AGAW-Studie – Wasserkraft und Flexibilität

AGAW Study – Hydropower and Flexibility

Hans-Peter Ernst, Peter Bauhofer, Orkan Akpinar, Gottfried Gökler

Kurzfassung

Aufbauend auf der Grundlagenstudie „Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft“ hat die **Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft (AGAW)** Ende 2019 die Studie „Wasserkraft & Flexibilität, der Beitrag der alpinen Wasserkraft zum Gelingen der Energiewende” veröffentlicht.

Diese Studie beschreibt die Herausforderungen zur Erreichung der Zielvorgaben der Energiewende in Europa, die erhebliche Veränderungen des bestehenden Energiesystems erfordern und alle Bereiche der Stromerzeugung und Energienutzung (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie, etc.) betreffen werden. Eine wesentliche Rolle kommt dem elektrischen Strom zu, der - dem European Green Deal folgend – dann fast ausschließlich aus erneuerbaren Energien (EE, d.h. Wind und Solarstrahlung, Wasserkraft und Biomasse) erzeugt wird. Durch die geplante „Sektorkopplung“ mit dem Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung von Raumklimatisierung, Prozesswärme und Verkehr wird die elektrische Energieversorgung eine wesentliche Bedarfssteigerung erfahren. Die zunehmende Erzeugung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energiequellen und die gleichzeitige Reduktion der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energiequellen führen laut Studie dazu, dass es zunehmend schwierig wird, Stromverbrauch und -erzeugung in jedem Moment im Gleichgewicht zu halten.

Die spezifischen Eigenschaften der Wasserkraft und ihr hoher Ausbaugrad in Mitteleuropa liefern einen entscheidenden Beitrag zum Gelingen der Energiewende.

Abstract

At the end of 2019 the **Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft (AGAW)** published the study "Hydropower & Flexibility, the Contribution of Alpine Hydropower to the Success of the Energy Transition".

It describes the major challenges to achieve the targets of the “Energiewende” in Europe, which will only be possible through a significant change in the existing energy system including all areas of energy generation and use. According to the study, electrical power, which is then generated mostly from renewable energies (wind and solar, hydropower and biomass), plays an important role. The planned sector coupling with the aim of largely decarbonizing the areas heating, process

energy, private and public transport will significantly increase the need for electrical energy. The AGAW study describes how the increasing generation of electricity from volatile renewable energy sources, in combination with the phase-out of fossil and nuclear generation and a consumer-side dynamization and increased consumption has to be balanced at all times.

The specific properties of hydropower and its high degree of utilization make a decisive contribution to the success of the “Energiewende”. In particular, the need for flexible storage that can be provided by hydropower is shown and the challenges for the hydropower industry are explained.

1 Alpine Wasserkraft und Energiewende

1.1 Energiepolitische Ziele

Im Einklang mit den internationalen und europäischen Zielen zum Klimaschutz verfolgen alle Alpenstaaten ambitionierte Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), die auf einem Zubau von volatilen Stromerzeugungsanlagen (Wind & Sonne) basieren. Österreich und die Schweiz haben 100%-Ziele für die Jahre 2030 bzw. 2050, Deutschland will mindestens 80% in 2050 erreichen (Baumgartner und Rienessel, 2019). Bisher konnte der Zubau dieser volatilen und sehr gegrenzt steuerbaren Kraftwerke mittels flexibler Wasserkraft und bestehender fossiler „Regelkraftwerke“ noch gut integriert werden.

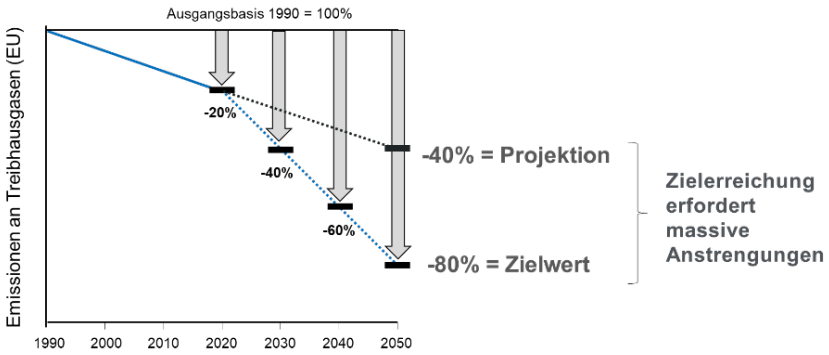


Abb. 1: Reduktion der CO_2-Emissionen (Hochrechnung und Ziele)

