



## ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT

### Wasserkraftpotenzialstudie Österreich Aktualisierung 2018

August 2018

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>KURZFASSUNG</b>	<b>5</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY</b>	<b>8</b>
<b>1 EINLEITUNG</b>	<b>11</b>
<b>2 BEGRIFFE UND DEFINITIONEN</b>	<b>12</b>
2.1 Allgemeines	12
2.2 Abflusslinienpotenzial (Linienpotenzial)	12
2.3 Technisch-wirtschaftliches Potenzial (TWP)	12
2.4 Ausgebautes Potenzial (Kraftwerksbestand)	13
2.5 Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial (TWRP)	13
2.6 Engpasseleistung (EPL)	13
2.7 Regelarbeitsvermögen (RAV)	13
2.8 Neuanlage	13
2.9 Anlagenerweiterung	13
2.10 Effizienzsteigerung	14
2.11 Repowering	14
2.12 Revitalisierung	14
<b>3 METHODIK UND DATENGRUNDLAGEN</b>	<b>15</b>
3.1 Abschätzung des Abflusslinienpotenzials	15
3.2 Abschätzung des Technisch-wirtschaftlichen Gesamtpotenzials	17
3.3 Abschätzung des ausgebauten Potenzials	19
3.3.1 Anlagen $\geq$ 5 MW	19
3.3.2 Anlagen $<$ 5 MW	20
3.4 Abschätzung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials	23
<b>4 ERGEBNISSE</b>	<b>24</b>
4.1 Linienpotenzial	24
4.2 Technisch-wirtschaftliches Potenzial	25
4.3 Ausgebautes Potenzial (Kraftwerksbestand)	27
4.3.1 Anlagen $\geq$ 5 MW	27
4.3.2 Anlagen $<$ 5 MW	29
4.3.3 Gesamtbestand	31
4.3.4 Auswirkungen der Umsetzung der EU Wasserrahmenrichtlinie auf den Bestand	32
4.4 Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial	35
4.5 Zusammenfassung der Potenziale auf Bundesebene	36
4.6 Ausbaufähigkeit des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials	37
4.6.1 Hochsensible Gebiete (Nationalparks und Welterbestätten)	37
4.6.2 Zustand der Gewässer gemäß der EU Wasserrahmenrichtlinie	38
4.6.3 Strategische Projekte der Bundesländer	40
4.6.4 Natura 2000 Gebiete und Naturschutzgebiete der Länder	43
4.7 Projekte der E-Wirtschaft	45
<b>5 ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>47</b>
<b>6 LITERATUR</b>	<b>49</b>

## ANHANG ANLAGENBESTAND

## ABKÜRZUNGEN

BGBI.	Bundesgesetzblatt
EPL	Engpassleistung
FFH-Richtlinie	Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie
GIS	Geografisches Informationssystem
KÖ	Kleinwasserkraft Österreichs
LGBl.	Landesgesetzblatt
NGP	Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan
OE	Oesterreichs Energie / Österreichs E-Wirtschaft
pSCI	Proposed Sites of Community Importance (FFH Richtlinie)
PZ	Postzahl Wasserbuch
RAV	Regelarbeitsvermögen
SPA	Special Protected Area (Vogelschutz-Richtlinie)
QZV	Qualitätszielverordnung
RTEP	Remaining Technical-Economic Potential
TEP	Technical-Economic Potential
TWP	Technisch-wirtschaftliches Potenzial
TWRP	Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial
UBA	Umweltbundesamt

**KONTAKT**

Dr. Martin Fuchs

Leiter Wasserwirtschaft  
Pöyry Austria GmbH  
Kranichberggasse 4  
A-1120 Wien

[martin.fuchs@poyry.com](mailto:martin.fuchs@poyry.com)

## KURZFASSUNG

Ziel der vorliegenden Arbeit war die Aktualisierung der wesentlichen Größen des österreichischen Wasserkraftpotenzials. Als Basis diente die von Pöry im Jahr 2008 erstellte Wasserkraftpotenzialstudie für Österreich. Die Methodik zur Potenzialermittlung blieb dabei weitgehend unverändert, wodurch Konsistenz mit den Ergebnissen der Studie von 2008 gewährleistet ist.

Es wurden insbesondere die Größen des Kraftwerksbestands sowie des Technisch-Wirtschaftlichen Gesamt- und Restpotenzials auf den aktuellen Stand gebracht. Das Technisch-wirtschaftliche Potenzial umfasst dabei jenen Anteil des theoretisch nutzbaren Potenzials der Fließgewässer (Abflusslinienpotenzial), welcher unter den gegebenen technischen und mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen<sup>1</sup> erschlossen werden kann. Eine Aktualisierung des theoretisch nutzbaren Potenzials wurde nicht durchgeführt, sondern es wurde das Abflusslinienpotenzial aus der Studie von 2008 übernommen. Dieses beruht auf einer früheren Untersuchung von Schiller (1982) und umfasst einen Großteil des österreichischen Gewässernetzes. Für dieses Gewässernetz wurde in der Studie von 2008 ein Abflusslinienpotenzial von insgesamt 75,1 TWh ermittelt, welches auch der aktuellen Untersuchung zugrunde gelegt wurde. Die aus der Studie von 2008 übernommenen Werte des Abflusslinienpotenzials sind dabei grundsätzlich als konservativ einzuschätzen.

Bei der Aktualisierung des Technisch-Wirtschaftlichen Gesamtpotenzials (TWP) erfolgten gegenüber der Studie von 2008 einige Anpassungen. In mehreren alpinen Teileinzugsgebieten wurde das TWP nach oben revidiert, da die Nutzungsgrade des bisher erfolgten Ausbaus die zu konservative Schätzung des Abflusslinienpotenzials (1982) verdeutlichen. In den tieferliegenden Regionen wurden hingegen die möglichen Nutzungsgrade etwas nach unten revidiert, da vor allem für die flacheren Gerinnestrecken dieser Regionen die Wirtschaftlichkeit des Wasserkraftausbaus mittelfristig nicht gegeben ist. Die Anpassungen bewirkten dabei eine leichte räumliche Verschiebung des Technisch-Wirtschaftlichen Potenzials von den tiefer liegenden in die höher liegenden Regionen. Der ermittelte Gesamtwert für das Bundesgebiet von 56,1 TWh unterscheidet sich daher nur geringfügig von den Ergebnissen der Studie von 2008.

Um den bereits ausgebauten Anteil des Technisch-Wirtschaftlichen Potenzials auf den Stand von 2018 zu bringen, wurde eine Aktualisierung des Kraftwerksbestandes durchgeführt. Anlagen mit einer Engpasseleistung größer bzw. kleiner als 5 MW wurden dabei getrennt ausgewertet:

Erhoben wurden zunächst alle Anlagen  $\geq 5$  MW, die seit 2008 errichtet wurden bzw. sich derzeit noch in Bau befinden. Dabei wurde ein Zubau an Regelarbeitsvermögen von insgesamt etwa 1,6 TWh ermittelt, wobei etwa 10% davon durch Umsetzung von Maßnahmen zur Implementierung der Wasserrahmenrichtlinie wieder verloren gingen. Der aktuelle Kraftwerksbestand für Anlagen  $\geq 5$  MW beträgt damit etwa 35,7 TWh. Den größten Anteil daran haben die Bundesländer Ober-

---

<sup>1</sup> Die mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können Änderungen unterliegen, die unternehmerische Investitionsentscheidungen erschweren.

und Niederösterreich (Laufkraftwerke an der Donau) gefolgt von Tirol und Salzburg (alpine Speicherkraftwerke).

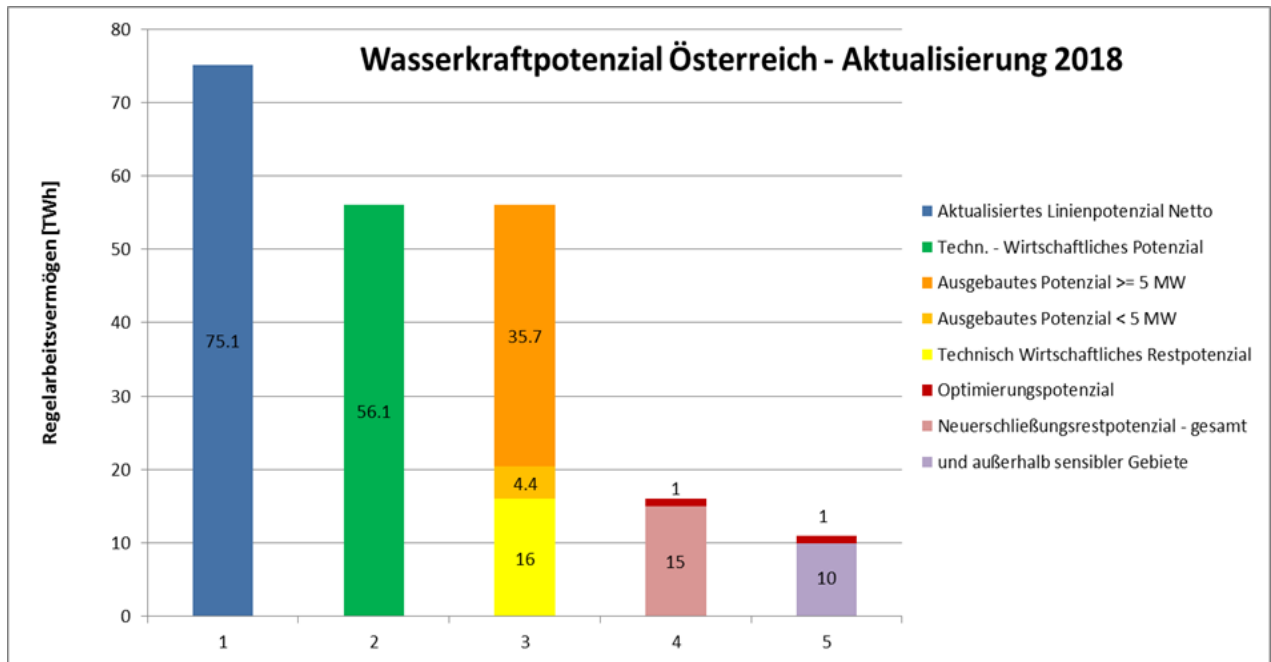
Der Bestand der Anlagen < 5 MW wurde vollständig neu erhoben, da im Vergleich zur Studie von 2008 nun umfassendere Daten aus den digitalen Wasserbüchern zur Verfügung standen. Die Daten wurden auf Plausibilität geprüft und ergänzt bzw. korrigiert. Für das gesamte Regelarbeitsvermögen der Anlagen < 5 MW wurde ein Wert von 4,4 TWh ermittelt. Im Unterschied zur Studie 2008 beruht der aktuelle Wert auf einem weitgehend vollständigen Datensatz, der mehr als 5000 Kleinwasserkraftanlagen umfasst. Bei der mittleren Engpassleistung dieser Anlagen zeigt sich ein West-Ost Gefälle. Dies ist damit zu begründen, dass im alpinen Westen viele neue Kleinwasserkraftanlagen installiert sind, die typischerweise große Fallhöhen und damit auch größere Engpassleistungen aufweisen. Wohingegen in den östlichen Bundesländern viele ältere Anlagen an kleineren Flüssen oder Werkskanälen mit geringen Fallhöhen zu finden sind.

Aus der Summe der Anlagen größer 5 MW (35,7 TWh) und kleiner 5 MW (4,4 TWh) ergibt sich ein Kraftwerksbestand von ca. 40,1 TWh. Subtrahiert man dieses bereits ausgebaute Potenzial vom Technisch-Wirtschaftlichen Gesamtpotenzial (56,1 TWh) erhält man ein Technisch-Wirtschaftliches Restpotenzial von 16 TWh. Dieser Wert beinhaltet ein Optimierungspotenzial von rund 1 TWh. Das Potenzial, welches durch Neuanlagen oder Anlagenerweiterungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll gehoben werden kann, beträgt ungefähr 15 TWh. Etwa 5 TWh dieses Neuerschließungspotenzials befinden sich in den österreichischen Nationalparks und in der Welterbestätte Wachau. Das Technisch-Wirtschaftliche Restpotenzial außerhalb dieser hochsensiblen Gebiete beträgt insgesamt ca. 11 TWh. Dieser Wert beinhaltet ein Optimierungspotenzial von rund 1 TWh und ein Neuerschließungspotenzial von ca. 10 TWh.

Die wesentlichen Kenndaten des österreichischen Wasserkraftpotenzials sind in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Wasserkraftpotenzial Österreich – Aktualisierung 2018	Jahresarbeitsvermögen
<b>Technisch-wirtschaftliches Gesamtpotenzial</b>	<b>56,1 TWh</b>
<b>Kraftwerksbestand</b>	<b>-40,1 TWh</b>
<b>Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial (TWRP)</b>	<b>16,0 TWh</b>
- davon Optimierungspotenzial	1,0 TWh
- davon Neuerschließungspotenzial	15,0 TWh
<b>TWRP in hoch sensiblen Gebieten (Nationalparks und Welterbestätte Wachau)</b>	<b>-5,0 TWh</b>
<b>Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial außerhalb hochsensibler Gebiete</b>	<b>11,0 TWh</b>
- davon Optimierungspotenzial	1,0 TWh
- davon Neuerschließungspotenzial	10,0 TWh

Die untenstehende Abbildung zeigt eine grafische Darstellung der wichtigsten Potenzialgrößen.



Für die Erschließung dieses Restpotenzials bestehen eine Reihe von Einschränkungen bzw. Erschwernissen, die im etwaigen Genehmigungsverfahren zu überwinden sind. Insbesondere das Verschlechterungsverbot nach der EU Wasserrahmenrichtlinie ist dabei ein wesentliches Kriterium. Darüber hinaus bestehen in bestimmten Regionen weitere Vorgaben für den Wasserkraftausbau, die bei der Projektfindung und Projektentwicklung zu berücksichtigen sind. Neben Natura 2000 Gebieten und Naturschutzgebieten zählen dazu auch jene Einschränkungen, die in den Regionalprogrammen der Länder Steiermark, Niederösterreich und Oberösterreich definiert sind. Die derzeit konkret verfolgten Projekte der Elektrizitätswirtschaft erlauben, etwa 30% des Restpotenzials zu heben. Darüber hinaus gibt es weitere Projektkonzepte (Elektrizitätswirtschaft, Industrie, Private), die sich noch in einem früheren Planungsstadium befinden. Insgesamt erfasst die aktuelle Landschaft an Projekten und Projektkonzepten derzeit etwa zwei Drittel des vorhandenen Restpotenzials.



## EXECUTIVE SUMMARY

The objective of this study was to update the main figures of the Austrian hydropower potential. The Study on the Hydropower Potential of Austria, prepared by Pöyry in 2008, was used as a basis and main reference. For the update, the same methodology as in 2008 was applied, ensuring consistency with the results of the earlier study.

In particular the portfolio of the existing hydropower plants (i.e. the potential already exploited) as well as the total and the remaining Technical-Economic Potential, were updated. The Technical-Economic Potential was defined as the portion of the theoretically usable potential (Theoretical Potential), for which development is considered technically and economically feasible under average market conditions<sup>2</sup>. For the Theoretical Potential the same value as given in the study of 2008 was used. This value was based on an earlier study by Schiller (1982), which covered almost the whole river network of Austria. For this river network a total Theoretical Potential of 75.1 TWh was derived, which was used as a basis for the current study. This Theoretical Potential (adopted from the studies of the years 2008 and 1982) can be considered a conservative estimate.

When updating the Technical-Economic Potential (TEP) the following adjustments were made compared to 2008: In several alpine sub-basins the TEP was increased, since hydropower development in 2018 had already reached higher levels than it was considered possible in the original study. In the lower regions the possible rate of development was reduced based on considerations of economic feasibility. Especially for the less steep river sections of these regions, economic viability of hydropower development is difficult to achieve. As a result of the adjustments some of the Technical-Economic Potential was shifted from the lower to the higher regions. The total value of the TEP in Austria was calculated to 56.1 TWh, which is similar to the value given in the study of the year 2008.

In order to quantify the already exploited portion of the TEP, also the figures on the existing hydropower fleet in Austria had to be updated. This was done separately for hydropower schemes with installed capacity above 5 MW and below 5 MW.

As a first step, information on all hydropower plants  $\geq 5$  MW that were built since 2008 (or are currently under construction) were collected. It was found that the additional capacity installed in the last 10 years increased the mean annual generation of the Austrian hydropower fleet by approximately 1.6 TWh, of which 10% was lost through the implementation of the Water Framework Directive. The mean annual generation of all Austrian hydropower schemes  $\geq 5$  MW currently amounts to approximately 35,7 TWh. The largest contributors to this total generation are the hydropower assets of the provinces of Upper and Lower Austria (run-of-river power plants at the Danube River), followed by Tyrol and Salzburg (alpine storage power plants).

---

<sup>2</sup> Average market conditions may change, which can affect decision making in hydropower investments.



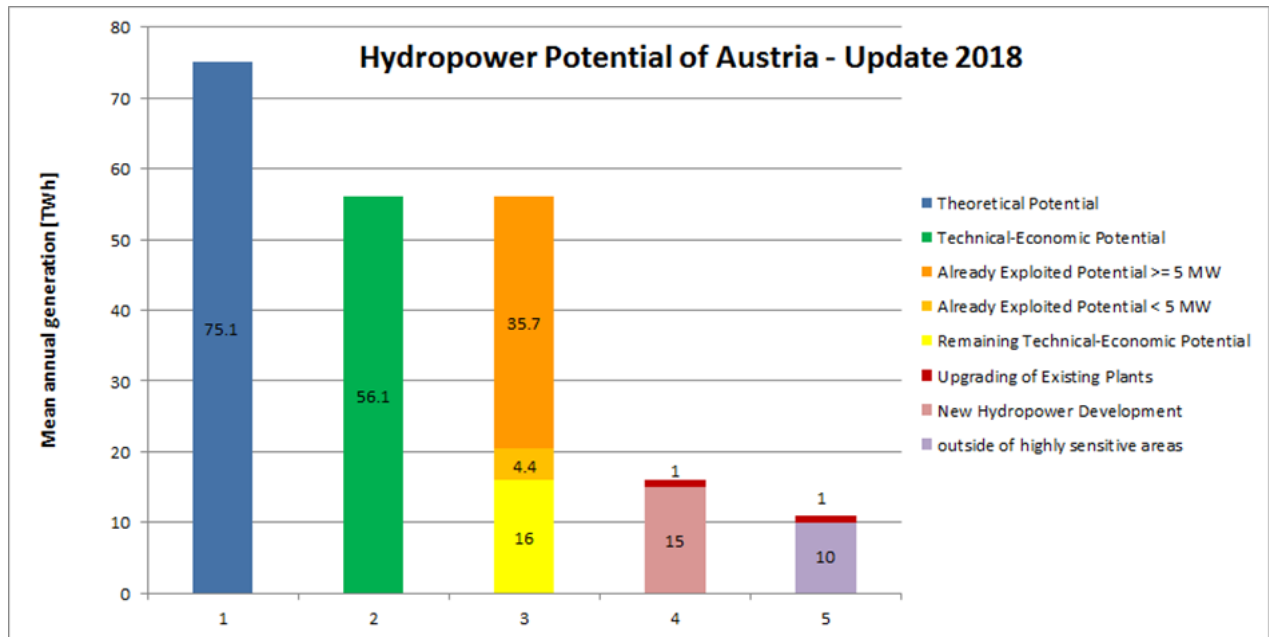
For hydropower plants < 5 MW a new inventory was made based on data extracted from the digital water information systems of the regional provinces. The data was checked for plausibility and supplemented or corrected. Based on the information collected the mean annual generation of all existing hydropower plants < 5 MW was calculated to 4.4 TWh. Different from the study of 2008, this value is based on a comprehensive data set, including more than 5000 small hydropower plants. The mean installed capacity of these plants decreases from west to east. This can be explained by the fact that in the last decades many small hydropower plants have been newly constructed in the west of Austria. Many of them are high-head plants with significant installed capacities. Whereas in the eastern provinces many older plants can be found, which are low-head schemes located on smaller rivers or man-made canals. Most of them have very low installed capacities.

