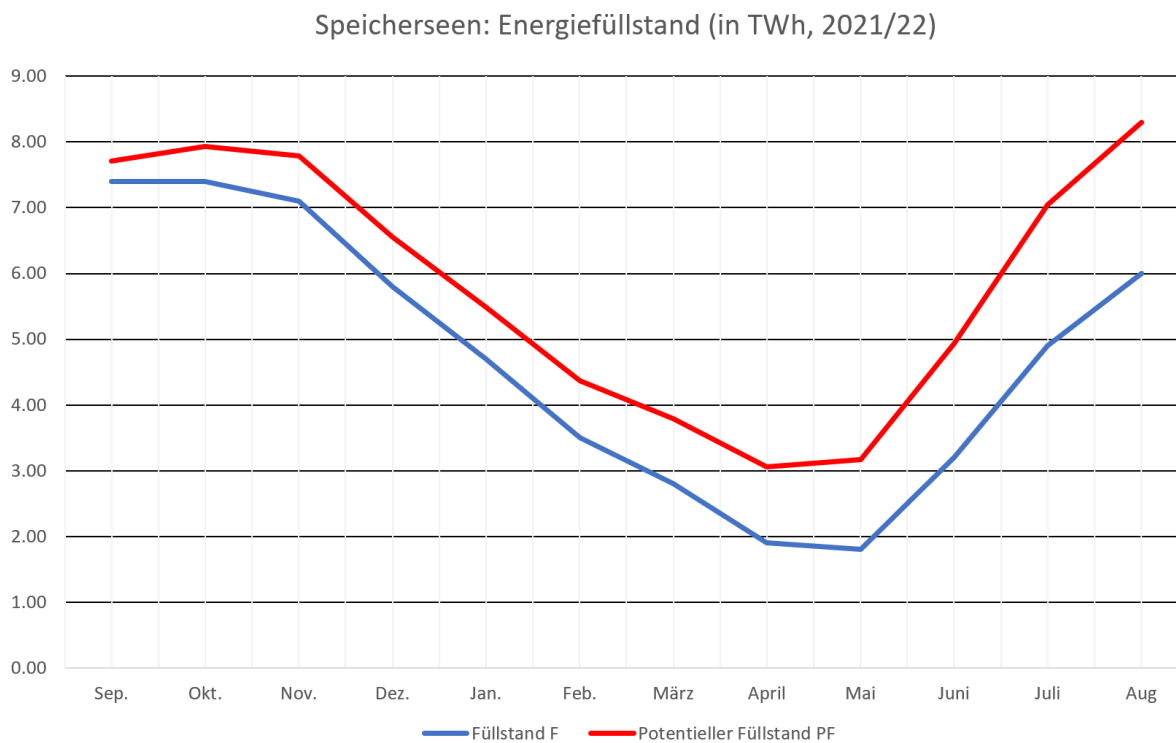


Abb. 6: Potentielle Entlastung der Speicherseen durch PV-Ausbau

Das Ergebnis sehen wir in der roten Kurve “Potentieller Füllstand PF”. Damit erreichen wir im April einen um mindestens 1 TWh höheren Füllstand und einen Gesamtfüllstand der Speicherseen von 3.1 TWh, was ungefähr dem CH-Stromverbrauch während 19 Tagen entspricht [5]. Dieser Füllstand wird “potentiell” genannt, weil es sein kann, dass durch eine Schlechtwetterperiode dieser Speicher angezapft und der Füllstand verringert wird - was ja der Sinn einer Speicherung ist!

Bei der Berechnung ist zu berücksichtigen, dass das Rückhaltepotential nie grösser als die Verstromung sein kann und die Speicherseen einen maximalen Füllstand haben. Dies wurde bis zur Version 1.2 im Rahmen einer monatlichen Betrachtung berücksichtigt. Ab Version 1.2 wird im Anhang unter «Berechnung des Rückhaltepotentials» gezeigt, dass im Tagesverlauf Situationen auftreten können, in welchen nicht die gesamte PV-Energie für die Rückhaltung verwendet werden kann. Anhand von Vergleichen mit ¼ Stunden-Messungen der PV-Produktion und der Verstromung im Referenzjahr 2021 wurden entsprechende Anpassungen vorgenommen, und der berechnete «potentielle Füllstand» gegenüber den Vorversionen von 3.4 TWh auf 3.1 TWh angepasst.

Basierend auf diesen Rahmenbedingungen ist der geplante 3 GW PV-Zubau während ca. 80% der Betriebszeit voll systemdienlich für den Rückhalt von Speicherwasser einsetzbar. Ungefähr 86% der produzierten PV-Energie ist als Rückhaltepotential nutzbar. Wie im Anhang aufgezeigt, besteht aber zukünftig beim Zusammenspiel zwischen PV-Produktion und Verstromung durchaus noch Optimierungspotential.