Mit dem „European Green Deal“ hat die EU-Kommission das Ziel Klimaneutralität bis 2050 ausgegeben und damit die bisher definierten Ziele von 80% (Abb. 1) noch deutlich ehrgeiziger formuliert. Der Handlungsdruck für eine Transformation unserer komplexen Energie-Infrastruktur ist damit immens.

1.2 Energie und Leistungsvermögen der alpinen Wasserkraft

Die AGAW-Studie (Baumgartner und Schönberg, 2017) zeigt die aktuell vorhandenen Kapazitäten der alpinen Wasserkraft getrennt nach Land, Leistung und Jahreserzeugung auf (Abb. 2).

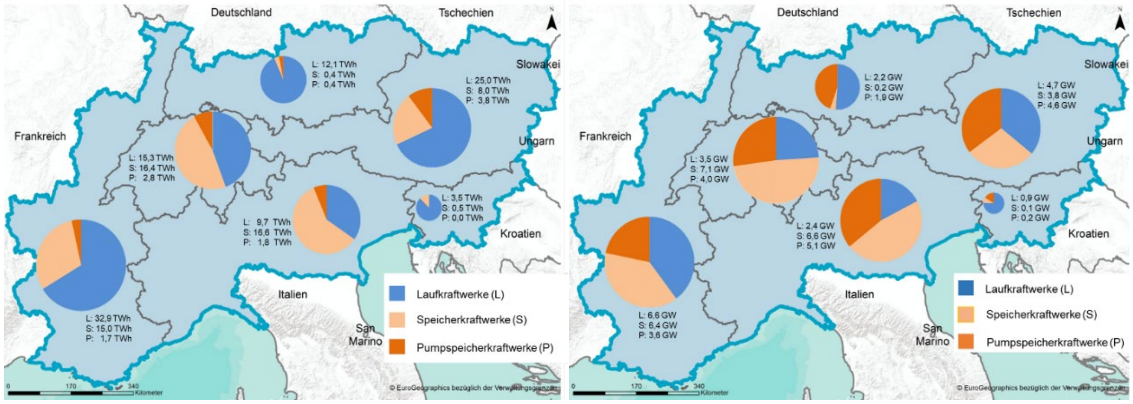


Abb. 2: Jahreserzeugung (links) und installierte Leistung (rechts) der alpinen Wasserkraft

Das Arbeitsvermögen wird mit 166 TWh/a beziffert und stammt aus folgenden Arten von Wasserkraftwerken: 99 TWh/a aus Laufwasser-, 57 TWh/a aus Speicherkraftwerken und 10 TWh/a aus natürlichem Zufluss zu Pumpspeichern.

Die installierte Wasserkraftleistung beträgt 64 GW (20.3 GW Laufwasser, 24.1 GW Speicher und 19.3 GW Pumpspeicher). Mit theoretisch 2600 h/a Vollbenutzungsdauer zeigt sich die Spitzenlastfähigkeit dieser sehr flexiblen Anlagen. In der Studie wird mit dem Begriff **Leistungskredit** quantitativ dargestellt, wie zuverlässig ein Wasserkraftwerk zur Lastdeckung – im Sinne kurzfristig und kurzzeitig notwendiger Spitzenlast – zur Verfügung steht. Die Leistungskredite einzelner Kraftwerke (in Prozent der Nennleistung) summieren sich zur gesicherten Leistung einer Kraftwerksart, die dem Verbundnetz statistisch zur Verfügung steht. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke weisen mit Werten >95% höchste Leistungskredite auf. Auch die Laufwasserkraft ist mit einem Leistungskredit von >40% der Windkraft und Photovoltaik deutlich überlegen.