The mean annual generation of all existing hydropower plants in Austria ( $\geq 5$  MW and < 5 MW) amounts to 40.1 TWh. Subtracting this value from the Technical-Economic Potential of 56.1 TWh gives a Remaining Technical-Economic Potential (RTEP) of 16 TWh. It was estimated that out of this 16 TWh a potential of 1 TWh can be exploited by upgrading of existing plants, whereas 15 TWh would have to be developed by constructing new hydropower plants. Approximately 5 TWh of this potential for new-built hydropower plants are located in the Austrian national parks and in the World Heritage Wachau. This gives a Remaining Technical-Economic Potential of 11 TWh, which is located outside of these highly sensitive areas. This value comprises a potential of 1 TWh that can be exploited by upgrading of existing plants and a potential of 10 TWh for new-built hydropower plants.

The main figures of the hydropower potential in Austria are summarized in the table below:

Hydropower potential of Austria – Update 2018	Mean annual generation
<b>Total Technical-Economic Potential</b>	<b>56.1 TWh</b>
<b>Existing Hydropower Plants (Potential already exploited)</b>	<b>-40.1 TWh</b>
<b>Remaining Technical-Economic Potential (RTEP)</b>	<b>16.0 TWh</b>
- upgrading of existing plants	1.0 TWh
- new hydropower development	15.0 TWh
<b>RTEP in highly sensitive areas (National Parks and World Heritage Wachau)</b>	<b>-5.0 TWh</b>
<b>Remaining Technical-Economic Potential outside of highly sensitive areas</b>	<b>11.0 TWh</b>
- upgrading of existing plants	1.0 TWh
- new hydropower development	10.0 TWh

A graphical illustration of the main figures of the Austrian hydropower potential is shown in the below diagram.



There are a number of requirements and constraints that have to be taken into account when aiming at partial development of the remaining hydropower potential. In particular the non-deterioration clause of the Water Framework Directive is seen as a critical factor, which will create some limitations for hydropower development. Other legal and socio-environmental constraints that must be taken into account in project identification and project development are protected areas, such as Natura 2000 areas and nature reserves as well as the restrictions defined in the regional programs of the Federal Provinces of Styria, Lower Austria and Upper Austria. The projects currently pursued by the hydropower industry would allow exploiting about 30% of the remaining Technical-Economical Potential. In addition there are also a number of project concepts (elaborated by the electricity industry and private developers), which are still in an early planning stage. The total landscape of projects and project concepts covers approximately two-thirds of the remaining hydropower potential of Austria.

## 1 EINLEITUNG

Im März 2018 wurde Pöyry Austria GmbH von Österreichs E-Wirtschaft mit der Aktualisierung der Wasserkraftpotenzialstudie Österreich (Pöyry, 2008) beauftragt.

Die im Jahr 2008 von Pöyry erstellte Studie beruhte auf einer früheren Auswertung des Abflusslinienpotenzials für den Großteil des österreichischen Bundesgebietes (Schiller, 1982), welches mit den hydrologischen Daten des Referenzzeitraums 1960-2000 aktualisiert wurde. In der Studie von 2008 wurde weiters ein Ansatz entwickelt, um jenen Anteil des Abflusslinienpotenzials abzuschätzen, der aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sinnvoll genutzt werden kann (technisch-wirtschaftliches Gesamtpotenzial). Zusätzlich wurde der damals aktuelle Kraftwerksbestand erhoben. Durch Reduktion des technisch-wirtschaftlichen Gesamtpotenzials um den Kraftwerksbestand wurde schließlich das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial ermittelt.

Aufgabe der gegenwärtigen Studie ist es, die Auswertungen von 2008 zu aktualisieren, wobei der gleiche methodische Ansatz wie in der vorangegangenen Studie zur Anwendung kommen soll. Im Rahmen der Aktualisierung sollen insbesondere die folgenden Potenzialgrößen auf den Stand des Jahres 2018 gebracht werden.

- Technisch-wirtschaftliches Gesamtpotenzial
- Kraftwerksbestand von Anlagen mit einer Engpassleistung  $\geq 5$  MW
- Kraftwerksbestand von Anlagen mit einer Engpassleistung  $< 5$  MW
- Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial

Zusätzlich sollen Aussagen über bestehende Einschränkungen und rechtliche Rahmenbedingungen getroffen werden, die bei der Bewertung der Ausbaufähigkeit des Restpotenzials zu beachten sind.

In den folgenden Kapiteln wird zunächst die angewendete Methodik erläutert. In weiterer Folge werden die Ergebnisse der Aktualisierung für die einzelnen Potenzialgrößen beschrieben. Das noch vorhandene technisch-wirtschaftliche Restpotenzial wird dabei auch den bekannten Projekten der Elektrizitätswirtschaft gegenübergestellt.

Der Bericht beschränkt sich auf die wichtigsten Ergebnisse sowie die wesentlichen Datenaktualisierungen und Neuerkenntnisse. Die umfangreiche Darstellung der Grundlagen und Hintergrundinformationen, wie sie in der Studie von 2008 enthalten ist, wird in diesem Bericht nicht im Detail wiederholt. Für genauere Ausführungen dieser Grundlagen wird auf die Originalstudie (Pöyry, 2008) verwiesen.

## 2 BEGRIFFE UND DEFINITIONEN

### 2.1 Allgemeines

Nachfolgend werden die wesentlichen Potenzialgrößen und energiewirtschaftlichen Begriffe erklärt, die in der gegenständlichen Studie verwendet werden bzw. für das Verständnis der angewendeten Methodik wichtig sind. Eine umfangreichere Darstellung weiterer gebräuchlicher Potenzialbegriffe kann der Originalstudie (Pöry, 2008) entnommen werden.

### 2.2 Abflusslinienpotenzial (Linienpotenzial)

Das Abflusslinienpotenzial ist das entlang der Gewässerachsen verteilte, theoretisch zur Energieerzeugung nutzbare Potenzial. Das Abflusslinienpotenzial stellt somit den oberen Grenzwert des Gesamtwasserkraftpotenzials dar. Schiller (1982) definiert das Abflusslinienpotenzial bereits unter Einbeziehung eines pauschalen Anlagenwirkungsgrads von ca. 87 %, die Berücksichtigung des Verlustes wird im Folgenden durch das Beiwort Netto gekennzeichnet. Gemäß ÖNORM M7103 wird hierfür der Begriff Technisches Potenzial verwendet, im Rahmen dieser Studie soll allerdings durch den Begriff Abflusslinienpotenzial der Bezug zur Studie von Schiller erhalten bleiben. Generell wird das Abflusslinienpotenzial-Netto in dieser Studie vereinfacht als Linienpotenzial bezeichnet.

### 2.3 Technisch-wirtschaftliches Potenzial (TWP)

Der aus rein technischer Sicht erschließbare Anteil des Linienpotenzials wird als Technisch Nutzbares Wasserkraftpotenzial bezeichnet. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der wirtschaftlichen Randbedingungen ergibt sich das Ausbauwürdige Potenzial. Als Ausbaufähiges Potenzial wird letztendlich jener Anteil bezeichnet, der auch aus rechtlicher und ökologischer Sicht ausbaubar ist und gesellschaftlich akzeptiert wird.

Da die Daten zur getrennten Ermittlung des Technisch Nutzbaren und Ausbauwürdigen Wasserkraftpotenzials in der Studie von 2008 nicht in geeigneter Form zur Verfügung gestellt werden konnten, wurde damals das Technisch-Wirtschaftliche Potenzial als neuer Potenzialbegriff eingeführt und wie folgt definiert:

Als **Technisch-Wirtschaftliches Wasserkraftpotenzial** wird jenes Wasserkraftpotenzial verstanden, welches unter den gegebenen technischen und mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen<sup>3</sup> sinnvoll erschlossen werden kann. Es nähert sich somit dem Ausbauwürdigen Potenzial nach Schiller (1982) an.

Eine exakte Definition der „mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen“, auf die in dieser Begriffsbestimmung Bezug genommen wird, ist allerdings schwierig. Diese Problematik wird in Abschnitt 4.2 ausführlicher diskutiert.

---

<sup>3</sup> Die mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können Änderungen unterliegen, die unternehmerische Investitionsentscheidungen erschweren.

## **2.4 Ausgebautes Potenzial (Kraftwerksbestand)**

Als Ausgebautes Potenzial wird in dieser Studie die Summe aller bereits bestehenden sowie der 2018 in Bau befindlichen Wasserkraftanlagen verstanden. Es wird grundsätzlich als Regelarbeitsvermögen in GWh bzw. TWh angegeben. Als zusätzliche Größe wird auch die Engpassleistung in MW dargestellt. Das Ausgebaute Potenzial bezieht sich zunächst ausschließlich auf die Nutzung des vorhandenen Linienpotenzials, das heißt des natürlich entlang der Gewässerachsen fließenden Wassers. Die Turbinierung von gepumptem Wasser wird im Regelarbeitsvermögen des Ausgebauten Potenzials daher nicht berücksichtigt. Bei der Angabe der Engpassleistung des Ausgebauten Potenzials wird die Turbinenleistung von Pumpspeichieranlagen mit natürlichen Zuflüssen allerdings dazugerechnet, da die Turbinen auch natürlich zufließendes Wasser abarbeiten können.

## **2.5 Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial (TWRP)**

Durch Subtraktion des Ausgebauten Potenzials vom Technisch-Wirtschaftlichen Potenzial ergibt sich das Technisch-Wirtschaftliche Restpotenzial. Es wird wie auch das TWP als Regelarbeitsvermögen in GWh bzw. TWh angegeben.

## **2.6 Engpassleistung (EPL)**

Die Engpassleistung einer Kraftwerksanlage ist die höchste von der Anlage dauernd ausfahrbare elektrische Leistung unter der Voraussetzung, dass der Durchfluss in Verbindung mit der Fallhöhe den Optimalwert aufweist.

## **2.7 Regelarbeitsvermögen (RAV)**

Das Arbeitsvermögen einer Kraftwerksanlage, ist die mit dem nutzbaren natürlichen Zufluss in einer Zeitspanne erzeugbare elektrische Arbeit. Das Regelarbeitsvermögen ist das Arbeitsvermögen im Regeljahr.

## **2.8 Neuanlage**

Als Neuanlage werden in dieser Studie Kraftwerksanlagen bezeichnet, die an einem neuen Standort errichtet werden. Sie nutzen ein bislang nicht genutztes Technisch-wirtschaftliches Potenzial oder verändern die Nutzung entsprechend.

## **2.9 Anlagenerweiterung**

Als Anlagenerweiterung werden in dieser Studie Erhöhungen des Regelarbeitsvermögens von bestehenden Anlagen bezeichnet, die sich dadurch ergeben, dass Wasser aus zusätzlichen Einzugsgebieten genutzt wird und/oder zusätzliche Fallhöhen erschlossen werden.

## **2.10 Effizienzsteigerung**

Als Effizienzsteigerung werden in dieser Studie moderate Erhöhungen des Arbeitsvermögens bezeichnet, die keine echte Anlagenerweiterung darstellen, sondern durch Erhöhung der Anlageneffizienz (Erhöhung Engpassleistung, Verbesserung Wirkungsgrad etc.) erzielt werden. Die Maßnahmen erfolgen typischerweise vor Ende der technischen Lebensdauer bzw. vor dem Ablauf der Genehmigungsdauer. Dabei ist nicht unbedingt ein neues Genehmigungsverfahren erforderlich. Es werden keine zusätzlichen Einzugsgebiete und Fallhöhen erschlossen.

## **2.11 Repowering**

Für Repowering gilt die gleiche Definition wie für Effizienzsteigerung, mit dem Unterschied, dass die Erhöhungen des Arbeitsvermögens sehr deutlich sind. Dabei erfolgen typischerweise erhebliche Eingriffe in die Anlagenkonfiguration.

## **2.12 Revitalisierung**

Unter Revitalisierung wird in dieser Studie eine Anlagenerneuerung verstanden, die nach bzw. kurz vor Ende der technischen Lebensdauer bzw. der Genehmigungsdauer erfolgt. Dabei erfolgen neben einer Erneuerung der elektromechanischen Ausrüstung auch häufig bauliche Erneuerungen. Im Unterschied zur Neuanlage wird dabei aber eine vorhandene Rest-Infrastruktur genutzt. Das Regelarbeitsvermögen bleibt üblicherweise erhalten oder wird erhöht.

### 3 METHODIK UND DATENGRUNDLAGEN

#### 3.1 Abschätzung des Abflusslinienpotenzials

Das Linienpotenzial für einen Gewässerabschnitt berechnet sich, ausgedrückt in Leistung bzw. Jahresarbeit und unter Vernachlässigung aller Verluste, über nachstehende Formeln, wobei das gesamte Wasserdargebot genutzt wird (d.h.  $Q$  entspricht dem Mittelwasserdurchfluss):

$$P = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \text{ bzw. } W = P \cdot t = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \cdot t \quad 3.1$$

P	Leistung in [W]
g	Erdbeschleunigung von 9,81 [m/s <sup>2</sup> ]
$\rho$	Dichte von Wasser [1000 kg/m <sup>3</sup> ]
Q	Durchfluss in [m <sup>3</sup> /s]
$\Delta h$	Höhendifferenz in [m] zwischen Anfangs und Endknoten
W	Jahresarbeit [Ws]
t	Einjähriger Betrachtungszeitraum [s]

Zur Einbeziehung eines pauschalen Kraftwerkswirkungsgrad  $\eta$  wird die Leistungsformel über einen Faktor modifiziert (sensu Schiller, 1982):

$$P = 8,5 \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \text{ bzw. } W = P \cdot t = 8,5 \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \cdot t \quad 3.2$$

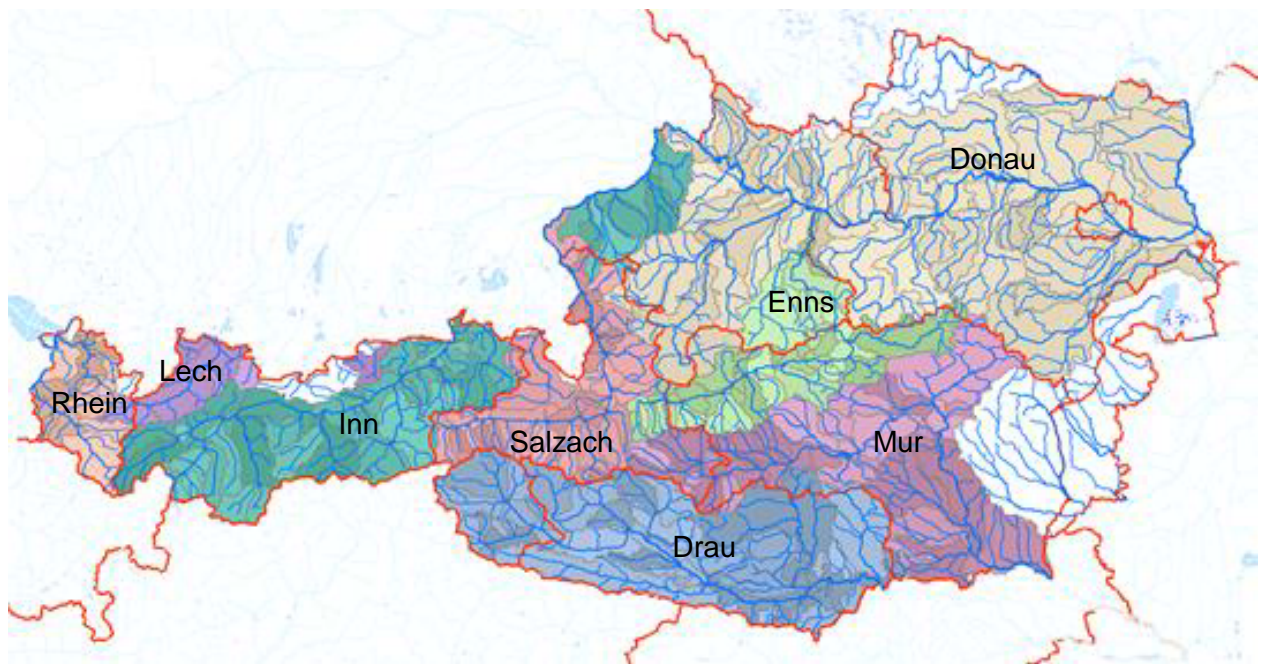
$$\eta \cdot g = 0,866 \cdot g = 8,5$$

Das gemäß Formel 3.2 ermittelte Potenzial wird im Folgenden als Netto-Abflusslinienpotenzial (Linienpotenzial) bezeichnet, während sich der Begriff Brutto-Abflusslinienpotenzial auf eine Ermittlung gemäß Gleichung 3.1 bezieht.

Von Schiller (1982) wurde für die österreichischen Gewässer ein Potenzial von rund 75.600 GWh errechnet. Dabei wurden nur Gewässerabschnitte berücksichtigt, deren Jahresmittelwasserdurchfluss an der Mündung in einen der acht Hauptflüsse (siehe [Abbildung 1](#)) mindestens 1 m<sup>3</sup>/s beträgt. Insgesamt wurden rund 270 Gewässerabschnitte bzw. Teilgebiete untersucht. Diese decken den Großteil des österreichischen Bundesgebiets ab.

Das geringe Potenzial in den Einzugsgebieten der Raab, des Neusiedlersees, der Lainsitz/Moldau sowie in Teilen des Lechs wurde nicht berücksichtigt.





**Abbildung 1: Einzugsgebiete der Hauptflüsse nach Schiller (1982)**

In der Wasserkraftpotenzialstudie von 2008 wurden diese Berechnungen von Schiller im Wesentlichen übernommen. Es erfolgte nur eine Anpassung an den hydrologischen Referenzzeitraum 1960-2000 sowie Korrekturen in einigen Einzugsgebieten in denen die natürlichen Abflussverhältnisse durch Überleitungen beeinflusst sind. Dadurch ergab sich eine geringfügige Reduktion des Linienpotenzials auf 75.100 GWh.