Wir können damit festhalten, dass die ab Anfang 2022 zusätzlich installierten 3 GW PV selbst im Winter einen entscheidenden Beitrag leisten zur Entschärfung einer Strom-Mangellage gegen Winterende, vor Einsetzen der Schneeschmelze. Der Solarstrom muss dazu nicht in die Speicherseen gepumpt werden, sondern wird direkt und ohne zusätzliche Verluste und dezentral produziert zu den Stromverbrauchern geliefert. Das nicht verstromte Speicherwasser (Rückhaltepotential) bleibt damit im Stausee liegen und kann in der Nacht oder bei wenig Sonne genutzt werden. Und dies praktisch ohne Speicherverluste auch über mehrere Monate!

Die Photovoltaik-Zusatzproduktion kann damit «indirekt» in den Stauseen gespeichert werden, solange diese freie Speicherkapazität aufweisen.

Weitere Szenarien

In einem nächsten Schritt wollen wir untersuchen wie sich weitere Massnahmen, wie allgemeine Sparmassnahmen und eine Exportreduktionen auf den Füllstand der Speicherseen über das hydrologische Jahr hinweg auswirken. Dazu verwenden wir das untenstehende, vereinfachte Modell der Schweizer Stromproduktion.

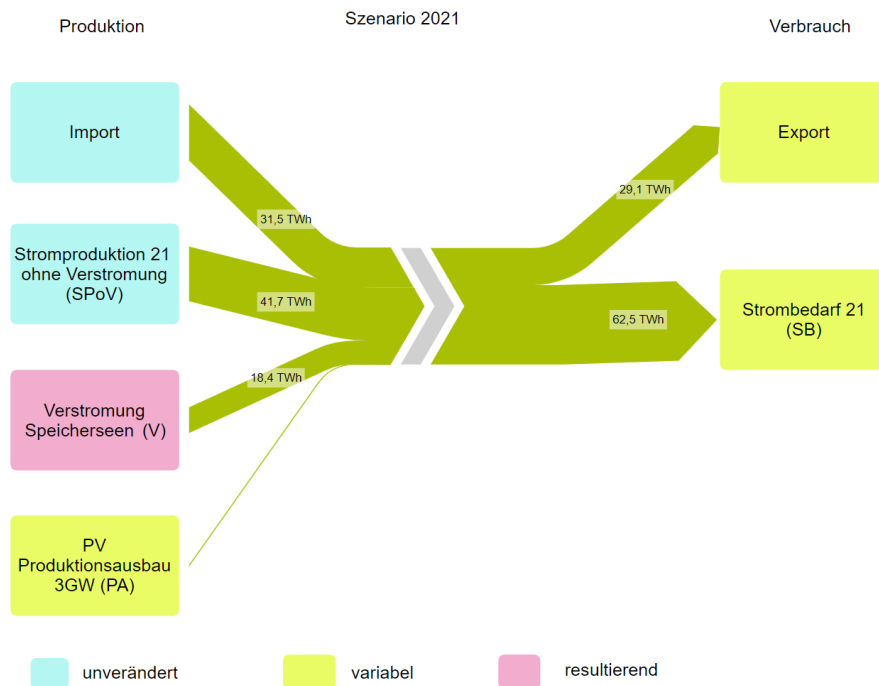


Abb. 7: Produktions- und Verbrauchs-Parameter, basierend auf den Energiewerten (in TWh) von 2021 [10].

Wir ermitteln, welchen Einfluss Veränderungen einzelner (variabler) Parameter auf die Verstromung (resultierend) haben. Da Gesamtproduktion und Verbrauch gleich gross sein müssen, lassen sich rein rechnerisch folgende Szenarien und deren Auswirkungen auf die Verstromung ableiten:

- **Exportreduktion.** Auch im Winterhalbjahr wird laufend Strom exportiert [3]. Wird dieser Export im Winter reduziert, kann die Verstromung entsprechend reduziert werden. (Damit entfallen natürlich auch die entsprechenden Einnahmen aus den wegfallenden Exporten, was sozusagen den Preis für diese indirekte Erhöhung der Speicherkapazität bestimmt.)
- **Stromsparen:** Wird der Strombedarf durch Spareffekte reduziert, kann dadurch die Verstromung entsprechend reduziert werden. Dabei wird zwischen einer Stromeinsparung über das ganze Jahr und einer solchen im Winter (z.B. elektr. Heizungen) unterschieden.