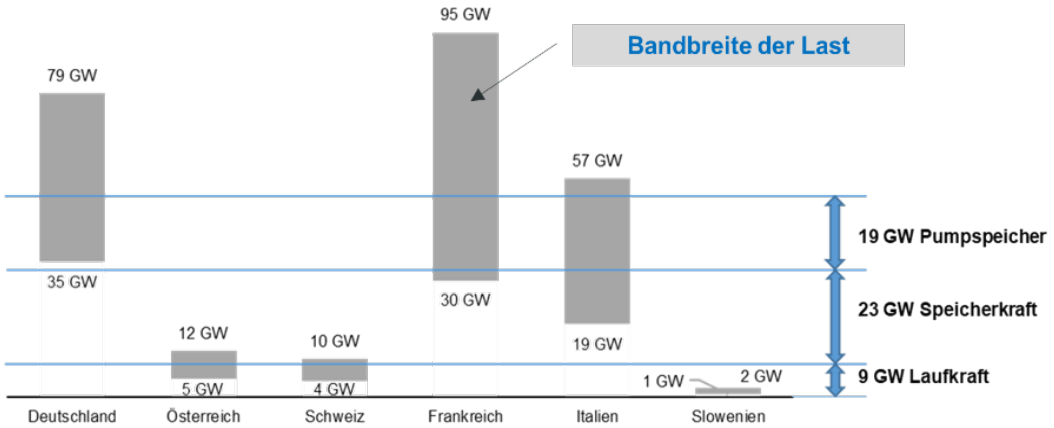


Abb. 3: Leistungsvermögen der Wasserkraft und Leistungsbedarf in den Alpenstaaten

Die in den Alpenstaaten in Summe auftretenden typischen Lasten liegen zwischen 100 und 200 GW (Abb. 3). Die Wasserkraft ist in der Lage, zwischen 25%

und 50% dieser auftretenden typischen Lasten gesichert abzudecken. Damit trägt die Wasserkraft bereits gegenwärtig massiv zur hohen Verfügbarkeit der Stromversorgung bei. Mit zunehmenden Entfall thermischer Kraftwerke wird deren Bedeutung weiter steigen.

2 Herausforderungen der Energiewende

Die folgende Darstellung (Abb. 4) zeigt am Beispiel einer Märzwoche in 2019, wie erfolgreich der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in den Alpenstaaten bzw. in Deutschland bereits vorangekommen ist. Die Windkraft und Photovoltaik decken hier in einzelnen Stunden fast den gesamten Bedarf; wenige Stunden später leisten diese Energieträger jedoch nahezu keinen Beitrag zur Bedarfsdeckung. Mit dem angestrebten weiteren Ausbau installierter PV- und Wind-Leistung kommt man dem Ziel einer weitestgehenden (bilanziellen) Bedarfsdeckung sehr nahe.

Betrachtet man den Ausbau der Stromerzeuger aus EE jedoch im Detail, wird offensichtlich, dass die zunehmende Volatilität nicht mit Durchschnittswerten oder Jahressalden beschrieben werden kann. Auch vermeintlich „autarke Energieinseln“ sind bei genauer Betrachtung meist nicht vorbereitet, ohne Netzverbund dauerhaft stabil versorgt zu sein.