Gleichzeitig wurde von Pöyry in der Studie von 2008 aber auch darauf hingewiesen, dass das Linienpotenzial mit dem von Schiller übernommenen Ansatz insgesamt sehr konservativ geschätzt wird. Neben der bereits erwähnten Nichtberücksichtigung von kleineren Seitenbächen sowie von Einzugsgebieten mit geringem Potenzial (Lainsitz/Moldau, Raab....) wurden dabei die folgenden Gründe angeführt:

- Das Geopotenzial in den Seitenbächen (Bruttofallhöhen) wird konservativ geschätzt, d.h. die Nutzung der obersten Horizonte wird teilweise nicht in Betrachtung gezogen.
- Die Topographie bzw. die Längenschnitte in den Seitenbächen wird teilweise stark vereinfacht
- Es wird von einer gleichmäßigen Verteilung des spezifischen Abflusses (in l/s/km<sup>2</sup>) innerhalb der Einzugsgebiete ausgegangen (tatsächlich gibt es in den Seitenbächen aufgrund von orographischem Niederschlag aber häufig eine Zunahme des spezifischen Abflusses mit der Seehöhe, die zu höheren Potenzialen führt, als bei gleichmäßiger Verteilung zu erwarten ist)

Eine etwaige Unterschätzung des tatsächlichen Linienpotenzials führt aber nicht notwendigerweise auch zu einer Unterschätzung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials, da die angewendete Methodik unter Verwendung von Nutzungsgraden diesbezüglich als relativ robust anzusehen ist (siehe auch Abschnitt 3.2). Der vorliegenden Studie wurde daher der gleiche Wert des Linienpotenzials von 75.100 GWh zu Grunde gelegt. Dadurch wird die Konsistenz und unmittelbare Vergleichbarkeit mit der Studie von 2008 bewahrt.

Die aktuelle Studie beruht damit auch auf dem gleichen hydrologischen Referenzzeitraum (1960-2000) wie die Studie von 2008. Eine Aktualisierung des Linienpotenzials unter zusätzlicher Verwendung der aktuellsten hydrologischen Daten (derzeit bis 2015 verfügbar) wurde nicht durchgeführt, da die Verwendung von weiteren 15 Jahren an hydrologischen Daten nur geringe Verschiebungen des Linienpotenzials zur Folge hätte. Dies wurde bereits bei der Studie von 2008 ersichtlich, bei der zusätzliche 20 Jahre an hydrologischen Daten verwendet wurden. Diese Datenerweiterung bewirkte nur geringe Veränderungen des Linienpotenzialwertes von Schiller (1982).

Durch den Klimawandel wird es mittel- und langfristig durchaus zu deutlichen Verschiebungen in den österreichischen Abflussregimen kommen (z.B. Kling et.al, 2012), wodurch sich teilweise auch das Linienpotenzial verändern wird. Die Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf das österreichische Wasserkraftpotenzial war aber nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

### **3.2 Abschätzung des Technisch-wirtschaftlichen Gesamtpotenzials**

Für die Abschätzung des technisch-wirtschaftliche Potenzials wurde in der Studie von 2008 eine vereinfachter Ansatz entwickelt, der an die vorhandene Datenlage und räumliche Auflösung der Analyse angepasst war. Dabei wurden zunächst alle betrachteten 270 Teilgebiete hinsichtlich Ihrer Eignung für die Wasserkraftnutzung klassifiziert, wobei folgenden objektive hydrologische und topographischen Parametern herangezogen wurden.

- Mittlere Höhenlage des Einzugsgebiets
- Gefälleindex
- Mittlerer Durchfluss
- Median der Dauerlinie

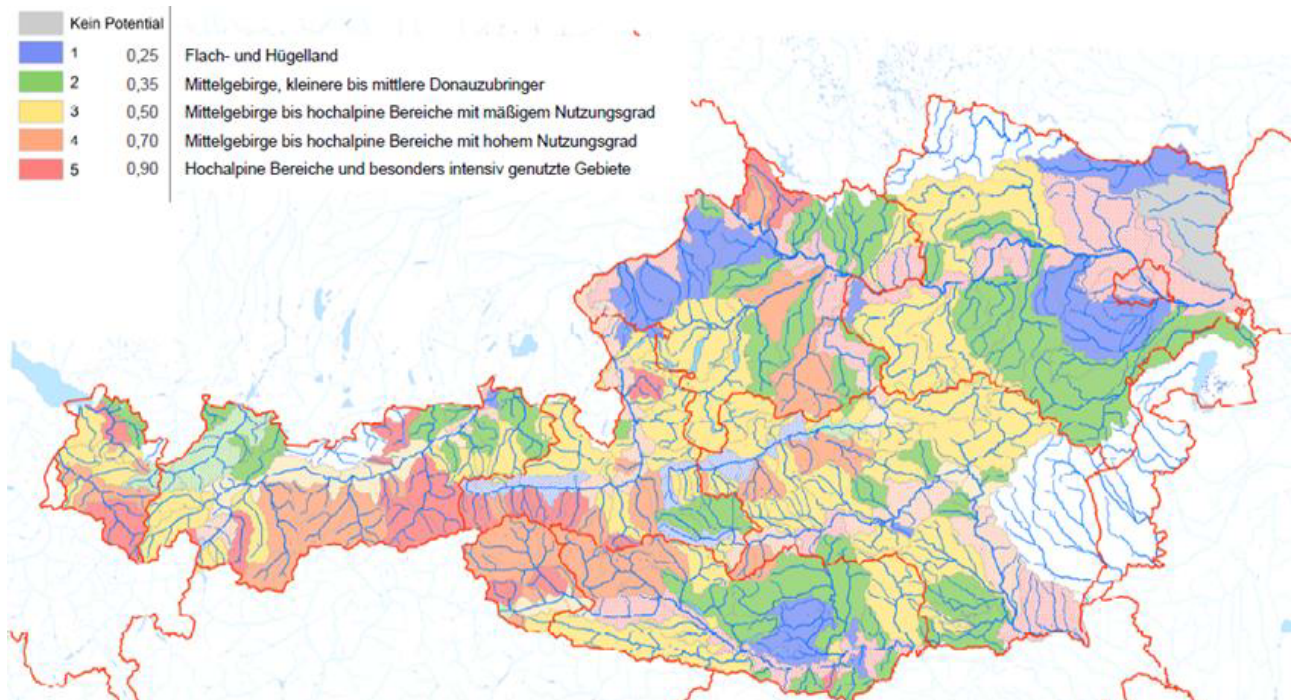
Anschließend an diese automatisierte Klassifizierung wurde eine manuelle Überprüfung durchgeführt, bei der neben den genannten Kenngrößen weitere Informationen bezüglich der Nutzbarkeit des jeweiligen Gebietes herangezogen wurden. Hierzu zählen Daten bezüglich des Untergrunds (Geologie), bereits bestehende Nutzungen insbesondere auch im Kleinwasserkraftbereich, spezielle topographische Gegebenheiten, die im parameterbasierten Ansatz nicht berücksichtigt werden konnten (Steilstücke etc.). Entsprechende Informationen hierzu gründeten sich zum Teil auf Angaben aus den Gesprächen mit den großen Energieversorgungsunternehmen sowie auf der Erfahrung von PÖYRY in der Implementierung von Wasserkraftprojekten. Auf Basis der automatischen Vorklassifizierung und der manuellen Überprüfung wurden schließlich alle 270 Teileinzugsgebiete einer von 5 Klassen zugeteilt ([Tabelle 1](#)).

Für jede dieser 5 Klassen wurden typische Nutzungsgrade definiert, welche anhand von Beispielgebieten abgeleitet wurden. Dabei wurden neben bereits bestehenden Nutzungen auch bekannte Projekte sowie noch sinnvoll nutzbare freie Fließstrecken berücksichtigt. Die Summe dieser bestehenden bzw. noch möglichen Nutzungen im jeweiligen Beispielgebiet wurde dem Wert des Linienpotenzials gegenübergestellt und entsprechende Verhältniswerte (typische Nutzungsgrade) abgeleitet. In weiterer Folge wurde angenommen, dass diese in den Beispielgebieten festgestellten Nutzungsgrade auch auf alle anderen Gebiete zutreffen, die derselben Klasse zugeordnet wurden. Die Gebietsklassen und die entsprechenden Nutzungsgrade sind aus [Tabelle 1](#) ersichtlich.

**Tabelle 1: Nutzungsgrade**

Klasse	Gebietstyp	Nutzungsgrad	
		Studie 2008	Studie 2018
1	Flach- und Hügelland	0,25	0,10
2	Mittelgebirge, kleiner bis mittlere Donauzubringer	0,35	0,20
3	Mittelgebirge bis hochalpine Bereiche mit mäßigem Nutzungsgrad	0,50	0,40
4	Mittelgebirge bis hochalpine Bereiche mit hohem Nutzungsgrad	0,70	0,70
5	Hochalpine Bereiche und besonders intensiv genutzte Gebiete	0,90	0,90

Die Zuordnung der in der Studie betrachteten Gebiete zu den 5 Klassen ist aus untenstehender Kartendarstellung ersichtlich.



**Abbildung 2: Klassifizierung der betrachteten Teilgebiete nach Nutzungsgraden**

Für die Aktualisierung des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials im Rahmen der vorliegenden Studie wurde die bestehende Klasseneinteilung und Zuordnung der Gebiete beibehalten. Anpassungen erfolgten allerdings bei den Nutzungsgraden in den Klassen 1 bis 3. Siehe dazu Kapitel 4.2 sowie letzte Spalte in [Tabelle 1](#).

### **3.3 Abschätzung des ausgebauten Potenzials**

In der Studie von 2008 erfolgte eine umfangreiche Erhebung der Bestandsdaten aller Anlagen mit einer Engpassleistung  $\geq 10$  MW, wobei zusätzlich auch weitgehend vollständige Daten des Anlagenbestands von 5-10 MW erhoben wurden. Dazu wurde eine Befragung aller größeren Energieversorgungsunternehmen durchgeführt sowie zusätzliche Daten aus verschiedenen anderen Quellen gesammelt. Die Erhebung lieferte ein Ausgebautes Potenzial von 35.300 GWh für den Kraftwerkspark  $\geq 10$  MW. Unter Abzug der Anteile von Grenzkraftwerken, die Nachbarländern zuzuordnen sind, ergab sich ein Wert von 33.200 GWh.

Für Anlagen  $< 10$  MW war die Datenbasis relativ unsicher. Der Bestand der Anlagen zwischen 5 und 10 MW wurde zwar relativ genau erhoben. Für den Anlagenbestand  $< 5$  MW gab es aber nur unvollständige und teilweise widersprüchliche Datensätze aus verschiedenen Quellen. Unter Berücksichtigung dieser Unsicherheiten wurde von einem ausgebauten Kleinwasserkraftpotenzial ( $< 10$  MW) von ca. 5.000 GWh ausgegangen.

Der gesamte Anlagenbestand (abzüglich des Anteils der Nachbarländer) wurde somit auf 38.200 GWh geschätzt.

Im Unterschied zur Studie von 2008 wird in der vorliegenden Studie grundsätzlich zwischen Anlagen  $\geq 5$  MW und Anlagen  $< 5$  MW unterschieden. Darüber hinaus wird auch die Größenordnung 5 bis 10 MW getrennt dargestellt. Um das ausgebaute Potenzial auf den Stand 2018 zu bringen werden zusätzlich zu den bereits 2008 erfassten Daten die folgenden Daten erhoben:

#### **3.3.1 Anlagen $\geq 5$ MW**

Als Ausgangsbasis dient die Anlagendatenbank der Studie von 2008. Zusätzlich werden jene Anlagen erfasst, die

- im Zeitraum 2008-2018 in Betrieb gegangen sind
- sich gerade in Bau befinden
- aus anderen Gründen 2008 (noch) nicht erfasst wurden.

Als Grundlage für diese Datenaktualisierung dienen die folgenden Quellen:

- die Studie „Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft“ (AGAW, 2017)
- die von OE publizierte Liste an in Bau befindlichen Projekten
- zusätzlich von verschiedenen Betreibern erhaltene Daten über Bestandserweiterungen
- verschiedene Literatur und Internetpublikationen zum Anlagenbestand



### 3.3.2 Anlagen < 5 MW

Im Unterschied zum Anlagenbestand  $\geq 5$  MW erfolgte keine Aktualisierung der Auswertungen von 2008, sondern es wurde eine komplette Neuerfassung aller Anlagen < 5 MW durchgeführt. Als Basis dafür diente ein Datensatz, der alle in Österreich vergebenen Wasserrechte zur Wasserkraftnutzung umfasste (ca. 6800 Eintragungen). Er wurde vom Verein Kleinwasserkraft Österreich (KÖ) zur Verfügung gestellt und beinhaltete im Wesentlichen die Eintragungen der Wasserrechte in die Wasserbücher der Bezirkshauptmannschaften. Diese wurden von KÖ digitalisiert bzw. von den bereits vorhandenen digitalen Verzeichnissen der Bundesländer übernommen. Entsprechend der Struktur des Wasserbuchs bzw. der digitalen Informationssysteme der Länder waren für jeden Eintrag die folgenden Informationen (teilweise unvollständig) enthalten:

Kenngrößen	Anmerkungen
Bundesland	
Bezirkshauptmannschaft	
Gewässername	
Geografische Koordinaten	Geografische Länge, Geografische Breite
Status	In Betrieb / Außer Betrieb / Unbekannt
Wasserbuch PZ	
Kraftwerkstyp 1	Ausleitungskraftwerk / Flusskraftwerk
Kraftwerkstyp 2	Laufkraftwerk / Speicherkraftwerk
Turbinentyp	
Turbinenzahl	
Ausbaudurchfluss [m <sup>3</sup> /s]	
Bruttofallhöhe [m]	
EPL [kW]	
RAV [kWh/a]	

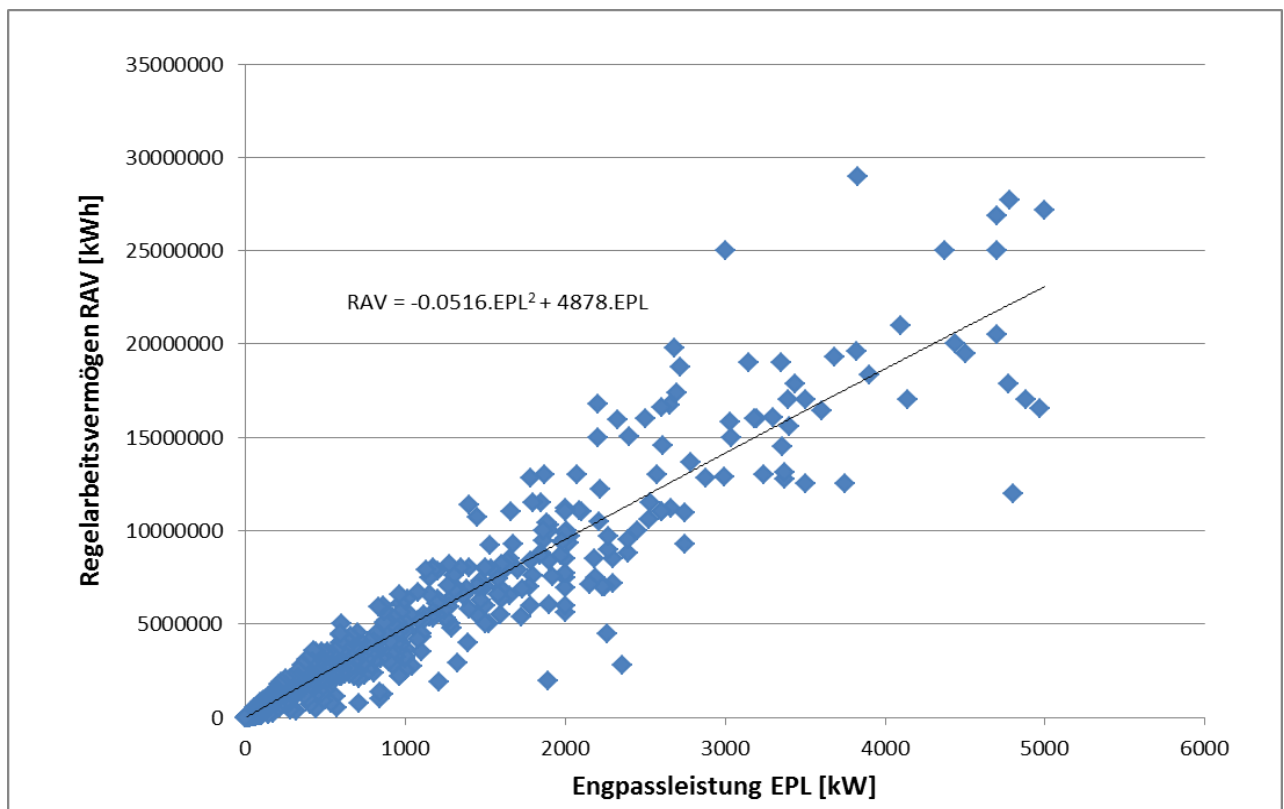
Bei den übermittelten Daten handelte es sich im Wesentlichen um grob geprüfte Rohdaten, die noch nicht im Detail auf Plausibilität untersucht waren. Im Rahmen der vorliegenden Studie war es nicht möglich, alle Daten eingehend auf Plausibilität und Vollständigkeit zu prüfen. Es wurden aber einige automatische Filteralgorithmen angewandt, um unplausible Daten zu identifizieren. Diese wurden dann genauer geprüft und soweit dies möglich war verbessert. Dabei wurden insgesamt einige hundert Eintragungen korrigiert. Die häufigsten Fehler waren Verschiebungen in den 10-er Stellen bzw. Einheitenfehler (z.B. Angabe des RAV in MWh oder GWh statt in kWh).

Von den insgesamt 6823 eingetragenen Wasserkraftanlagen sind 1162 nicht mehr in Betrieb. Weitere 148 Eintragungen haben eine Engpassleistung von  $\geq 5$  MW, sodass letztlich 5513 Datensätze einer genaueren Auswertung unterzogen wurden.

Bei etwa 1800 Eintragungen waren sowohl Angaben zur Engpassleistung (EPL) als auch zum Regelarbeitsvermögen (RAV) vorhanden. Daraus konnte der in [Abbildung 3](#) gezeigte Zusammenhang abgeleitet werden, welcher durch folgende Regressionsfunktion beschrieben werden kann:

$$\text{RAV} = -0,052 \text{ EPL}^2 + 4878 \text{ EPL} \quad 3.3$$

Die Funktion zeigt, dass bei kleinen Anlagen durchschnittlich mit etwa 4800 Volllaststunden gerechnet werden kann. Für größere Anlagen nimmt dieser Wert etwas ab (bei 5 MW im Mittel ca. 4600 h). Die Kenndaten einzelner Anlagen streuen teilweise allerdings sehr stark um diese mittleren Werte. Dies gilt insbesondere für Anlagen  $> 2$  MW.



**Abbildung 3: Zusammenhang zwischen EPL und RAV bei Anlagen  $< 5$  MW**

Plausible RAV-Daten waren insgesamt nur für 1675 Kleinwasserkraftanlagen vorhanden. Für weitere 2117 Eintragungen waren zumindest EPL-Daten vorhanden, bzw. konnten diese aus den Angaben zu Ausbaudurchfluss und Bruttofallhöhe grob abgeschätzt werden. Für diese 2117 Anlagen wurde das RAV unter Verwendung der oben dargestellten Regressionsfunktion geschätzt. D.h. je nach Anlagengröße wurden 4600 bis 4800 Volllaststunden angenommen. Generell zeigte sich, dass die Eintragungen bei denen das EPL aus Fallhöhe und Ausbaudurchfluss rückgerechnet werden musste, relativ alte und kleine Anlagen waren (durchschnittliche Engpassleistung 76 kW).