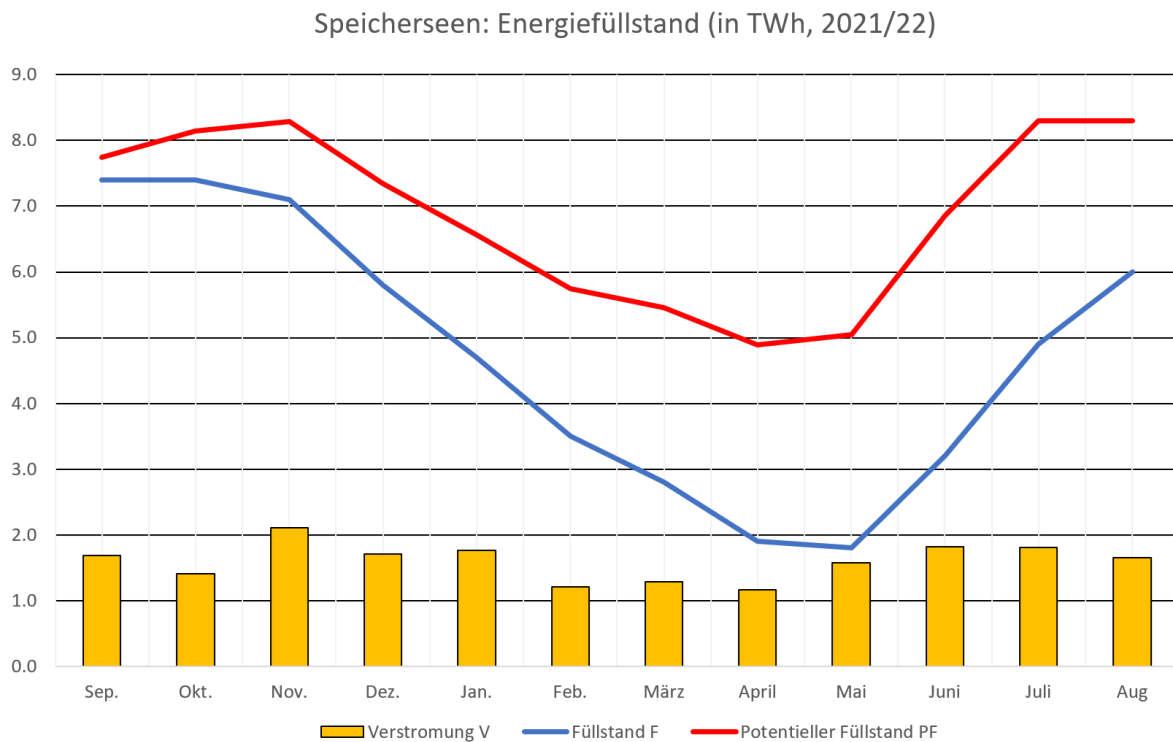


Abb. 8: Weitere Entlastung der Speicherseen durch andere Massnahmen.

Die obige Abbildung zeigt die Entwicklung des potentiellen Füllstand in einem Szenario mit folgenden Annahmen:

- 3 GW PV-Zubau (analog Abb. 6)
- Einsparung von 0,5 TWh Strom über das Jahr, zusätzliche Einsparung von 0,5 TWh Strom im Winter.
- Den Stromexport im Winter um 1 TWh reduzieren (in den Wintermonaten 21/22 wurden ca. 12.9 TWh Strom exportiert [3], die angenommene Reduktion entspricht damit weniger als 10 %).

Mit diesen zusätzlichen Massnahmen kann die Reserve der Speicherseen im April gegenüber der Situation in Abb. 6 nochmals markant vergrössert werden.

Bei den zusätzlichen Massnahmen wurde auf einer monatlichen Basis berücksichtigt, dass das Rückhaltepotential nicht grösser als die Verstromung sein kann. Eine zeitgenauere Auswertung analog dem PV-Zubau (Abb. 6) ist wegen der Datenlage kaum möglich. Die obige Grafik soll daher grundsätzliche *Potentiale* aufzeigen, aber keine genaue Prognose darstellen.

Fazit

Die vorliegende Modellierung des Verhaltens unserer Speicherseen zeigt, dass ein Ausbau der PV-Leistung in den nächsten Jahren zu einer substanziellen Entlastung der Speicherseen führen kann, und damit eine "indirekte Speicherung" der PV-Produktion möglich ist. Der beste und billigste Stromspeicher ist derjenige, den wir schon haben, unsere Stauseen! Damit können auch längerer Schlechtwetterperioden überbrückt werden und die Photovoltaik kann einen entscheidenden Beitrag leisten zur Entschärfung der Strom-Mangellage am Winterende. Voraussetzung ist, dass die Verstromung (trotz kommerzieller Anreize durch allfällige Exporte), tatsächlich reduziert wird und der Gesamtstromverbrauch zumindest stabil bleibt.