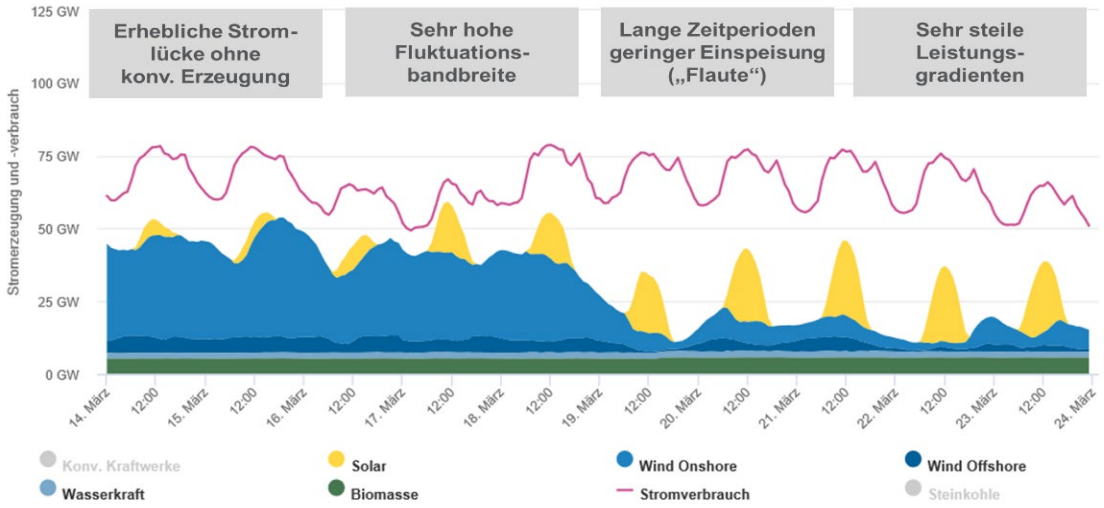


Abb. 4: Bedarf und Lastdeckung über 10 Tage (Quelle: Agora-Energiewende.de)

Die verbleibende Residuallast (Bedarf abzüglich volatiler dargebotsabhängiger Erzeugung) kann hohe positive und negative Momentan-Werte zeigen (siehe Abb. 7). Werden die kurzzeitigen Überschüsse gespeichert, können sie zum Ausgleich von Bedarfsspitzen genutzt werden. Diese Saldierung wird oft nur bilanziell vollzogen, ohne dass sie technisch möglich ist. Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung aus PV- und Wind-Kraftwerken stellt in Verbindung mit der fort-

schreitenden Abschaltung leicht steuerbarer konventioneller (z.B. fossiler) Kraftwerke also die wesentliche technische Herausforderung für die Energiewende mit folgenden Konsequenzen dar:

- Sehr hohe und schnelle Fluktuationsbandbreite der Einspeisung
- Zeiten mit Stromüberschuss (negative Residuallasten)
- Lange Zeiten geringer Einspeisung („Flaute“ bis „kalte Dunkelflaute“)

Die Herausforderung durch die zunehmende Volatilität stellt hohe Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems sowohl auf Verbraucherseite (demand side management) als auch auf Seiten des zukünftigen Kraftwerksparks.

2.1 Erkennbare Lücken der Energiebilanz

Die AGAW-Studie stellt auf Basis der Zahlen von 2017 für das europäische Verbundnetz (ENTSO-E) sehr transparent dar, dass die geplante Reduzierung fossiler Kraftwerke (bisheriger Anteil = 66%) eine Energielücke von mehr als 2.000 TWh/a bewirken wird (Abb. 5). Dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass durch „Sektorkopplung“ der Bedarf an elektrischer Energie noch steigen wird. Daraus wird die „Versorgungslücke“ ersichtlich, die nur mit einer Kombination **aller realistischen Optionen** (incl. Einsparmaßnahmen) gedeckt werden kann.

Dabei darf nicht vergessen werden, dass die hohe erforderliche Bereitstellung aus EE zu wachsenden Interessenskonflikten führen wird. Ein Erfolgsfaktor ist deshalb, dass effiziente transparente Abwägungsprozesse etabliert werden, die effektive Konsens-Lösungen ermöglichen.