Für 1721 Anlagen waren kaum Daten vorhanden, sodass kein RAV bzw. EPL rückgerechnet werden konnte. Hier wurde davon ausgegangen, dass es sich ebenfalls um sehr alte Einträge von kleinen Anlagen handelt. Für alle diese Einträge wurde eine EPL von 76 kW (0,076 MW) und ein RAV von 372 MWh (0,372 GWh) angesetzt. Letzteres wurde mittels obiger Regressionsfunktion aus der geschätzten EPL abgeleitet.

Von allen 6823 Eintragungen (Anlagen < 5 MW und Anlagen ≥ 5 MW) war der Status bei 5239 Anlagen bekannt (In Betrieb / Außer Betrieb). Von diesen Anlagen mit bekanntem Status sind mehr als 22% außer Betrieb. Es wurde davon ausgegangen dass bei allen Kleinwasserkraftanlagen mit unbekanntem Status ebenfalls ca. ¼ aller Anlagen bereits außer Betrieb sind. Das RAV dieser Anlagen mit unbekanntem Status wurde daher pauschal um 25% reduziert.

Abbildung 4 zeigt die Verteilung der 5513 ausgewerteten Kleinwasserkraftanlagen < 5 MW über die Bundesländer. Dabei zeigt sich eine etwa gleichmäßige Verteilung der Anlagenanzahl mit jeweils etwa 800 bis 1000 Anlagen in den großen Bundesländern (Tirol, Salzburg, Kärnten, Steiermark, OÖ, NÖ). Auffällig ist dabei die relativ große Anzahl an Anlagen mit fehlenden RAV-Daten in der Steiermark. Begründet ist dies durch den Aufbau des digitalen Wasserbuches in der Steiermark, welches meist nur die Entnahmemenge (in m<sup>3</sup>/s oder l/s) angibt, jedoch keine Informationen zur genutzten Fallhöhe oder der Engpassleistung. Damit konnte für diese Anlagen das RAV auch nicht geschätzt werden. Wie oben beschrieben wurde für alle diese Anlagen ein mittleres RAV von 372 MWh angenommen. Trotz dieser Unsicherheiten im RAV deckt sich die erhobene Anzahl der Anlagen in der Steiermark gut mit den Informationen aus anderen Quellen. Laut schriftlicher Auskunft beim Land Steiermark betrug der Bestand im Jänner 2018 insgesamt 873 Kleinwasserkraftanlagen.

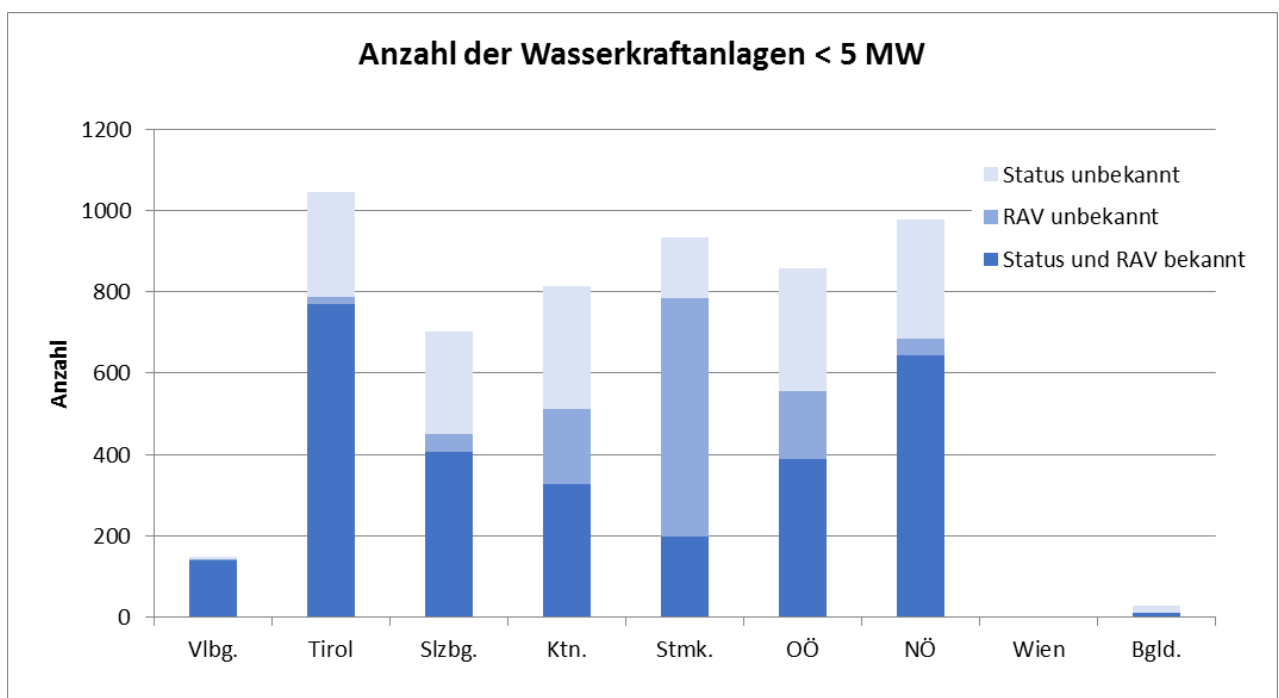
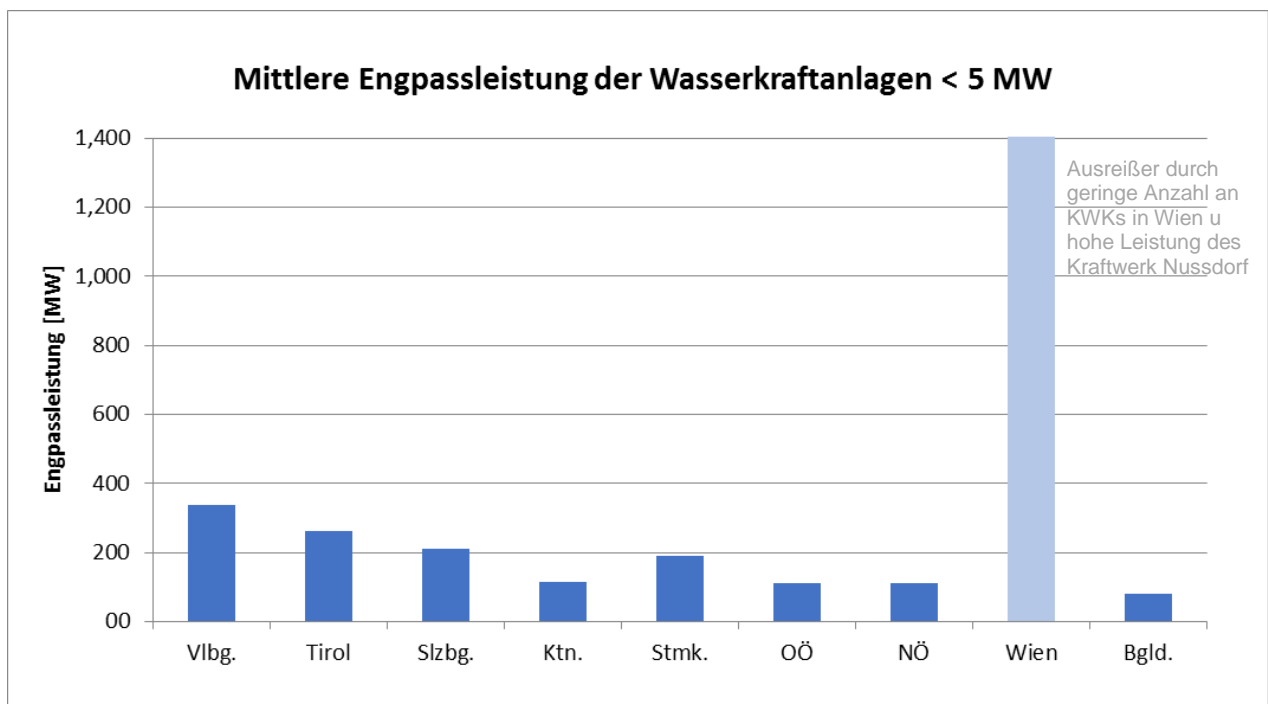


Abbildung 4: Anzahl der Wasserkraftanlagen < 5 MW



Betrachtet man die mittlere Engpassleistung der Kleinwasserkraftwerke in den Bundesländern, so ist auffällig, dass es ein deutliches West-Ost Gefälle gibt. Dies ist im Wesentlichen dadurch begründet, dass im alpinen Westen auch viele relativ neue Kleinwasserkraftanlagen stehen, die typischerweise große Fallhöhen und damit auch eher größere Engpassleistungen aufweisen. Demgegenüber stehen in den östlichen Bundesländern viele alte Kleinkraftwerke, die im Zusammenhang mit Industrieanlagen errichtet wurden. Diese befinden sich oft an kleineren Flüssen oder Werkskanälen und weisen typischerweise geringere Fallhöhen und dadurch meist auch kleinere Engpassleistungen auf.



**Abbildung 5: Mittlere Engpassleistung der Wasserkraftanlagen < 5 MW**

### 3.4 Abschätzung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials

Nach Erhebung des Linienpotenzials, des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials (TWP) und des Ausgebauten Potenzials (Kraftwerksbestands  $\geq 5$  MW und  $< 5$  MW) ist der letzte Schritt in der methodischen Vorgangsweise die Bestimmung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials (TWRP).

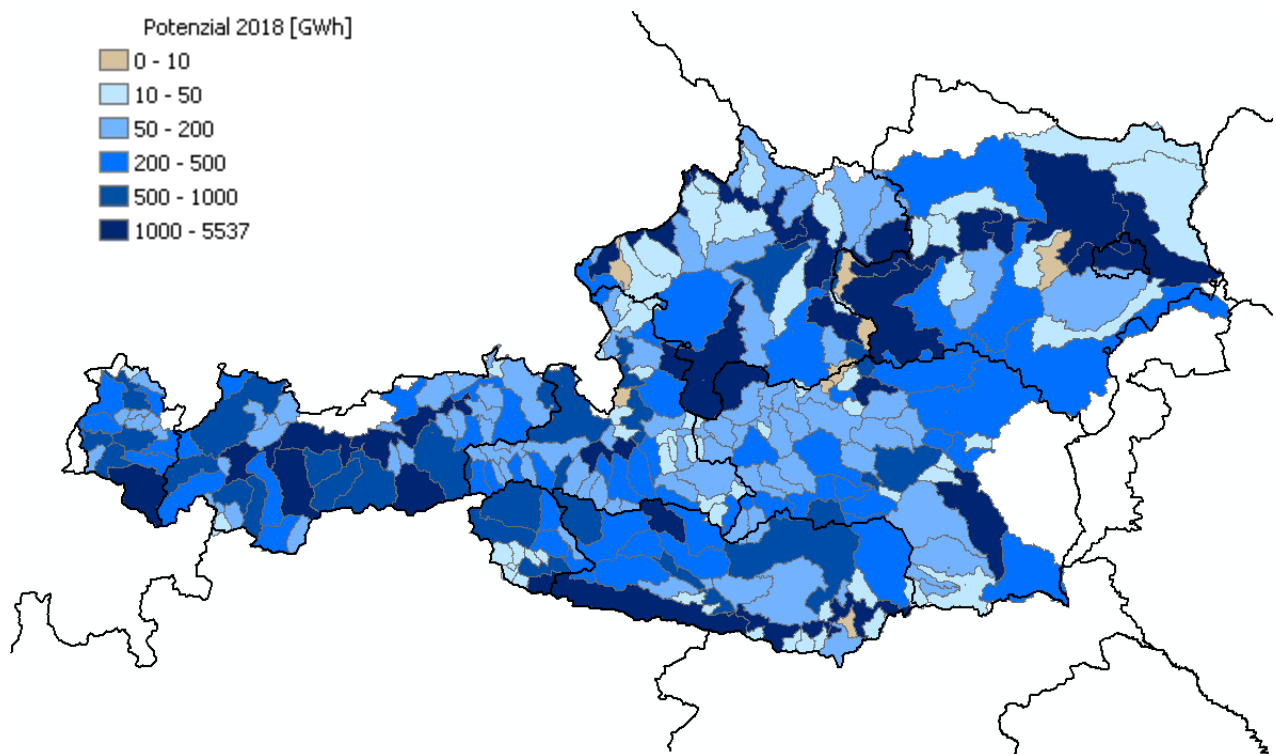
Wie schon in der Studie von 2008 wurde das TWRP durch Subtraktion des Kraftwerksbestands vom technisch-wirtschaftlichen Gesamtpotenzial bestimmt. Die Bestimmung des TWP, des Bestands und des TWRP erfolgte dabei für jedes der ca. 270 Teilgebiete. Abschließend wurden die Ergebnisse auf Landes- und Bundesebene aggregiert. Sie werden im folgenden Kapitel zusammenfassend dargestellt und diskutiert. Dabei werden auch grundsätzliche Überlegungen zur Ausbaufähigkeit des TWRP angestellt.

## 4 ERGEBNISSE

### 4.1 Linienpotenzial

Wie bereits in Kapitel 2.2 ausgeführt, wurde für das gesamte Untersuchungsgebiet ein Abflusslinienpotenzial von rund **75.100 GWh** ermittelt. **Abbildung 6** zeigt die Verteilung des Linienpotenzials über die 270 untersuchten Teilgebiete. Die Farben zeigen die absolute Größe des geschätzten Linienpotenzials in jedem Teilgebiet, unterteilt in 5 Klassen. Durch die unterschiedlichen Gebietsgrößen ist der optische Eindruck des Potenzials in einigen großen Teilgebieten etwas überbetont.

Wie in Kapitel 2.2 erläutert, stellt der nach Schiller ermittelte Wert des Linienpotenzials eine konservative Schätzung dar, die vermutlich unter dem tatsächlichen Wert liegt. Auf die Genauigkeit der nachfolgenden Auswertung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials hat dies aber relativ geringe Auswirkung.



**Abbildung 6: Linienpotenzial in den betrachteten Teilgebieten**

## 4.2 Technisch-wirtschaftliches Potenzial

Vor der Auswertung des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials wurden grundsätzliche Überlegungen angestellt, ob der in Abschnitt 2.3 beschriebene methodische Ansatz auch für die aktualisierte Studie noch als zutreffend zu betrachten ist. Insbesondere die der Definition zu Grunde liegenden „mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen“<sup>4</sup>, unter denen eine Nutzung des Potenzials als sinnvoll erscheint, wurden hinterfragt. Die für die Bestimmung des TWP angewendeten gebietstypischen Nutzungsgrade wurden aus Beispielgebieten abgeleitet, in denen in den vergangenen Jahrzehnten bzw. im letzten Jahrhundert ein Wasserkraftausbau unter bestimmten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgt ist. Diese sind allerdings mit dem heutigen wirtschaftlichen Umfeld eines liberalisierten Strommarktes mit relativ niedrigen Strompreisen kaum vergleichbar. Insbesondere in den Gebietsklassen 1 bis 3, in denen sich viele Kleinwasserkraftwerke aus der Frühzeit der Elektrifizierung befinden, gibt es nur mehr sehr wenige neue Standorte die sich ohne substanzielle Förderung wirtschaftlich darstellen lassen. Das hängt insbesondere mit dem relativ geringen Gefälle dieser Flussstrecken zusammen, die lange Stauhaltungen oder Triebwasserwege erfordern würden, um eine nennenswerte Fallhöhe zu generieren. Solche Projekte sind heute nur mehr schwer realisierbar. Interessant ist in diesen Regionen vor allem die Nutzung von bereits bestehenden Sohlstufen. Aber auch diese müssen ausreichende Fallhöhe aufweisen, damit eine wirtschaftliche Nutzung möglich ist.

Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde der mögliche Nutzungsgrad in den Gebietsklassen 1 bis 3 reduziert. Die angepassten Nutzungsgrade, die in der aktualisierten Studie 2018 angewendet wurden, sind in [Tabelle 1](#) dargestellt. In jenen Teilgebieten der Klasse 1 bis 3, in denen durch den vorhandenen Kraftwerksbestand bereits jetzt ein tatsächlicher Nutzungsgrad besteht, der über dem angenommenen charakteristischen Nutzungsgrad liegt, wurde der tatsächliche Nutzungsgrad übernommen.

Gleichzeitig wurde für die Klassen 4 und 5 festgestellt, dass in den letzten Jahren und Jahrzehnten in immer mehr Teilgebieten tatsächliche Nutzungsgrade erreicht wurden, die über den Werten liegen, die ursprünglich für diese Klassen als charakteristisch angenommen wurden (0,7 bzw. 0,9). In einigen Gebieten liegt der tatsächliche Nutzungsgrad bereits über 1,0. Dies bestätigt die bereits mehrfach genannte Vermutung, dass das Linienpotenzial insbesondere in den alpinen Seitenbächen deutlich unterschätzt wird. Um auf der konservativen Seite zu bleiben, wurde für die Klassen 4 und 5 aber keine generelle Erhöhung der charakteristischen Nutzungsgrade durchgeführt. Durch die Aktualisierung des Kraftwerksbestands musste in einigen Teilgebieten der Nutzungsgrad trotzdem nach oben revidiert werden. Insbesondere die genaue Verortung der Anlagen < 5 MW, die in dieser Studie erstmals durchgeführt wurde (Abschnitt 4.3.2), bewirkte in einigen Teilgebieten eine deutliche Anhebung des ursprünglich angenommenen Nutzungsgrad.