Weitere Effekte können durch eine Reduktion des Exportes im Winter, durch Stromeinsparungen und durch alpine PV-Anlagen und PV-Anlagen mit Ost/West-Ausrichtung (Produktionsspitze zeitlich verschoben) erzielt werden.

Dass dem Füllstand der Speicherseen vermehrt Aufmerksamkeit geschenkt werden muss, zeigt auch eine aktuelle Visualisierung des Bundesamtes für Energie BfE zum Thema Speicherseen. Sie schreiben dort [4]: “Die Speicherseen sind eine wichtige Stütze für die Versorgung mit Strom im Winter. Je mehr Wasser in den Seen gespeichert ist, desto mehr Strom kann damit produziert werden. *Die Speicherseen sind also eine Art Batterie für die kalten Wintermonate*, wenn der Bedarf nach Strom grösser ist als im Sommer. Der Füllungsgrad der Speicherseen ist deshalb ein wichtiger Indikator für die Stromversorgung.”

Damit ist ein Weg aufgezeigt, wie wir einer Strommangellage in den nächsten Jahren erfolgreich entgegenwirken können.

Beschränkungen des Modells: In der weiteren Zukunft wird der Gesamtstromverbrauch markant steigen (Abschaltung der Kernkraftwerke, Elektro-Mobilität, Wärmepumpen). Um diesen Anstieg zu kompensieren, müssen weitere Energiequellen mit “positivem Winter-Effekt” eingesetzt werden, wie: Windkraft, alpine PV, vertikale PV im Mittelland, Import im europäischen Verbund, Speicherung via eFuels, lokale Batterien. Wie gross dieser Zubau sein muss, damit der oben beschriebene Effekt der “indirekten Speicherung” weiterhin funktioniert, kann dem vorliegende Modell (noch) nicht entnommen werden, eine Erweiterung des Modelles ist in Arbeit.

Zu den Autoren

Thomas Nordmann

Schweizer Solarpionier seit 1974. Gründung TNC Consulting AG 1985. Weltweit erste 100 kW PV-Lärmschutzwand entlang der A13 Domat Ems 1989. Träger des Europäischen Solarpreis 1997. Schweizer Experte in der IEA PV Arbeitsgruppen PVPS bis 2001 - 2020. Leiter Kernteam und Sprecher der Wirtschaft Forum Energiespeicher Schweiz FESS. Mitglied des Vorstandes der aee suisse die Schweizer Dachorganisation der Wirtschaft aus den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Seit 2019 Herausgeber von [Swiss Energy Charts](#) „Das Cockpit für die Energiewende“ in Zusammenarbeit mit Fraunhofer ISE und Förderung von EnergieSchweiz

Jörg Hofstetter

Nach der Ausbildung zum Elektroingenieur und mehrjähriger Industrieerfahrung war er fast 20 Jahre als Dozent und Forscher an der Hochschule Luzern im Bereich Informatik tätig, Schwerpunkt Software Engineering. Seit seiner Pensionierung setzt er sich verstärkt mit Datenanalyse und Modellierung im Themenbereich “CO2 Netto Null” auseinander. Er ist Herausgeber der Webseite [co2nettonull.com](#), einem jährlich aufdatierten CO2 Monitoring der Schweiz.

Daten-Quellen und Bemerkungen

[1] Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz, Forum Energiespeicher Schweiz, 2018 Download von: <https://speicher.aeesuisse.ch/de/download-fokusstudie/>

[2] Beim Zufluss Z handelt es sich um den «Netto-Zufluss», der aus den anderen Werten berechnet wurde. D.h. Wasser, welches in den See fliesst und ohne Verstromung wieder abfliesst ist nicht berücksichtigt, siehe auch «Verstromung» im Anhang.

[3] Diverse Angaben zur Stromproduktion Schweiz: www.energy-charts.ch
Export: Energie / Import + Export
Füllstand: Energie / Speicherfüllstände

[4] siehe https://www.uvegis.admin.ch/BFE/storymaps/AP_FuellungsgradSpeicherseen/?lang=de

[5] Stromverbrauch der Schweiz: 58.1 TWh, [Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2021](#)

[6] Powerswitcher <https://powerswitcher.axpo.com/> Entwicklung der Stromproduktion in der Schweiz. Siehe dort Kapazität / PV / Nutzungsgrad / Mittel.
Produzierte Energie pro Monat = Installierte Leistung in GW x Nutzungsgrad x Monatsstunden

[7] In Version 1.2 des Dokumentes nicht mehr benötigt

[8] Verstromung, siehe BfE
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/>
Unter Zeitreihen «Elektrizitätsproduktion der Schweiz – Wasserkraft nach Kraftwerkstypen»,

[9] Während der «Füllstand F» gemessene Werte des Jahres 2021 widerspiegelt, gibt die Kurve «Potentieller Füllstand PF» einen Zustand in der nahen Zukunft (2-3 Jahre später) wieder. Es ist plausibel, dass der potentielle Start-Füllstand am Anfang des hydrologischen Jahres etwas höher als der Füllstand 2021 ist.