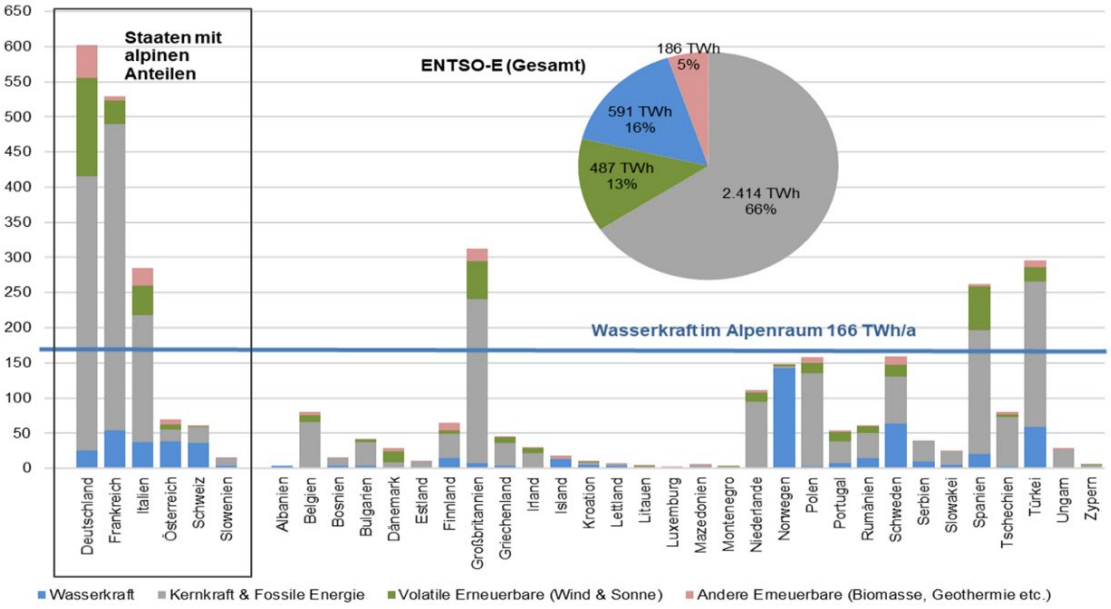


Abb. 5: Jahres-Arbeitsvermögen der Kraftwerke im europäischen Verbundnetz (ENTSO-E)

2.2 Erkennbare Defizite der Leistungsbilanz und Systemstabilität

Das elektrische Versorgungssystem für eine industriell und informationstechnisch hoch entwickelte Region kann nur sinnvoll betrieben werden, wenn Erzeugungsleistung und Verbraucherlast in jedem Moment ausgeglichen sind. Die AGAW-Studie zeigt in diesem Kontext die Verteilung der installierten Leistungen im ENTSO-E-Gebiet mit insgesamt 1150 GW. Die Perspektive, dass ca. 50% dieser Leistung, die bisher von steuerbaren Kraftwerken bereitgestellt werden, in Zukunft fehlen werden, stellt ein Risiko für die notwendige Frequenz- und Spannungshaltung dar. Systemstabilität ist nur erreichbar, wenn die fast 600 GW durch eine hoch verfügbare Kraftwerkskapazität oder ein akzeptiertes Abschaltmanagement ersetzt werden.

3 Perspektiven für die Energiewende mit starker Wasserkraft

3.1 Wasserkraft-Lösungen für das zukünftige Energiesystem

Der Ausbau von Kapazitäten zur Speicherung von Strom-Überschüssen und zur leistungsstarken Rückverstromung ist eine mögliche Lösung der hier aufgezeigten Lücken in der Energie- und Leistungsbilanz.

Durch Bereitstellung gesicherter Leistung und höchster Flexibilität (Abb. 6) bildet die Wasserkraft das Fundament dafür, volatile erneuerbare Energie in großem Ausmaß in das Stromsystem zu integrieren, insbesondere durch den Ausgleich kurzzeitiger Leistungs-Überschüsse und -Defizite. Die Wasserkraft hat systemrelevante Fähigkeiten (Schwarzstartfähigkeit zum Netzwiederaufbau, Frequenz- und Spannungshaltung, schnelle Leistungsbereitstellung, etc.) und leistet ihren Teil für eine stabil funktionierende Stromversorgung.