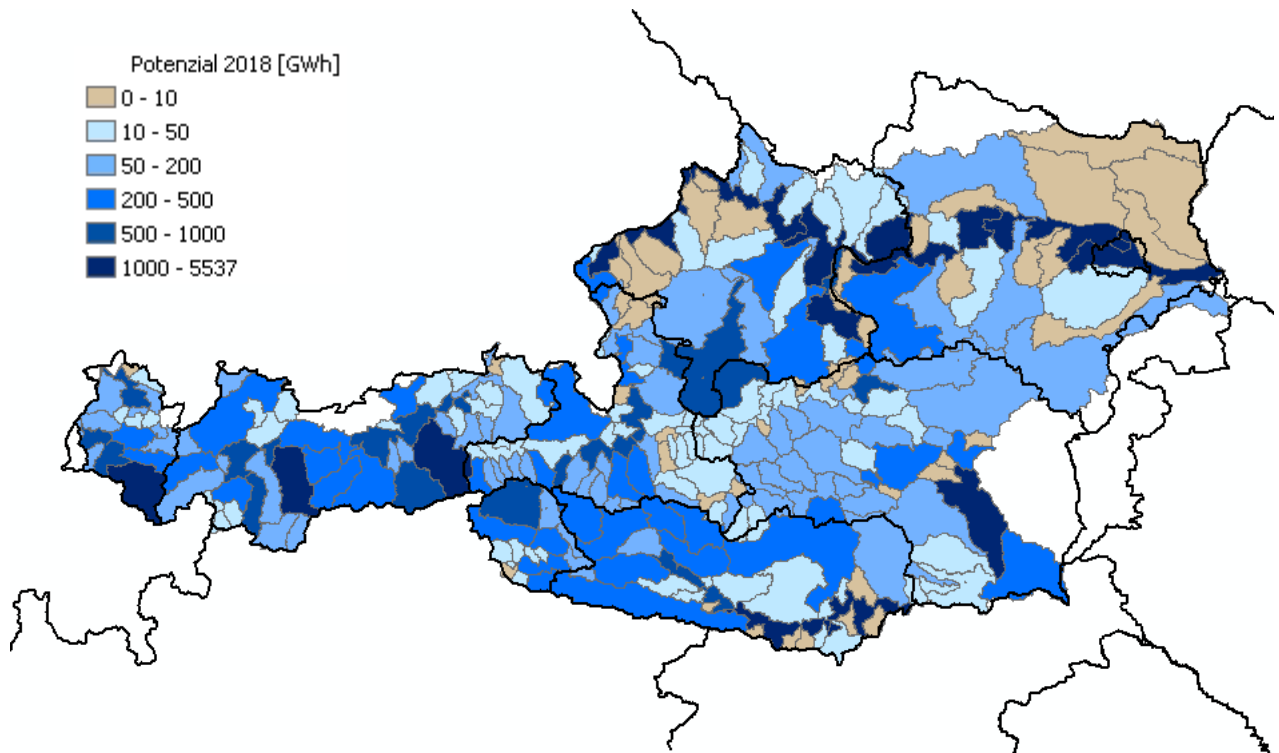
In Summe hält sich die Reduktion der charakteristischen Nutzungsgrade in den Klassen 1 bis 3 sowie die Erhöhung der tatsächlichen Nutzungsgrade in einigen hoch ausgebauten Teilgebieten der Klasse 4 und 5 ungefähr die Waage. Das aktualisierte technisch-wirtschaftliche Potenzial

---

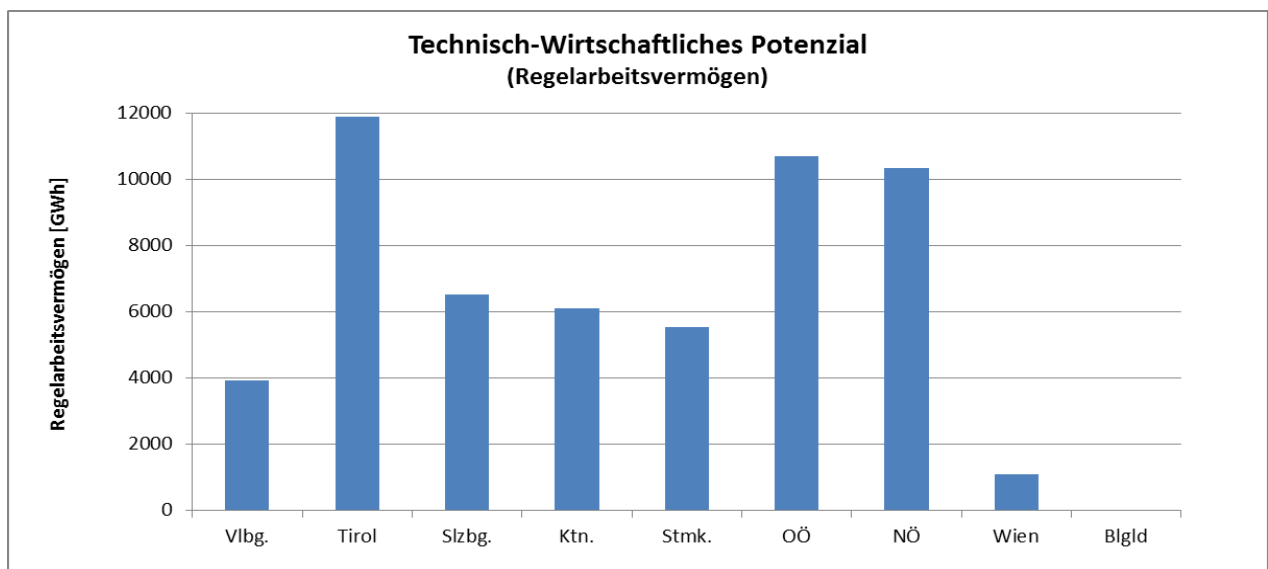
<sup>4</sup> Die mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können Änderungen unterliegen, die unternehmerische Investitionsentscheidungen erschweren.

liegt damit in einer ähnlichen Größenordnung wie in der Studie von 2008, wobei eine leichte Verschiebung von den Gebieten der Klassen 1 bis 3 in die Gebiete der Klassen 4 bis 5 erfolgte.

In **Abbildung 7** ist die Verteilung des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials über die 270 untersuchten Teilgebiete dargestellt. Die Farben zeigen die absolute Größe des geschätzten Potenzials in jedem Teilgebiet, unterteilt in 5 Klassen. Durch die unterschiedlichen Gebietsgrößen ist der optische Eindruck des Potenzials in einigen großen Teilgebieten etwas überbetont. Der Anteil des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials in den Bundesländern ist in **Abbildung 8** dargestellt. Für gesamt Österreich wurde das Technisch-wirtschaftliche Potenzial auf **56.100 GWh** geschätzt



**Abbildung 7: Technisch-wirtschaftliches Potenzial in den betrachteten Teilgebieten**

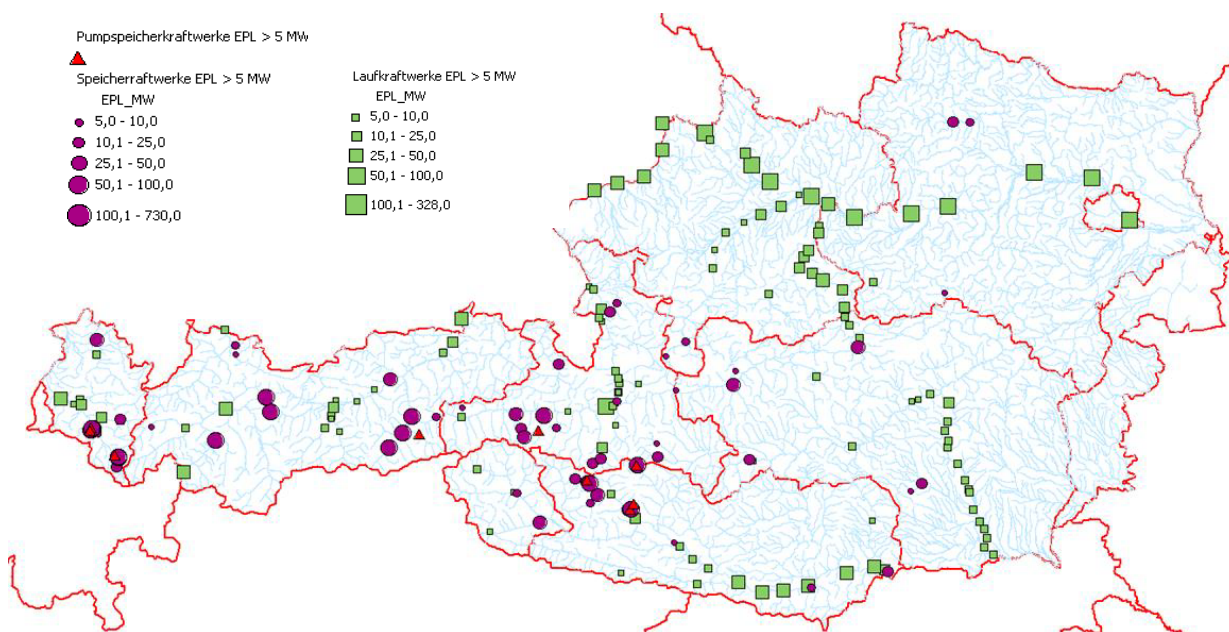


**Abbildung 8: Technisch-wirtschaftliches Potenzial in den Bundesländern (als RAV)**

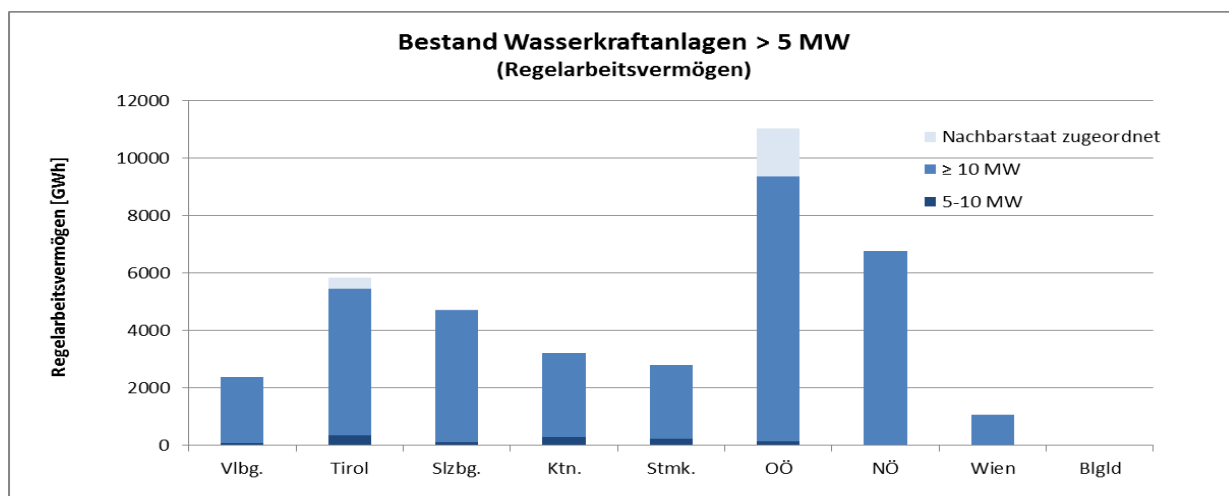
### 4.3 Ausgebautes Potenzial (Kraftwerksbestand)

#### 4.3.1 Anlagen $\geq 5$ MW

Abbildung 9 zeigt die Lage aller Kraftwerksanlagen mit einer Engpasseleistung  $\geq 5$  MW, welche 2018 in Betrieb sind oder sich derzeit in Bau befinden. Der Anteil des Kraftwerksbestands in den Bundesländern ist in **Abbildung 10** dargestellt. Bei den Kraftwerken an der Staatsgrenze wurde dabei nur jeweils der österreichische Anteil des Regelarbeitsvermögens berücksichtigt. Kraftwerke an innerösterreichischen Landesgrenzen wurden nicht auf zwei Bundesländer aufgeteilt, sondern immer nur einem Bundesland zugerechnet. Eine tabellarische Zusammenfassung des Kraftwerksbestands in den Bundesländern findet sich im Anhang. Für den gesamten österreichische Kraftwerksbestand von Anlagen  $\geq 5$  MW wurde ein Regelarbeitsvermögen von rund **35.700 GWh** ermittelt.



**Abbildung 9: Österreichische Kraftwerksanlagen mit einer Engpasseleistung  $\geq 5$  MW**

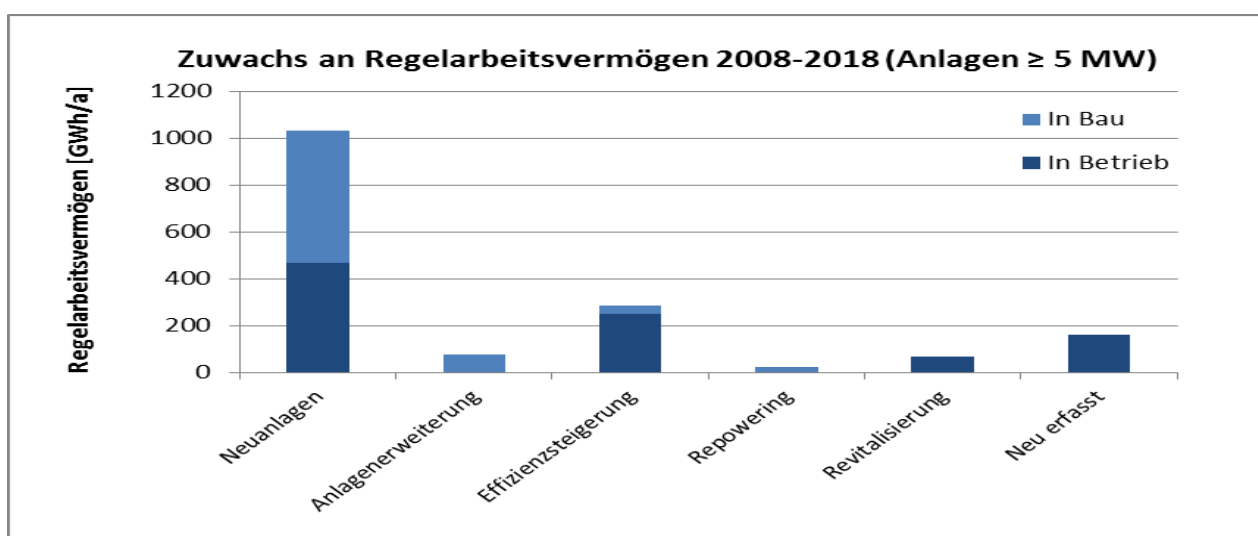


**Abbildung 10: Bestand an Wasserkraftanlagen  $\geq 5$  MW in den Bundesländern (als RAV)**

Verglichen mit der Studie von 2008 hat sich der Bestand an Anlagen > 5 MW um ca. 1600 GWh erhöht. Dieser Zuwachs begründet sich im Wesentlichen auf die Errichtung von Neuanlagen und Anlagenerweiterungen (rund 1100 GWh), davon befindet sich etwa die Hälfte noch in Bau. Diese noch in Bau befindlichen Anlagen werden bis spätestens 2021/2022 in Betrieb gehen.

Weitere knapp 400 GWh wurden durch Anlagenoptimierung (Effizienzsteigerung, Repowering, Revitalisierung) gewonnen. Sie sind bereits größtenteils umgesetzt. In der Studie von 2008 wurde das gesamte Optimierungspotenzial auf 1500 GWh geschätzt. Von diesem Potenzial sind demnach derzeit noch etwas mehr als 1000 GWh vorhanden.

In der aktuellen Studie wurden auch einige Anlagen neu erfasst (ca. 150 GWh), die 2008 zwar schon in Betrieb waren, in der vorangegangenen Studie aber nicht berücksichtigt wurden. Dabei handelte es sich um Anlagen, für die 2008 keine Daten zur Verfügung standen, sowie Anlagen mit einer Engpassleistung nahe bei 5 MW, die damals der Kategorie < 5 MW zugeordnet wurden.



**Abbildung 11: Zuwachs an Regelarbeitsvermögen bei Anlagen ≥ 5 MW im Zeitraum 2008-2018**

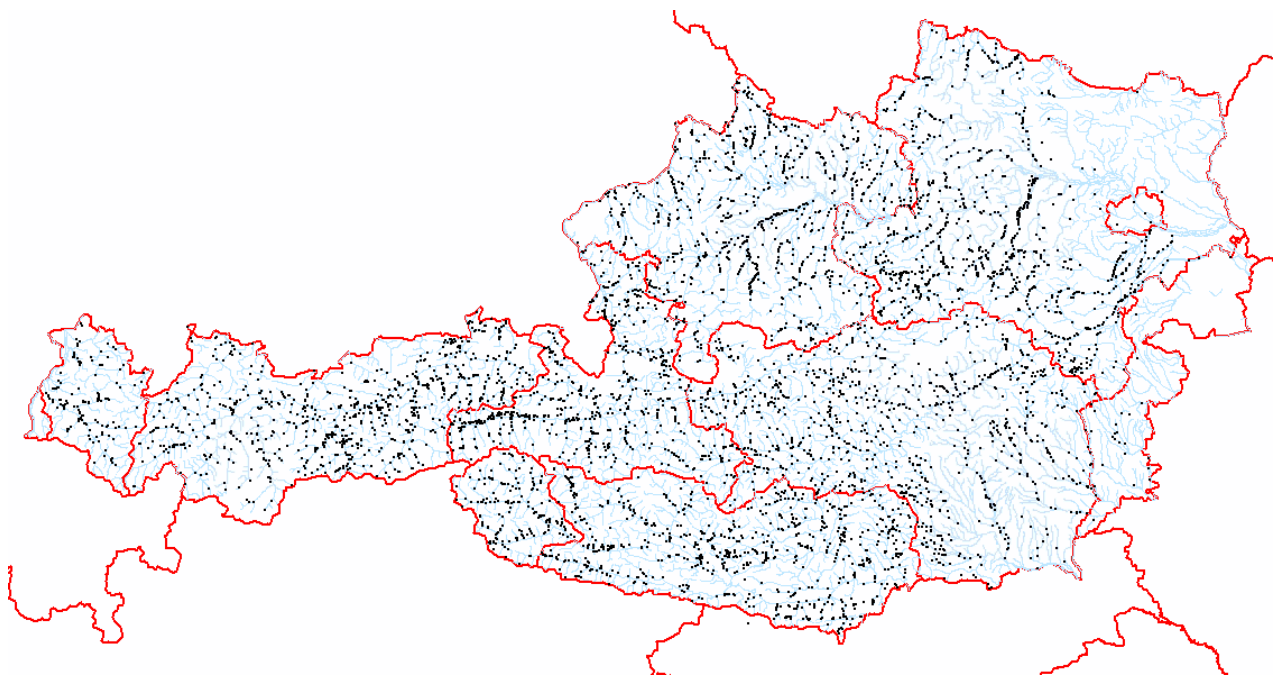
Bei der Erhebung des Bestandszuwachses wurden grundsätzlich nur (bauliche) Maßnahmen berücksichtigt, die zu einer Erhöhung der EPL- bzw. RAV-Werte geführt haben. RAV-Erhöhungen durch aktualisierte hydrologische Daten, wie sie von einigen Betreibern bekanntgegeben wurden, wurden nicht eingepflegt. Die angeführten Zahlen beruhen daher grundsätzlich auf dem hydrologischen Datenstand der Studie von 2008.

Nicht explizit berücksichtigt wurden weiters die Verminderungen des Regelarbeitsvermögens, welche durch die Umsetzung der EU Wasserrahmenrichtlinie erfolgt sind (siehe dazu auch Abschnitt 4.3.4). In der Studie „Der Nationale Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 – Umgesetzte Maßnahmen der österreichischen Wasserkraft“ (Österreichs E-Wirtschaft, 2015) werden insgesamt 133 Maßnahmen angeführt, die zu einer jährlichen Mindererzeugung von ca. 160 GWh führen. Weitere Mindererzeugungen sind durch die Maßnahmen zu erwarten, die im Rahmen des NGP 2015 umzusetzen sind. Im Vergleichszeitraum 2008-2018 steht damit einem Zuwachs von 1600 GWh ein gleichzeitiger Verlust von zumindest 160 GWh gegenüber. Ein Teil dieses Verlustes betrifft allerdings Anlagen < 5 MW bzw. ist im Zuwachs von 1600 GWh bereits implizit berücksichtigt. Der noch nicht berücksichtigte Anteil der RAV-Minderungen durch die Umsetzung der EU WRRL beträgt etwa 120 GWh. Der Nettozuwachs im Bereich der größeren Anlagen beträgt daher rund 1500 GWh. Berücksichtigt man die RAV-Minderung auch im Gesamtbestand der Anlagen ≥ 5 MW beträgt dieser rund 35.600 GWh (siehe auch [Tabelle 3](#)).