Zur Vereinfachung wurde bei der Berechnung (in der Grafik nicht sichtbar) der August 2020 als «Startmonat» verwendet (siehe auch Anhang/PF/Startproblem), und beide Füllstände dort als gleich gross angenommen (nahe der maximalen Grenze). Die angezeigte Kumulation des PV-Ausbaus startet ebenfalls dort. In diesem Spezialfall kann «grafisch» die Differenz zwischen den beiden Kurven anhand von «PV-Energieausbau kumuliert» ermittelt werden. Siehe dazu auch Anhang «Potentieller Füllstand», dort auch «Startproblem».

[10] BfE, [Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2021](#), Fig. 7

[11] Quelle [Swiss Energy-Charts](#), (Energie, Stromerzeugung, Pronovo)

[12] Quelle [Swiss Energy-Charts](#), (Energie, Speicherfüllstände)

Anhang

Das Speichersee-Modell

Im Folgenden werden die verwendeten Modell-Parameter beschrieben und wichtige Rechenbeziehungen der rekursiven Modellierung festgehalten. Das Rechen-Modell selber, ist im EXCEL-File «Speicher 07.xlsx» festgehalten, welches bei den Autoren angefordert werden kann.

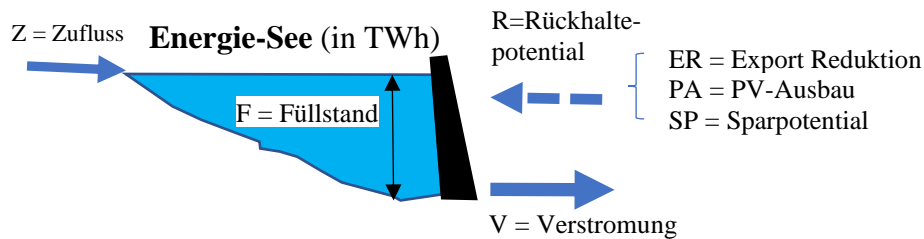


Abb. A1: Speichersee-Modell

Kürzel	Bezeichnung	Beschreibung
HpM	Monatsstunden	maximale Stunden pro Monat: 24x365/12 (d.h. Jahresstunden auf alle Monate gleich verteilt)
W	Wintermonate	Es gibt unterschiedliche Blickwinkel auf den Aspekt "Winter": <ul style="list-style-type: none"> - Hydrologisch: Wann werden die Stauseen entleert? - Heizperiode: In welchen Monaten muss primär geheizt werden? - PV Produktion: Wann ist die PV-Produktion (im Mittelland) besonders tief? Wir haben uns hier an der PV- Produktion orientiert, weil diese im vorliegenden Modell im Vordergrund steht. Wintermonate haben wir mit einer 1 gewichtet (Okt-Feb.), die Übergangsmonate Sep. und März je mit 0.5, die anderen mit 0 (d.h. gesamthaft 6 Wintermonate). Durch eine Multiplikation von Monatswerten mit passendem W können damit Effekte, welche in Sommermonaten nicht vorhanden sind, unterdrückt werden.
F	Füllstand	Füllstand aller Speicherseen (Pumpspeicher und Speicherseen), gemessen am Anfang des Monats. Quelle: <ul style="list-style-type: none"> - www.energy-charts.ch (Energie / Speicherfüllstände) - https://www.uvegis.admin.ch/BFE/storymaps/AP_FuellungsgradSpeicherseen/?lang=de