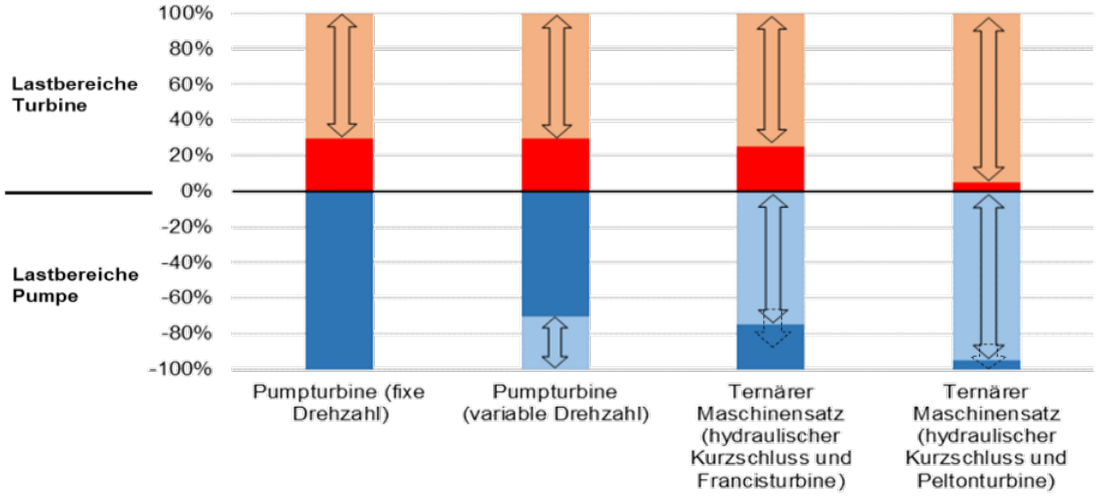


Abb. 6: Flexible Leistungsfähigkeit verschiedener Pumpspeicherkonzepte

Neben dem Beitrag zur Systemstabilität sind Wasserkraftkonzepte und ihre mehrfach genutzten Speicher eine hervorragende Unterstützung diverser Problemlösungen (z.B. Hochwasserschutz, Niedrigwasser-Aufbesserung, Trinkwassersicherung, Energieversorgung, Landwirtschaft, Tourismus). Angesichts des Klimawandels ist der umfassende gesellschaftliche Nutzen neuer Wasserkraft-Projekte fair und mit dem erforderlichen Weitblick zu bewerten.

3.2 Rahmenbedingungen belasten den Wasserkraftausbau

Die Wasserkraft bietet hierfür technische Potenziale, die jedoch infolge hoher Risiken durch regulatorische bzw. wirtschaftliche Rahmenbedingungen oder wegen unüberschaubarer Widerstände einzelner Interessensgruppen derzeit oft nicht nutzbar sind.

Obwohl die Wasserkraft benötigt wird und z.T. fertig entwickelte Projekte vorhanden sind, erkennt man derzeit nur wenige Ausbau-Aktivitäten. Das ist ein eindeutiger Hinweis darauf, dass zu viele hemmende Faktoren existieren. Erfahrungen der AGAW-Mitglieder deuten u.a. auf folgende Restriktionen:

- Umlagen und Abgaben sowie regulative Eingriffe sind ökonomische Risiken während der wirtschaftlichen Betrachtungszeit.
- Regionale Widerstände gegen neue Projekte in Verbindung mit geringer politischer Unterstützung erschweren die Realisierung.
- Verzerrter Wettbewerb z.B. durch Förderung konkurrierender Lösungen (P2G, Batterien, etc.) begünstigen nicht den Ausbau der Wasserkraft.
- Lange Umweltdiskussionen incl. Rechtsunsicherheit stellen erhebliche Risiken für große Investitionsvorhaben dar.

Da viele Leistungen der Wasserkraft häufig ohne Aufmerksamkeit und Vergütung bereitgestellt und in Anspruch genommen werden, gibt es keine öffentliche Diskussion über deren Ausbau im Rahmen der Energiewende.

3.3 Stromüberschuss und Nachverwertung

Eine korrekte Diskussion der in Kap. 2 benannten bilanziellen Bedarfsdeckung durch Stromerzeugung aus EE versus ausgeglichener Residuallast ergibt für Energietechniker und entsprechenden Wissenschaftler folgendes Bild:

- Zielzustand (mit **geringer Residuallast**): Die EE-Einspeisung deckt für Stunden nahezu den gesamten Bedarf, dennoch laufen zur Absicherung Regelkraftwerke mit.