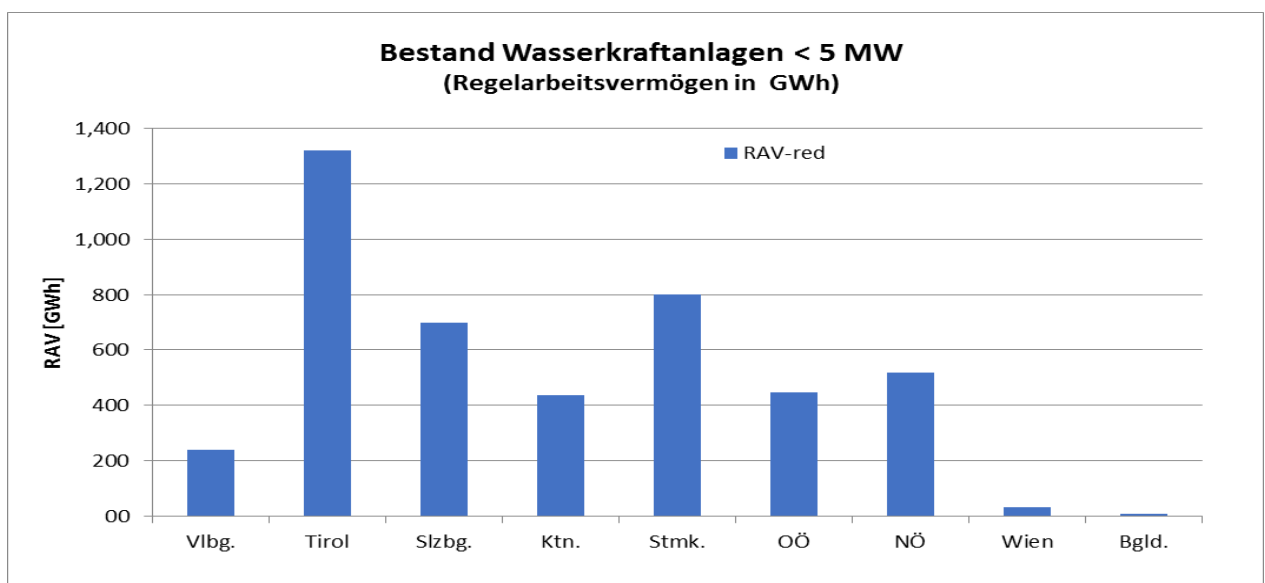


### 4.3.2 Anlagen < 5 MW

Abbildung 12 zeigt die Lage aller Kraftwerksanlagen mit einer Engpassleistung < 5 MW, welche derzeit in Betrieb sind. Der Anteil des Kraftwerksbestands < 5 MW in den Bundesländern ist in Abbildung 13 dargestellt. Wie in Abschnitt 3.3.2 gezeigt wurde, ist die Anzahl der Kleinwasserkraftanlagen etwa gleichmäßig über die großen Bundesländer verteilt. Bedingt durch die tendenziell höheren Engpassleistungen in den westlichen Bundesländern dominiert beim Regelarbeitsvermögen aber eindeutig Tirol. Das gesamte RAV der Anlagen < 5 MW beläuft sich auf etwa 4500 GWh.



**Abbildung 12: Österreichische Kraftwerksanlagen mit einer Engpassleistung < 5 MW**

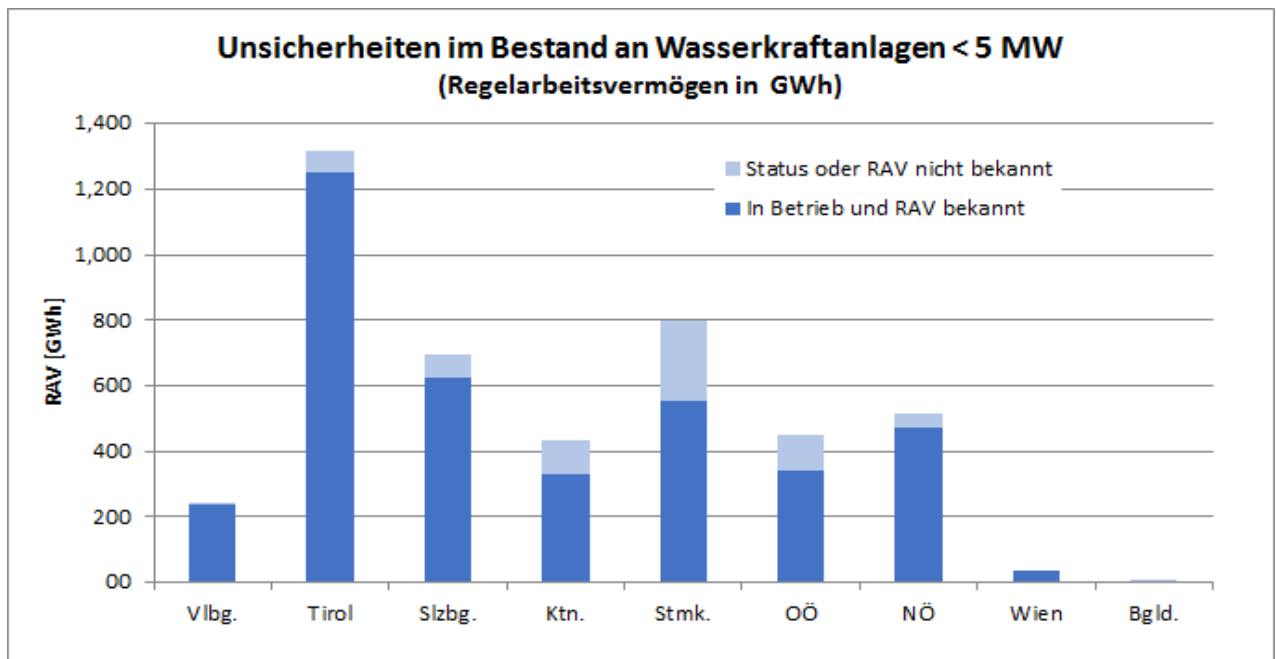


**Abbildung 13: Bestand an Wasserkraftanlagen < 5 MW in den Bundesländern (als RAV)**



Im Unterschied zur Studie von 2008 war es mit dem neu erhaltenen Datensatz erstmals möglich, die Anlagen < 5 MW genau zu verorten und auch den ca. 270 betrachteten Teilgebieten genau zuzuordnen. Aus den obigen Darstellungen ist ersichtlich, dass ein Teil des Kleinwasserkraftbestands außerhalb jener Teilgebiete liegt, die in der vorliegenden Studie betrachtet wurden. Das RAV dieser Anlagen beträgt in Summe ca. 100 GWh. Diese Erzeugung ist nicht unbedeutend, fällt aber bei der Betrachtung des gesamten Bundesgebietes kaum ins Gewicht. Bei der Bestimmung des technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials und der Darstellung der gesamt-österreichischen Zahlen wurde dieser Anteil, bzw. die Regionen, in denen sich diese Anlagen befinden (Einzugsgebiete der Raab, Lainsitz/Moldau...), daher nicht berücksichtigt. Für die untersuchten 270 Teilgebiete ergibt sich damit ein Regelarbeitsvermögen von insgesamt **4400 GWh**.

Es muss darauf hingewiesen werden, dass bei der Auswertung der Erzeugung der Kleinwasserkraftanlagen noch Unsicherheiten bestehen, da bei rund 1000 Anlagen der genaue Status (in Betrieb oder außer Betrieb) nicht bekannt ist und/oder keine RAV Daten vorhanden waren. Für Anlagen ohne RAV-Angaben wurde ein mittleres RAV angenommen, das aus vergleichbaren Datensätzen abgeleitet wurde (siehe auch Kapitel 3.3.2). Das führt insgesamt zu einer gewissen Unsicherheit in der Abschätzung der Gesamtwerte. Der unsichere Anteil der RAV-Schätzung ist in **Abbildung 14** dargestellt. Besonders hoch ist der unsichere Anteil der Schätzung in der Steiermark, da hier große Datenlücken bei der Angabe des RAVs bestehen.

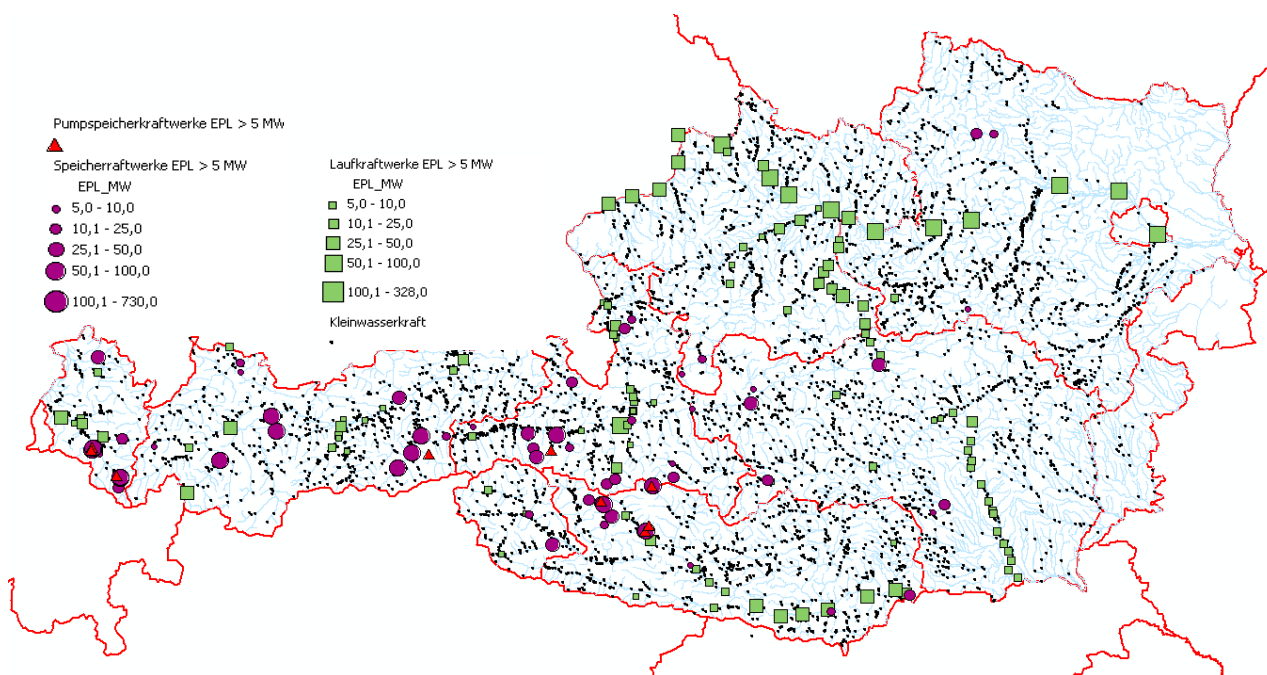


**Abbildung 14: Unsicherheiten im Bestand an Wasserkraftanlagen < 5 MW in den Bundesländern**

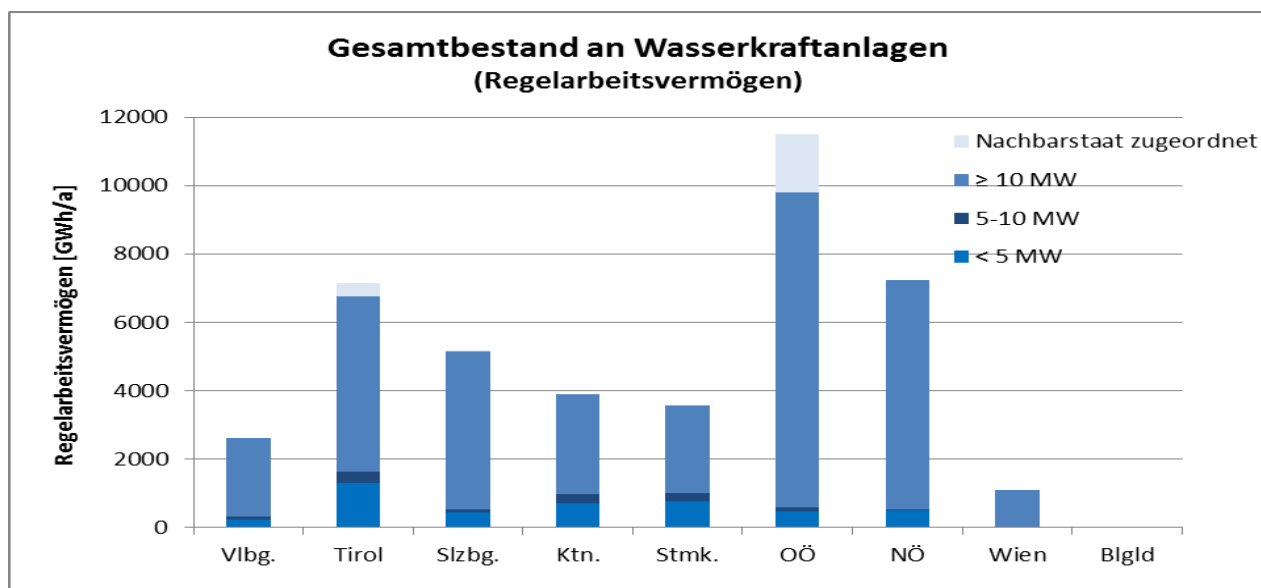
Der Bestandszuwachs im Zeitraum 2008-2018 kann nicht genau beziffert werden, da in der Studie von 2008 nur grobe Schätzungen vorhanden waren und der Kleinwasserkraftbestand außerdem für die Kategorie < 10 MW angegeben wurde. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass einige 100 GWh an Anlagenbestand zugebaut wurden.

### 4.3.3 Gesamtbestand

Abbildung 15 zeigt die Lage aller Kraftwerksanlagen, die im Rahmen dieser Studie erfasst wurden. Dabei wurden die beiden Datensätze ( $\geq 5$  MW und  $< 5$  MW) überlagert. Der Anteil des Kraftwerksbestands in den Bundesländern ist in **Abbildung 16** dargestellt. Dabei erfolgte eine getrennte Auswertung für die Kategorien  $< 5$  MW, 5-10 MW und  $\geq 10$  MW. Das gesamte ausgebaute Wasserkraftpotenzial beträgt demnach rund 42.300 GWh. Reduziert man den Wert um den Bestand, der sich außerhalb der betrachteten Gebiete befindet, erhält man ein Ausgebautes Potenzial von 42.200 GWh. Reduziert man den Kraftwerksbestand an den Grenzflüssen um jenen Anteil, der den Nachbarstaaten zuzuordnen ist, ergibt sich ein Wert von **40.100 GWh**. Dieser wurde zur Bestimmung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials herangezogen (siehe auch **Tabelle 3**).



**Abbildung 15: Gesamtbestand an Kraftwerksanlagen in Österreich**



**Abbildung 16: Gesamtbestand an Wasserkraftwerksanlagen in den Bundesländern (als RAV)**

#### 4.3.4 Auswirkungen der Umsetzung der EU Wasserrahmenrichtlinie auf den Bestand

Ziel der EU Wasserrahmenrichtlinie (EU WRRL) ist die stufenweise Erreichung des guten ökologischen Zustandes bzw. Potenzials für alle Oberflächengewässer und Grundwasserkörper. Die nationale Umsetzung der EU WRRL erfolgt im Wasserrecht bzw. in den Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplänen (NGP), die alle 6 Jahre zu erstellen sind. Der erste NGP wurde 2009 erlassen. Es wurden darin Maßnahmen vorgeschrieben, die in den prioritären Gewässern (Einzugsgebiet >100 km<sup>2</sup>, Mündungsbereiche großer Nebenflüsse, Wanderstrecken der weit- und mittelstreckenwandernden Fischarten) bis 2015 umzusetzen waren. Ziel war es, in den Gewässerabschnitten des prioritären Sanierungsraums eine signifikante Verbesserung des hydromorphologischen Zustandes zu erreichen. Der Schwerpunkt der Maßnahmen lag dabei bei der Wiederherstellung der Durchgängigkeit (bei Querbauwerken) sowie bei der Bereitstellung einer ausreichenden Restwassermenge. Ein weiterer Schwerpunkt lag in der Verbesserung der Gewässerstruktur, wodurch Lebensraum für die aquatische Biozönose geschaffen werden soll.

Aus dem NGP 2009 sowie aus den darauf basierenden Verordnungen der Länder ergaben sich für viele Wasserkraftbetreiber umfassende Vorgaben für konkrete Maßnahmen zur Zustands- bzw. Potenzialverbesserung. Von den Mitgliedsunternehmen von Österreichs E-Wirtschaft wurden dabei insgesamt 133 Maßnahmen umgesetzt, bzw. befinden sich noch in Umsetzung. Diese wurden in der Studie „Der Nationale Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 – Umgesetzte Maßnahmen der österreichischen Wasserkraft“ (Österreichs E-Wirtschaft, 2016) umfassend dokumentiert. **Tabelle 2** zeigt eine zusammenfassende Übersicht über die Maßnahmen in den verschiedenen Haupteinzugsgebieten, sowie die damit verbundenen Verluste im Regelarbeitsvermögen. Insgesamt kommt es zu einer Mindererzeugung von rund 160 GWh.