V	Verstromung	Energiemenge welche dem Speichersee (pro Monat) für die Verstromung entnommen wird, gemessener Wert. Quelle: siehe [8]
PLakt	PV Installierte Leistung aktuell	Gemessen in GW für das Hydrologische Jahr 21/22. Quelle: www.energy-charts.ch (Leistung / Installierte Leistung / Solar)
Z	Zufluss Netto, als Energiemenge	Berechnete Grösse pro Monat: $Z = \text{Verstromung} - \text{Absenkung des Füllstandes } F \text{ während des Monats, d.h. der Anteil der Füllstandabsenkung, der nicht durch die Verstromung bedingt ist. Herleitung:}$ $F(t+1) = F(t) - V(t) + Z(t) \text{ (*)}, \text{ d.h.}$ $Z(t) = V(t) + (F(t+1) - F(t))$ Bemerkungen: F(t+1) und F(t) sind auslesbare Tabellenwerte (Messwerte), d.h. keine Rekursive Berechnung nötig! Da Z aus V und F berechnet wird, umfasst Z nicht nur den tatsächlichen Wasserzufluss, sondern auch allfällige Verluste durch Verdunstung und andere Abflüsse (Restwassermengen) (*) Erklärung Notation: F(t) = Füllstand zum Zeitpunkt t F(t+1) = Füllstand zum Zeitpunkt t+1, in unserem Fall im nächsten Monat
PA	PV-Energieausbau	Energiemenge, welche durch den PV-Zubau produziert werden kann. Die zu erzielende Energiemenge wird anhand der realen Daten 2021/22 ermittelt (Ende 2021: 3.6 GW installiert) und entsprechend auf 3 GW skaliert. Dadurch wird es möglich, die im Anhang unter «Berechnung Rückhaltepotential» gemachten Korrekturen im ¼-Stunden Raster zu realisieren. Die Details der Berechnung befinden sich im oben erwähnten EXCEL-File.
PLplus	PV-Leistungsausbau	Eingabewert in GW
E	Export	Stromexport aus der Schweiz (nicht der physikalische Stromfluss, sondern geplante Verkäufe), pro Monat
I	Import	Stromimport in die Schweiz (nicht physikalischer Stromfluss, sondern geplante Einkäufe). Netto I: Differenz aus Import und Export. Wird zur Plausibilisierung der Exportreduktion geführt.
ER	Exportreduktion im Winter	Eingabewert: Kann im Modell in TWh für das ganze Jahr angegeben werden, wird aber via “Wintermonate” nur auf die Wintermonate verteilt.
SPG / SPW	Sparpotential in TWh pro Jahr	Eingabewerte SPG: Ganzjähriges Sparpotential SPW: Sparpotential im Winter, z.B. durch Reduktion Stromheizungen etc.
R	Rückhaltepotential	$R(t) = \text{Min}(ER+PA+SP, V)$, d.h. Summe der einzelnen Rückhaltepotentiale, aber immer kleiner als die Verstromung (mehr kann nicht zurückbehalten werden)!

		Bis zur Version 1.1 wurde dies pro Monat garantiert, ab Version 1.2 erfolgt eine ¼-stündliche Erfassung und Vergleich mit der Verstromung, siehe dazu Anhang «Berechnung Rückhaltepotential».
PF	Potentieller Füllstand	<p>Potentieller Füllstand Anfangs Monat, wird rekursiv von Monat zu Monat ermittelt: $PF(t+1) = PF(t) - V(t) + Z(t) + R(t)$, (*) Wobei zusätzlich gilt: $PF(t) < F_{max}$ (maximale Speicherkapazität.) Bsp.: der neue potentielle Füllstand Anfangs Dezember wird anhand des potentiellen Füllstandes Anfangs November und den Werten für V, R und Z im November berechnet.</p> <p>Da auch gilt: $F(t+1) = F(t) - V(t) + Z(t)$, folgt: $Z(t) - V(t) = F(t+1) - F(t)$, eingesetzt in obige Gleichung: $PF(t+1) = PF(t) + F(t+1) - F(t) + R(t)$ oder $PF(t+1) - F(t+1) = PF(t) - F(t) + R(t)$,</p> <p>d.h. die Steigung der Kurven PF und F unterscheiden sich um R, wobei R auch abhängig von V ist (muss kleiner sein).</p> <p>Bei Betrachtung über n Rekursionsschritte: $PF(t_n) - F(t_n) = \text{Summe}(R(t_0), R(t_1) \dots R(t_{n-1})) + PF(t_0) - F(t_0)$, Wenn wir als Spezialfall annehmen, dass $PF(t_0) - F(t_0) = 0$ ist (siehe Startproblem) dann folgt: $PF(t_n) - F(t_n) = \text{Summe}(R(t_0), R(t_1), \dots, R(t_{n-1}))$, d.h. die kumulierte PV Produktion, Randbedingung: R(t) muss immer kleiner als V(t) sein und PF(t) wird auf F_{max} beschränkt.</p> <p>Startproblem: Wie den ersten Wert im hydrologischen Jahr (Sept.) berechnen? Dazu werden R(t) und F(t) vom August aus dem vorherigen hydrol. Jahr benötigt und statt dem potentiellen Füllstand PF(t) wird vereinfacht vom aktuellen Füllstand F(t) ab Anfangs August gerechnet (d.h. $PF(t_0) = F(t_0)$). Da die Speicherseen in dieser Zeit dem Maximum zustreben, ist der Fehler verkraftbar, aber so kann auch exemplarisch gezeigt werden, dass F(t) und PF(t) am Anfang de hydrol. Jahres nicht gleich gross sein müssen.</p> <p>(*) Erklärung Notation: PF(t) = potentieller Füllstand zum Zeitpunkt t PF(t+1) = potentieller Füllstand zum Zeitpunkt t+1, in unserem Fall im nächsten Monat</p>
Fmax	Maximaler Füllstand	Maximaler Füllstand der Speicherseen, gemessen in TWh, Vorgabe