- **Überproduktion** (negative Residuallast): Die EE-Einspeisung ist häufig höher als der Bedarf; die „überschüssige“ Leistung wird mit negativen Preisen verteilt. Derzeit werden die EE-Einspeiser begrenzt (auch die Wasserkraft) und Energiemengen werden nur teilweise gespeichert.
- **Unterdeckung** (positive Residuallast): Die EE-Einspeisung ist z.B. bei „Flaute“ geringer als der Bedarf und für die „fehlende“ Leistung werden hohe Preise geboten. Speicher werden entladen.

Die farbig hinterlegten Flächen in Abb. 7 zeigen die Zeitbereiche negativer Residuallasten. Im Jahr 2016 war in Deutschland noch keine negative Residuallast erkennbar, bis 2050 werden etwa 2300 h/a erwartet. In Österreich lag 2016 bereits über 1000 Stunden lang der Bedarf unter der Stromerzeugung; diese Situation wird in 2030 etwa über 3600 h/a vorliegen. Durch diese Verschiebung der Residuallast zu negativen Leistungen entsteht häufiger eine temporäre Zwangs-Überschuss-Situation, die durch negative Preise (Abb. 8) und Einspeisemanagement (Abregelung) von volatilen Einspeisern beherrscht wird, wenngleich per Jahressaldo eine ausgeglichene Energiebilanz zu erwarten ist.

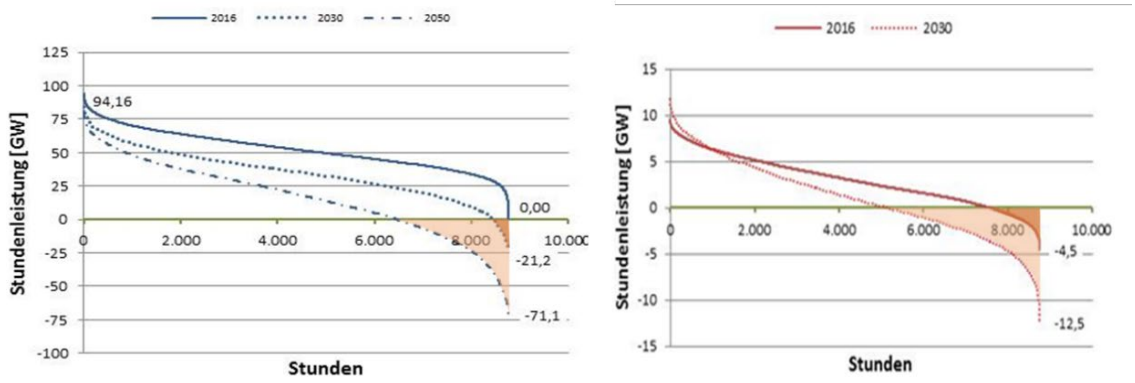


Abb.7: Dauerlinie der Residuallast in Deutschland (links) und Österreich (rechts)

Die ökonomische Bewertung basiert auf der Relation Strompreis zu Residuallast. Gemäß Merit-Order-Prinzip werden bei steigendem Bedarf teurere Produktionsmittel eingesetzt. Dagegen wird bei negativer Residuallast mit anderen Methoden eingegriffen und die Stromerzeugung vermieden, d.h. es wird Überschussproduktion aus erneuerbarer Energie nicht zugelassen. Dann wird also nicht „geerntet“ was verfügbar wäre.

Würde das „Verwerfen“ der EE-Produktion vermieden, entstünden mehr Chancen für Pumpspeicherkraftwerke, den Überschussstrom sinnvoll und mit hohem Wirkungsgrad zu speichern. Da die negativen Pumpstromkosten bisher durch Abschalten begrenzt sind, fehlen hierfür starke wirtschaftliche Anreize.