**Tabelle 2: Übersicht über den RAV-Verlust aufgrund der umgesetzten Maßnahmen im Sinne des NGP2009 in den einzelnen Einzugsgebieten**

Einzugsgebiet	Anzahl der Maßnahmen	RAV-Verlust [GWh]
<b>III</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 5	16,63
<b>Inn</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 6	29,30
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 1	0
<b>Salzach</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 13	10,9
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 6	0,8
<b>Enns</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 7	2,1
	Erhöhte Restwasserabgabe: 1	5,4
<b>Donau</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 17	22,0
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 8	0
	Erhöhte Restwasserabgabe: 1	0,4
	Erhöhung Restwasserdotations u. morphologische Verbesserung: 1	3,3
<b>Traun</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 8	4,4
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 3	0
	Erhöhung Restwasserdotations u. morphologische Verbesserung: 1	0
<b>Mur</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 28	21,9
	Sicherstellung der Durchgängigkeit: 3	0,9
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 1	0
	Erhöhte Restwasserabgabe: 4	30,9

<b>Drau</b>	Herstellung der Durchgängigkeit: 13	6,8
	Morpholog. Verbesserung der ökolog. Verhältnisse: 4	0
	Erhöhung Restwasserdotations u. morphologische Verbesserung: 1	1,5
	Ökologische Maßnahme: 1	0
<b>Gesamt (≥ 5 MW)</b>		<b>142,3</b>
<b>Gesamt (&lt; 5 MW)</b>		<b>14,8</b>
<b>Gesamt</b>	133 Maßnahmen	<b>157,1</b>

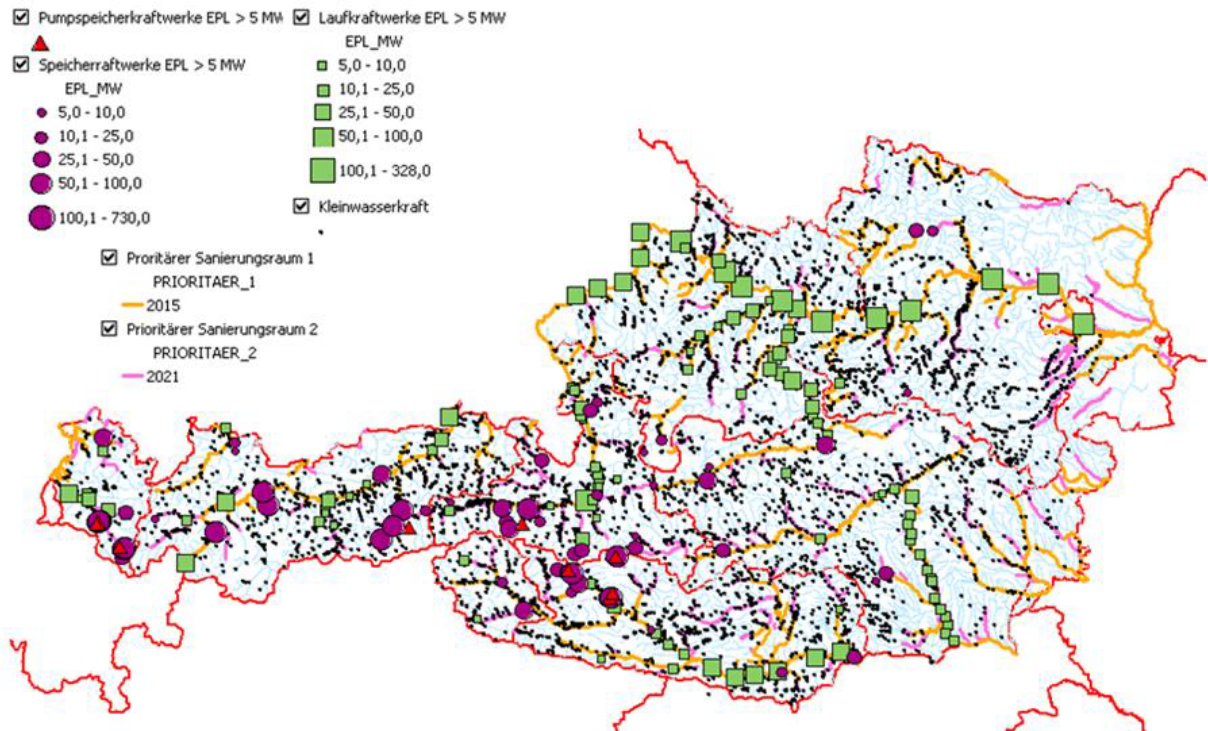
Obige Maßnahmen betreffen überwiegend den Anlagenpark  $\geq 5$  MW (142 GWh). Gleichzeitig wurden auch umfangreiche Maßnahmen zur Implementierung der Wasserrahmenrichtlinie im Bereich der Kleinwasserkraft umgesetzt. Auch im Kraftwerkspark  $< 5$  MW, der im hohen Maße aus Ausleitungskraftwerken besteht, kam es dadurch bei vielen Anlagen zu Produktionsreduktionen. Obige Zahl (14,8 GWh) umfasst dabei nur jenen Teil der Kleinwasserkraftanlagen, welche im Rahmen der zitierten Studie (Österreichs E-Wirtschaft, 2016) erfasst wurden. Die Gesamtzahl aller betroffenen Kleinwasserkraftanlagen ist höher. Nur teilweise konnten diese Verluste durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen kompensiert werden. Kumulierte Zahlen, wie hoch der Nettoverlust im Bereich der Anlagen  $< 5$  MW im gesamten Bundesgebiet tatsächlich beträgt, liegen derzeit nicht vor. Es konnten daher im Rahmen dieser Studie dazu keine quantitativen Aussagen getroffen werden.

Nur ein geringer Teil der in [Tabelle 2](#) angeführten Mindererzeugung ist in den aktuellen Bestandsdaten von insgesamt 40.100 GWh bereits berücksichtigt. Unter vollständiger Berücksichtigung der Maßnahmen, die im Rahmen der Umsetzung des NGP 2009 durchgeführt wurden, ist der aktuelle Kraftwerksbestand entsprechend zu reduzieren und liegt demnach bei rund 40.000 GWh.

Darüber hinaus müssen auch im Zuge des zweiten NGPs, der 2017 erlassen wurde und für die Periode 2015-2021 gilt, weitere Maßnahmen gesetzt werden. Während im NGP 2009 der hydromorphologische Zustand vor allem in großen und größeren Gewässern verbessert werden sollte (prioritärer Sanierungsraum 1) wurde im NGP 2015 der prioritäre Sanierungsraum um zusätzliche mittelgroße Gewässer(abschnitte), die im Regelfall an die Gewässerabschnitte des prioritären Sanierungsraumes 1 anschließen, erweitert. Sie werden als prioritäre Sanierungsraum 2 bezeichnet. In [Abbildung 17](#) wurde der im Rahmen dieser Studie erfasste Kraftwerkspark mit den Sanierungsräumen des NGP 2009 und des NGP 2015 überlagert. Dabei liegen ca. 100 größere Anlagen ( $\geq 5$  MW) und rund 500 Kleinwasserkraftwerke ( $< 5$  MW) im Bereich bzw. Nahbereich des prioritären Sanierungsraumes 1. Weitere ca. 20 größere Anlagen sowie mehr als 500 Kleinwasserkraftwerke fallen in den prioritären Sanierungsraum 2 bzw. dessen Nahbereich. Die Zahlen sind als Größenordnung zu verstehen, da die genaue Lage der Anlagen zum Sanierungsraum im Rahmen dieser Studie nicht exakt überprüft werden konnte. Darüber hinaus besteht nicht bei allen Anlagen Sanierungsbedarf. Die Auswertung zeigt aber, dass die Anzahl der betroffenen größeren Wasserkraftwerke im prioritären Sanierungsraum 2 (NGP 2015) geringer ist als im prioritären Sanierungsraum 1 (NGP 2009). Der zusätzliche Verlust an Regelarbeitsvermögen durch die Maßnahmen des NGP 2 liegt damit vermutlich unter dem Wert, der für die Maßnahmen des NGP 1 ermittelt wurde. Insgesamt wird aber in den nächsten Jahren weiteres Regelarbeitsvermögen an bestehenden Anlagen verloren gehen. Inwieweit dies durch



Effizienzsteigerungen an diesen Anlagen kompensiert werden kann, lässt sich derzeit schwer beurteilen.



**Abbildung 17: Lage des bestehenden Kraftwerksparks zu den prioritären Sanierungsräumen 1 u. 2**

(Prioritärer Sanierungsraum 1 und 2 - Quelle: UBA)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Umsetzung der EU Wasserrahmrichtlinie im Rahmen des NGP 2009 bei vielen Anlagen zu einer gewissen Reduktion des Regelarbeitsvermögens geführt hat und im Rahmen des zweiten NGP weitere RAV-Reduktionen bei einigen Anlagen zu erwarten sind.

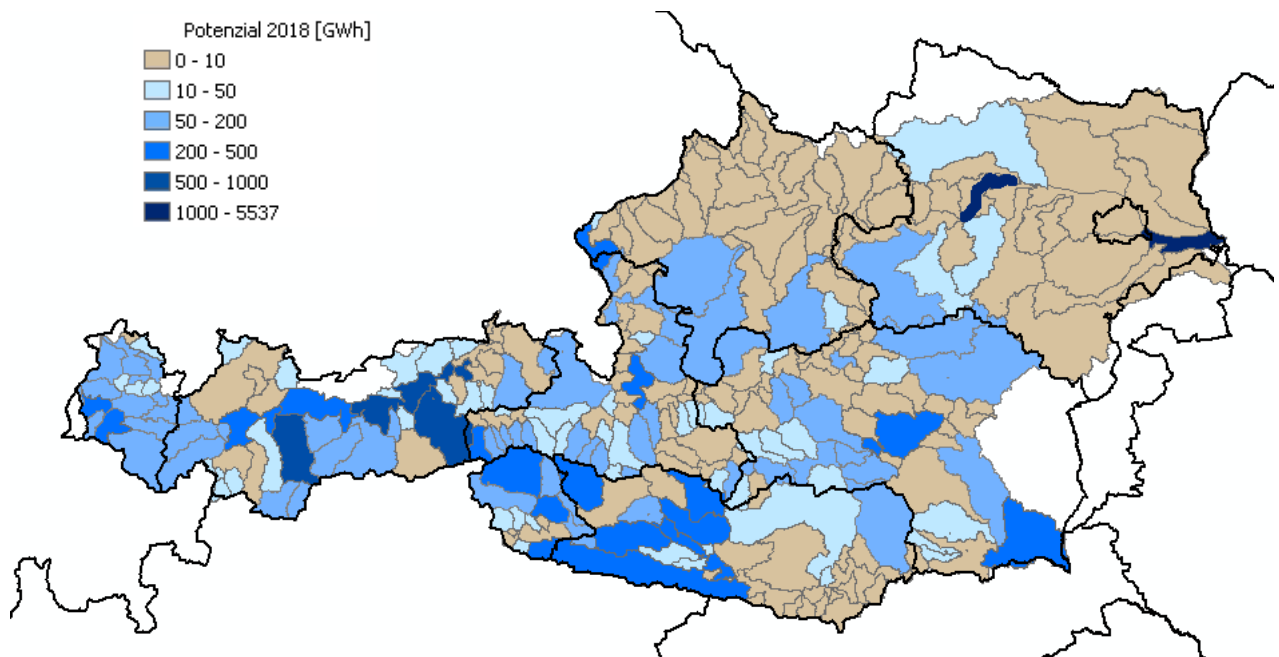
Unter Berücksichtigung dieser Reduktionen liegt das RAV des aktuellen Kraftwerksbestands bei etwa 40.000 GWh. Bei der Ermittlung des technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials aus der Differenz zwischen technisch-wirtschaftlichem Gesamtpotenzial und Bestand wurden diese Reduktionen im Bestand aber nicht explizit berücksichtigt, sondern es wurde ein Bestand von 40.100 GWh angesetzt. Dies ist vor allem dadurch begründet, dass der Verlust an RAV durch die angeführten Maßnahmen endgültig ist und damit nicht zu einer Erhöhung des Restpotenzials beitragen darf.

**Tabelle 3: Regelarbeitsvermögen des aktuellen Kraftwerksbestands [in GWh]**

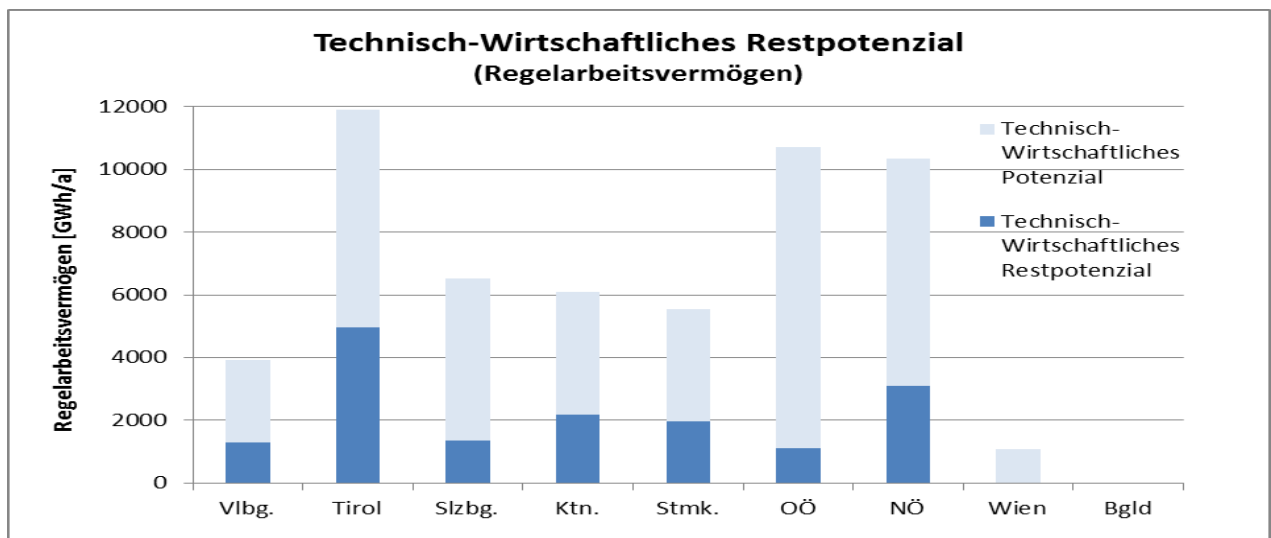
Kraftwerkspark	Gesamt	innerhalb des Untersuchungsgebiets	abzüglich der Anteile der Nachbarstaaten	abzüglich der Verluste durch EU WRRL
<b>Anlagen ≥ 5 MW</b>	37.800	37.800	35.700	~ 35.600
<b>Anlagen &lt; 5 MW</b>	4.500	4.400	4.400	~ 4.400
<b>Gesamtbestand</b>	42.300	42.200	40.100	~ 40.000

#### 4.4 Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial

Die Bestimmung des technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials (TWRP) erfolgte durch Subtraktion des Kraftwerksbestands vom technisch-wirtschaftlichen Gesamtpotenzial (TWP). **Abbildung 18** zeigt die Verteilung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials über die 270 untersuchten Teilgebiete. Die Farben zeigen die absolute Größe des geschätzten Restpotenzials in jedem Teilgebiet, unterteilt in 5 Klassen. Durch die unterschiedlichen Gebietsgrößen ist der optische Eindruck des Potenzials in einigen großen Teilgebieten etwas überbetont. Der Anteil des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials in den Bundesländern ist in **Abbildung 19** dargestellt. Insgesamt ergibt sich ein Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial von rund **16.000 GWh**. Dieses beinhaltet ein Optimierungspotenzial von rund 1.000 GWh.



**Abbildung 18: Technisch wirtschaftliches Restpotenzial in den betrachteten Teilgebieten**



**Abbildung 19: Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial in den Bundesländern (als RAV)**

#### 4.5 Zusammenfassung der Potenziale auf Bundesebene

Eine Zusammenfassung der in den Kapiteln 4.1 bis 4.4 beschriebenen Potenziale ergibt folgendes Bild. Einem konservativ geschätzten Linienpotenzial von ca. 75 TWh steht ein Technisch-wirtschaftliches Gesamtpotenzial von ca. 56 TWh gegenüber. Reduziert man dieses um den Kraftwerksbestand von insgesamt 40 TWh, ergibt sich ein Restpotenzial von rund 16 TWh.

Dieses Restpotenzial beinhaltet ein Optimierungspotenzial (Effizienzsteigerung, Repowering, Revitalisierung) von mindestens 1 TWh. Das Restpotenzial für Neuerschließungen (Neuanlagen und Anlagenerweiterungen) beträgt demnach etwa 15 TWh.

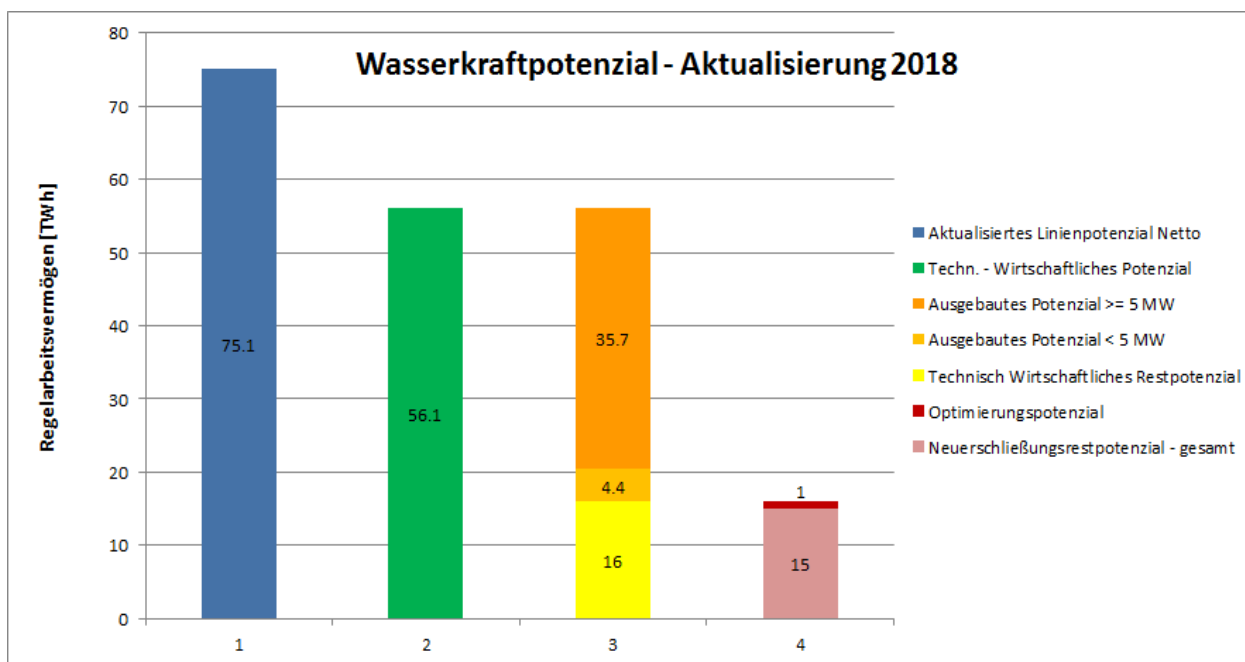


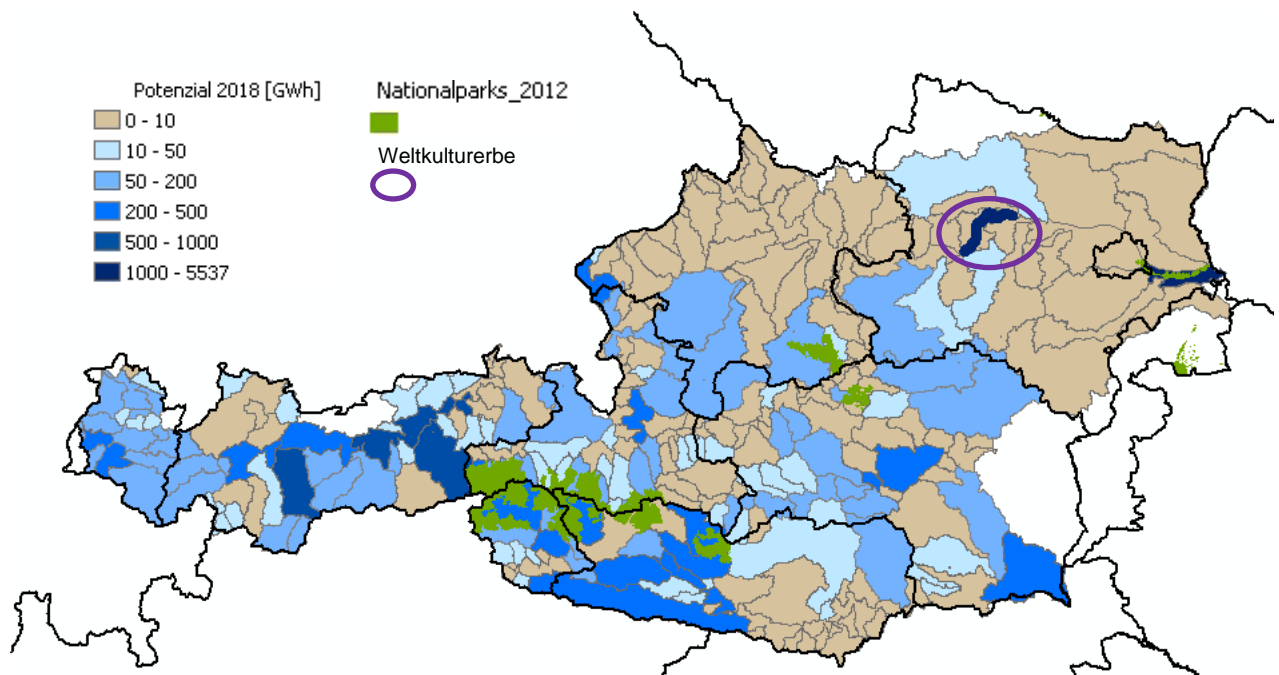
Abbildung 20: Wasserkraftpotenziale auf Bundesebene