Berechnung Rückhaltepotential

Bei der Berechnung des Rückhaltepotentials mittels PV-Zubau gelten gemäss Modell folgende Randbedingungen:

- Das Rückhaltepotential muss immer kleiner als die Verstromung sein, d.h. es kann in einem bestimmten Zeitabschnitt nicht mehr Wasser zurückbehalten werden, als in dieser Zeit ohne Rückhaltung fliesst.
- Die Speicherkraftwerke haben einen maximalen Füllstand, der nicht überschritten werden kann.

Bis zur Version 1.1 dieses Dokumentes wurden diese Randbedingungen auf einer monatlichen Basis sichergestellt. Da bei einem 3 GW PV-Zubau die Verstromung der Stauseen pro Monat viel grösser als die PV-Produktion ist, scheint dies auf den ersten Blick auch plausibel.

Bei einer detaillierten Analyse der ¼-Stündlichen Zeitreihen von PV-Produktion und Verstromung wird ersichtlich, dass im Tagesverlauf auch Konstellationen wie im untenstehenden Bild auftreten können (Uhrzeit = UTC):

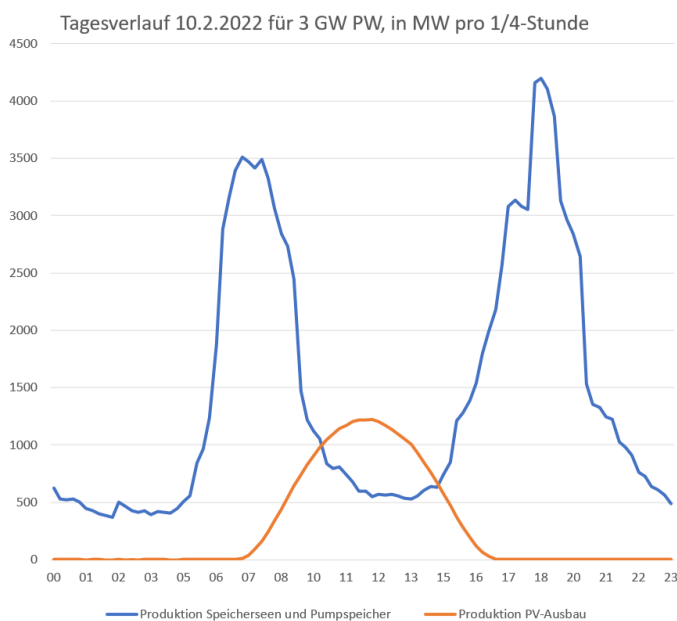


Abb. A2 Vergleich der Leistungen in MW pro ¼ Stunde aus Speicherseen und Pumpspeicher mit der PV-Produktion, Uhrzeit=UTC, Quelle: energy-charts.info (Leistung / Stromerzeugung /wöchentlich/ Pronovo (1/4 stündlich)).

Die dazu verwendete Zeitreihe der produzierten PV-Leistungen (Quelle siehe Abb. A2) basieren auf Daten der 2021/2022 installierten PV-Leistung (Ende 2021: 3.6 GW), die auf einen 3 GW PV-Ausbau skaliert wurde.

Wir sehen in der Grafik, dass insbesondere am Mittag, wenn die PV-Anlagen ihren Produktionshöhepunkt erreichen, eine Situation entstehen kann, bei welcher die PV mehr Energie produziert als die Stauseen. Damit kann nicht die ganze PV-Leistung in den Stauseen «zurückbehalten» werden, das Rückhaltepotential muss angepasst werden.

Das ganze hydrologische Jahr 21/22 wurde entsprechend im ¼-Stunden Raster ausgewertet und die notwendigen Korrekturen berücksichtigt. Gleichzeitig wurde immer eine minimale

Produktion aus den Speicherseen garantiert. Die so entstandenen Werte wurden zu Monatswerten aufsummiert und in das Rechenmodell übernommen.