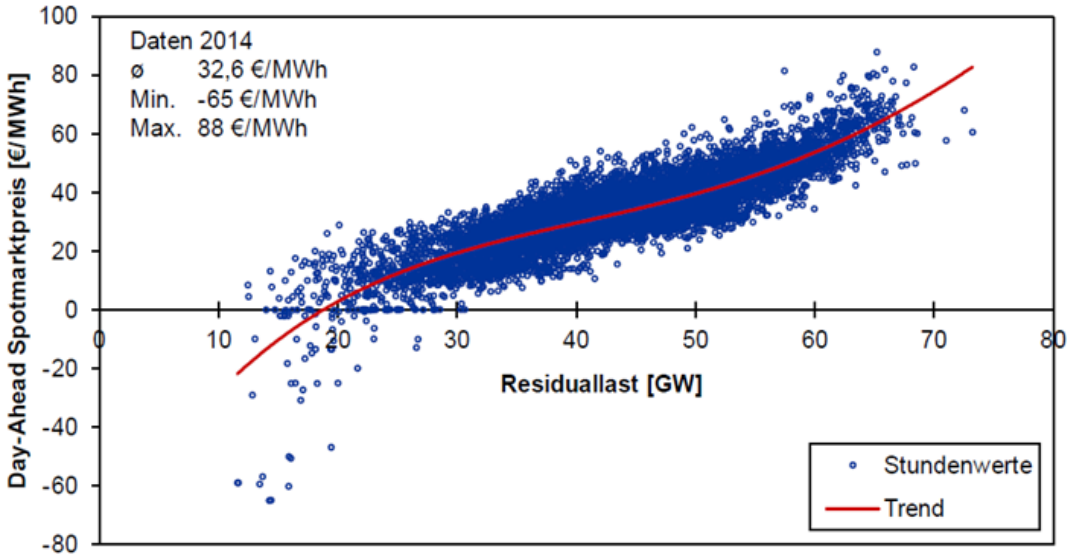


Abb. 8: Kennlinie zur Residuallast – Bepreisung

4 Zusammenfassung und Ausblick

Alle Bestrebungen zur Begrenzung des Klimawandels zielen auf einen massiven Zubau von Wind- und PV-Anlagen ab. Flexible Regelkraftwerke werden für die Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Integration dieser volatilen Erneuerbaren benötigt. Wasserspeicher gewinnen zur Minderung der negativen Folgen des Klimawandels an Bedeutung. Wasserkraftwerke, insbesondere Wasserkraftspeicher und Pumpspeicher, bieten hierfür die Lösungen in allen Zeitskalen bis hin zur saisonalen Verlagerung.

Erfolgskritisch ist das Etablieren von Abwägungsprozessen bei zunehmenden Interessenkonflikten, um soziale Akzeptanz und Investitionssicherheit zu schaffen.

Wenn eine Wertediskussion auch das Verwerfen von temporär auftretendem Überschussstrom bei gleichzeitig absehbarer Strommangelsituation anspricht, wird aus dieser „Strom ist wertvoll“-Debatte ein Rückenwind für alle Strom-Speicher entstehen.

Ein Vergleich mit diskontinuierlicher Produktion von Lebensmitteln (z.B. Getreide) zeigt die Selbstverständlichkeit von täglicher bis mehrjähriger Bewirtschaftung wertvoller Ressourcen mittels Speicher (vgl. Kornspeicher). Auch Strom ist ein „Lebensmittel“.

Referenzen

Baumgartner, A., Rienessel, C. (2019). Wasserkraft & Flexibilität, AGAW-Studie, http://www.alpine-wasserkraft.com/

Baumgartner, A., Schönberg, M. (2017). Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft, AGAW-Studie, http://www.alpine-wasserkraft.com/

Adressen der Autoren

Hans-Peter Ernst

Uniper Kraftwerke GmbH

D-84034 Landshut, Luitpoldstr. 27

Hans-Peter.Ernst@uniper.energy

Peter Bauhofer

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

A-6020 Innsbruck, Eduard Wallnöfer Platz 2

peter.bauhofer@tiwag.at

Orkan Akpinar

Schluchseewerk AG

D-79725 Laufenburg, Säckinger Str. 67

Akpinar.Orkan@Schluchseewerk.de

Gottfried Goekler

illwerke vkw AG

A-6773 Vandans, Anton-Ammann-Straße 12

Gottfried.Goekler@illwerkevkw.at