Basierend auf diesen Rahmenbedingungen ist der geplante 3 GW PV-Zubau während ca. 80% der Betriebszeit voll systemdienlich für den Rückhalt von Speicherwasser einsetzbar (Anzahl der ¼-Stunden Intervalle die voll genutzt werden können im Verhältnis zu allen Intervallen mit einer minimalen PV-Produktion). Allerdings kann auch in denjenigen Intervallen, die nicht voll nutzbar sind, Energie zurückbehalten werden. Eine entsprechende Auswertung zeigt, dass ungefähr 86% der produzierten PV-Energie als Rückhaltepotential nutzbar ist.

Für alpine PV, welche im Winter mehr Ertrag liefern, stehen (noch) keine solchen Vergleichsdaten zur Verfügung. Daher wurde ab Version 1.2 dieses Berichtes auf eine quantitative Auswertung des Einsatzes von alpiner PV auf den Füllstand der Speicherseen verzichtet.

Wie erwähnt, basieren die erstellten Berechnungen bezüglich zeitlicher Verteilung der Verstromung und der PV-Produktion von 2020/2021. Mit zunehmendem Anteil der Photovoltaik ergeben sich neue Herausforderungen und Chancen:

- Mit steuerungstechnischen Massnahmen den Strombedarf aus der Nacht in den Tag verschieben.

Beispiele für mögliche Massnahmen:

- Grossverbraucher wie Elektrospeicherheizungen, (zukünftige) Wärmepumpen etc. werden heute bewusst in der Nacht betrieben, um die sonst nicht verwertbare Band-Energie der Kernkraftwerke zu nutzen. Nach dem Wegfall der Kernkraftwerke ist es sinnvoll den Bedarf vermehrt in den Tag mit genügend PV-Produktion zu verschieben.

- Den heute teilweise praktizierte Lastabwurf bei Spitzenbedarf über Mittag, zum Beispiel bei Elektroboiler zwischen 11:00 und 13:00 Uhr, kann man an sonnenreichen Tagen aufheben.

- Anpassung der Stromexport-Strategie, um ein Überfüllen der Speicherseen oder unnötige Minderung des Rückhaltepotentials zu vermeiden.
- Die PV-Produktion mittels nach Osten der Westen ausgerichteter PV diversifizieren, damit die Mittags-Spitze gebrochen werden kann.

Entsprechend ausgerichtete Module haben eine zeitlich versetzte Leistungsspitze, wie folgende Bilder zeigen.

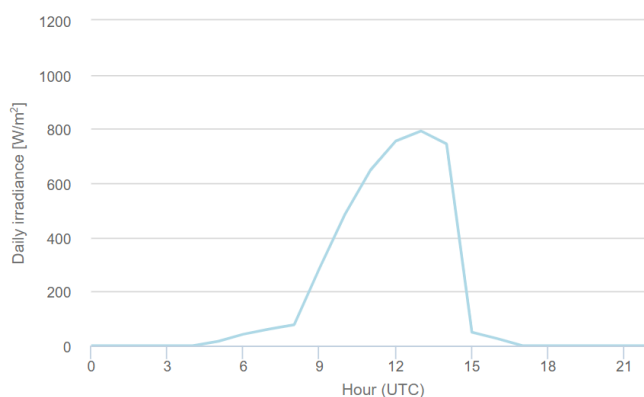


Abb. A3: Parameter: März, Lokale Zeit, 35 Grad Neigung, Orientierung: 90 Grad - West
14:00 UTC: 744 W/m². Quelle: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

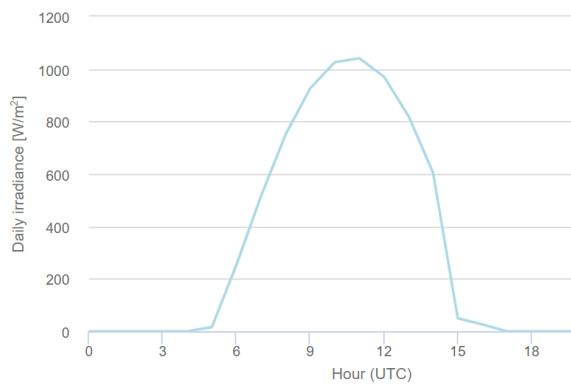


Abb. A4: Parameter: März, UTC Zeit, 35 Grad Neigung, Clear-Sky, Luzern, Orientierung: 0 Grad -Süd
 14:00 UTC: 603 W/m². Quelle: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Zur gleichen Zeit (14:00, UTC) hat im März die nach Westen ausgerichtete PV-Anlage tatsächlich einen höheren Ertrag. Im Januar würden wir eine analoge zeitliche Verschiebung sehen, aber eine südlich ausgerichtete Anlage hätte zur gleichen Zeit einen höheren Ertrag. Dennoch macht eine solche Diversifikation, auch mit vertikaler PV, Sinn, weil gleichzeitig zusätzliche Flächen für PV-Anlagen erschlossen werden können.