## 4.6 Ausbaufähigkeit des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials

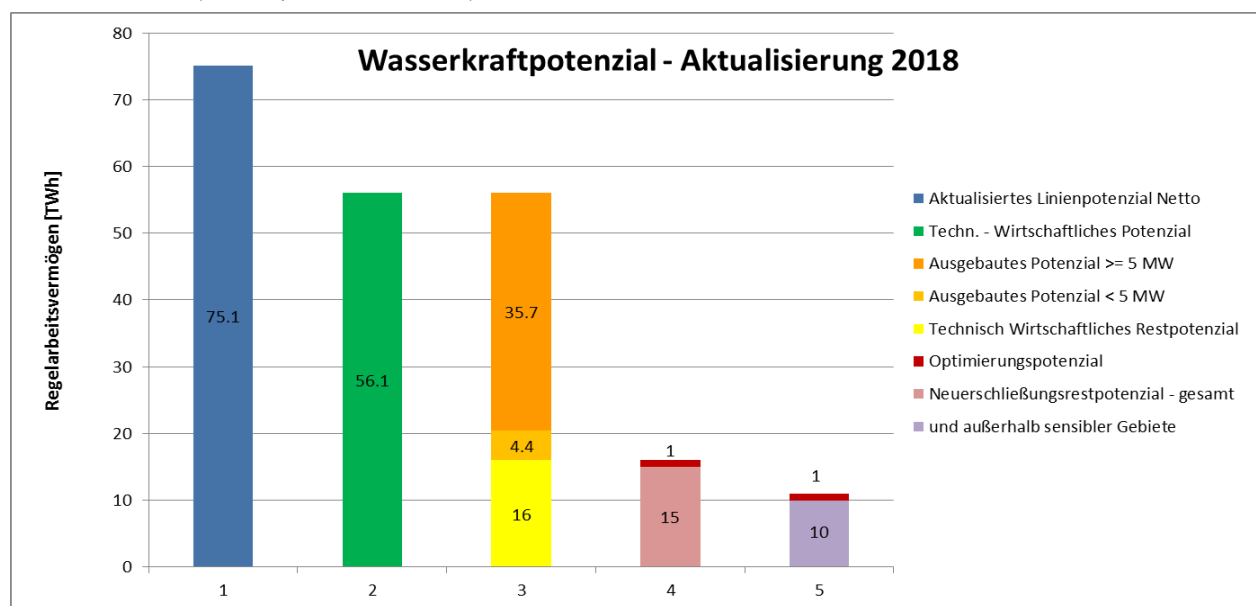
### 4.6.1 Hochsensible Gebiete (Nationalparks und Welterbestätten)

Reduziert man das Neuerschließungsrestpotenzial um jenen Betrag, der in den 9 österreichischen Nationalparks sowie im Weltkulturerbe Wachau verortet ist (ca. 5 TWh), ergibt sich ein reduziertes Neuerschließungspotenzial von etwa 10 TWh. **Abbildung 21** zeigt die Lage dieser hochsensiblen Gebiete zum Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzial. Eine entsprechende Anpassung der bundesweiten Potenzialgrößen ist in **Abbildung 22** dargestellt.



**Abbildung 21: Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial und hochsensible Gebiete**

(Nationalparks - Quelle: UBA)

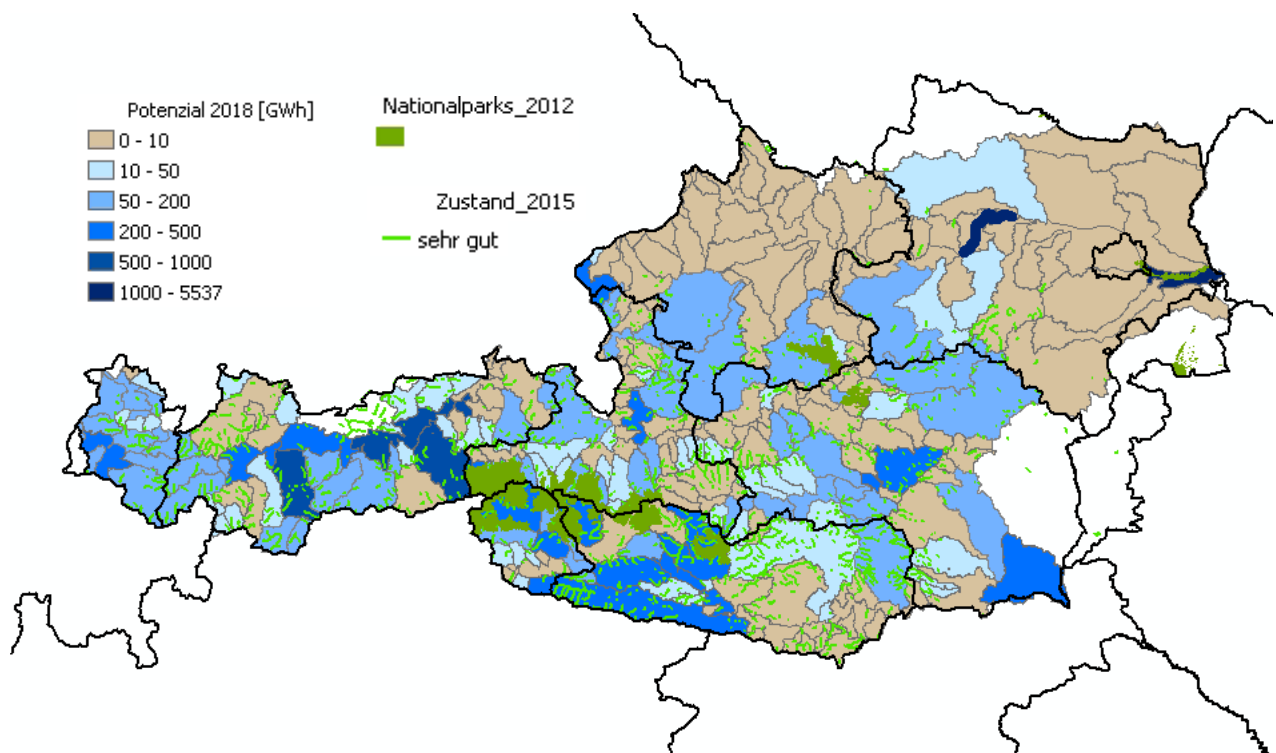


**Abbildung 22: Wasserkraftpotenziale auf Bundesebene unter Berücksichtigung hochsensibler Geb.**

#### 4.6.2 Zustand der Gewässer gemäß der EU Wasserrahmenrichtlinie

Der ökologische Zustand und der Gesamtzustand der Gewässer nach der EU Wasserrahmenrichtlinie können eine Einschränkung für die Wasserkraftnutzung bedeuten. Insbesondere das sogenannte Verschlechterungsverbot, nach dem der ökologische oder chemische Zustand (bzw. Potenzial) eines Gewässer(abschnitt)s, nicht verschlechtert werden dürfen, ist dabei eines der wesentlichen Kriterien. Gemäß § 104a des Wasserrechtsgesetzes sind allerdings Abweichung vom Verschlechterungsverbot möglich, wenn überwiegendes öffentliches Interesse besteht.

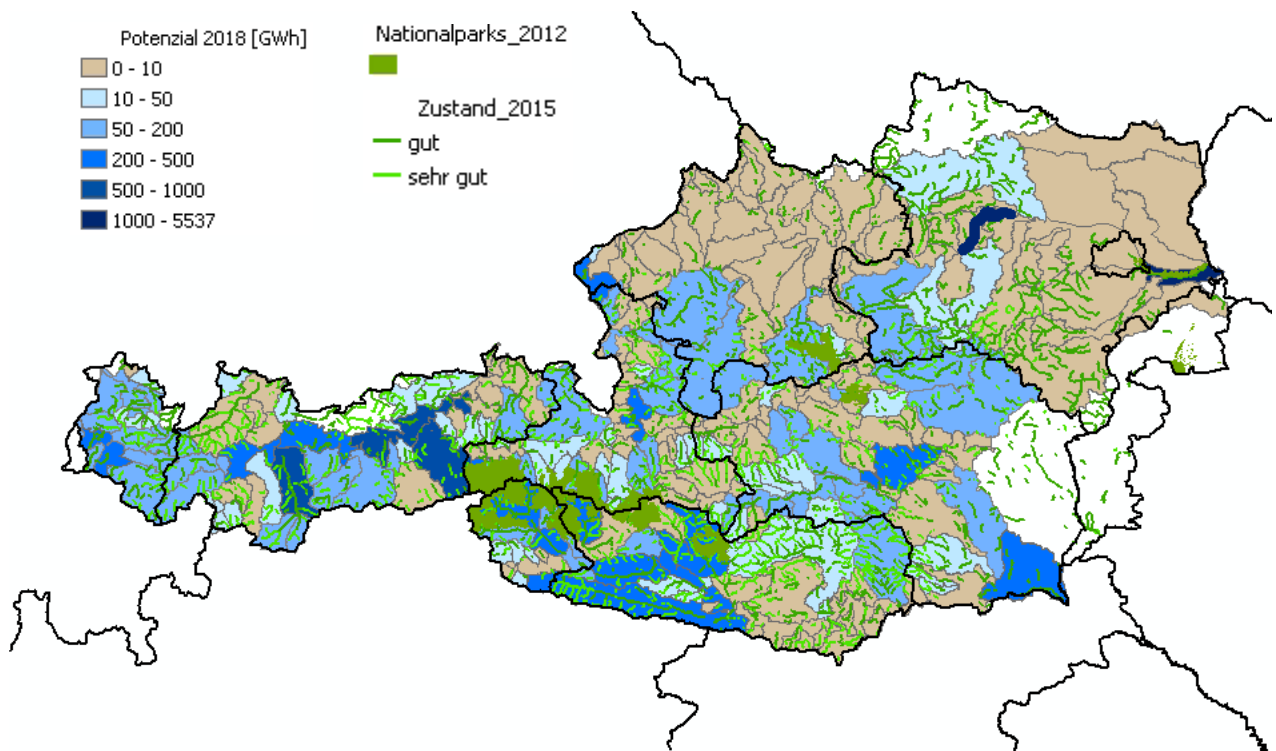
Im Zusammenhang mit der Nutzung von Gewässerabschnitten, die sich im sehr guten Zustand befinden, wird in vielen Fällen das überwiegende öffentliche Interesse darzustellen sein, da an diesen Gewässerabschnitten auch schon geringe Eingriffe zu einer Verschlechterung des Zustandes führen können. Untenstehende Abbildung zeigt die Lage der Gewässerabschnitte im sehr guten Gesamtzustand in den Teilgebieten mit signifikantem Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzial. Innerhalb dieser Teilgebiete sind etwa 30% des Gewässernetzes im sehr guten Gesamtzustand.



**Abbildung 23: Technisch-wirtschaft. Restpotenzial und Gewässer im sehr guten Gesamtzustand**

(Nationalparks und Gewässerzustand - Quelle: UBA)

Das Verschlechterungsverbot gilt aber auch für Gewässer, die sich nicht im sehr guten Zustand befinden, sondern nur einen guten, mäßigen oder auch unbefriedigenden Zustand aufweisen. Eine erhöhte Sensitivität in Bezug auf das Verschlechterungsverbot weisen dabei vermutlich jene Kraftwerksprojekte auf, welche Gewässerabschnitte berühren, die im guten Zustand sind. Untenstehende Abbildung zeigt die Gewässerabschnitte, die sich im sehr guten oder guten Zustand befinden. In vielen Teilgebieten mit signifikantem Restpotenzial befindet sich der überwiegende Anteil des Gewässernetzes in einer dieser beiden Zustandsklassen



**Abbildung 24: Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial und Gewässer im sehr guten oder guten Gesamtzustand** (Nationalparks und Gewässerzustand - Quelle: UBA)

#### 4.6.3 Strategische Projekte der Bundesländer

Eine weitere mögliche Einschränkung des Wasserkraftausbaus kann sich aus den Regionalprogrammen (gemäß Wasserrechtsgesetz § 55g) der Bundesländer ergeben. Konkret wurden solche Programme zur Umsetzung des Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans bzw. zum Schutz und Erhalt von Gewässerstrecken bereits in den Bundesländern Steiermark und Niederösterreich verordnet. In Oberösterreich befindet sich die Verordnung derzeit im Entwurfsstadium (Tabelle 4).

**Tabelle 4: Regionalprogramme zum nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan**

Bundesland	Datum	Titel	Gesetz
<b>Steiermark</b>	28.5.2015	Regionalprogramm zum Schutz von Gewässerstrecken (Gewässerschutzverordnung)	LGBl. 40/2015
<b>Niederösterreich</b>	14.6.2016	NÖ wasserwirtschaftliches Regionalprogramm 2016 zum Erhalt von wertvollen Gewässerstrecken	LGBl. 42/2016
<b>Oberösterreich</b>	in prep.	Wasserwirtschaftliches Regionalprogramm zum Schutz ausgewiesener Gewässerstrecken (besonders schützenswerte Gewässer)	-

Im Unterschied zu den oben angeführten Regionalprogrammen wurde im Land Tirol vom Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft die „Verordnung über die Anerkennung der im Rahmenplan Tiroler Oberland dargestellten wasserwirtschaftlichen Ordnung als öffentliches Interesse“ erlassen (Tabelle 5). Neben der Anerkennung des ökologisch verträglichen Wasserkraftausbaus als öffentliches Interesse sind darin auch Gewässerstrecken ausgewiesen, die frei von Wasserkraftnutzung bleiben sollen.

**Tabelle 5: Verordnung für das Tiroler Oberland**

Bundesland	Jahr	Titel	Gesetz
<b>Tirol</b>	3.11.2014	Verordnung über die Anerkennung der im Rahmenplan Tiroler Oberland dargestellten wasserwirtschaftlichen Ordnung als öffentliches Interesse	BGBl. II 274/2014

Die genannten Verordnungen in den 4 Bundesländern werden im Folgenden kurz beschrieben:

## Steiermark

Im Jahr 2015 trat das Regionalprogramm der Steiermark zum Schutz von Gewässerstrecken (Gewässerschutzverordnung) in Kraft.

Ziel der Verordnung ist der Schutz der hydromorphologischen Eigenschaften ausgewiesener Gewässerabschnitte unter Bedachtnahme auf Beschaffenheit und Nutzungspotenzial sowie die Wahrung der ökologischen Funktion der Oberflächengewässer.

Es werden Kategorien des Schutzes für die Gewässerstrecken festgelegt, die unterschiedliche wasserwirtschaftliche Nutzungen zulassen. Die Gewässerabschnitte werden drei Kategorien zugeordnet (Tabelle 6).

**Tabelle 6: Die drei Kategorien (Kat.) für Steiermarks Fließgewässerabschnitte.**

Kat.	Bezeichnung	Charakteristik	Anzahl	Einschränkung
<b>A</b>	Bewahrungstrecken	Hydromorphologisch unbelastet, ungenutzte Strecken	152	kein Querbauwerk, keine ungewöhnlich starken Wasserstandsschwankungen, starke Einschränkung der Wasserentnahme
<b>B</b>	Ökologische Vorrangstrecken	Strecken besonderer Bedeutung oder besonderer ökologischer Funktion	62	kein zu breites Querbauwerk, Einschränkung der Wasserentnahme
<b>C</b>	Abwägungstrecken	Besondere Bedeutung oder besondere ökologische Funktion mit hohem energetischen Potenzial und/oder Nutzung	26	keine Zustandsverschlechterung

## Niederösterreich

In Niederösterreich wurde im Jahr 2016 ein wasserwirtschaftliches Regionalprogramm 2016 zum Erhalt von wertvollen Gewässerstrecken verordnet. Ziel der Verordnung ist der Schutz von Gewässerstrecken mit besonderer Bedeutung aus ökologischer Sicht.

In der Verordnung sind 4 Kategorien für Gewässerstrecken mit unterschiedlichen wasserwirtschaftlichen Nutzungen vorgesehen. Die Gewässerstrecken entsprechend der vier Schutzkategorien finden sich in den Anlagen 1-4 zur Verordnung (

Tabelle 7).

**Tabelle 7: Die vier Kategorien (Kat.) für Niederösterreichs Fließgewässerabschnitte.**

Kat.	Farbcode	Anzahl	Einschränkung
1	hellgrün	304	bei Kraftwerksneubau keine Ausnahmegewilligung bezüglich Verschlechterung des Gesamtzustandes
2	dunkelgrün	222	zusätzlich zu 1 Änderungen oder erstmalige Wasserentnahme keine Ausnahmegewilligung; Trinkwasserentnahme nicht erfasst
3	dunkelblau	34	kein Kraftwerkneubau
4	hellblau	33	zusätzlich zu Kat. 1-3 Verschlechterung durch fischereirechtliche Nutzung untersagt (keine Ausnahme)

### Oberösterreich

In Oberösterreich wurde im November 2017 das Begutachtungsverfahren für eine Verordnung abgeschlossen. Ziel dieser Verordnung ist der Schutz von Gewässerabschnitten mit sehr gutem hydromorphologischem Zustand und von Gewässerabschnitten mit besonderer ökologischer Bedeutung.

In den Erläuterungen zum Verordnungsentwurf wird neben den Fachgutachten des Landes (TB Zauner et al., 2015) auch auf die „Kurzstudie zu schützenswerten Strecken im wasserwirtschaftlichen Regionalprogramm Oberösterreich“ der Universität für Bodenkultur (BOKU, 2016) sowie auf den Publikationsbericht „Wasserkraftpotential - Regionalprogramme 2015 des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz Bezug genommen (Johannes Kepler Universität, 2017).

Die im Verordnungsentwurf behandelten Gewässerabschnitte mit sehr gutem hydromorphologischen Zustand umfassen dabei 212 Abschnitte mit etwa 464 km. Als Gewässerabschnitte mit besonderer ökologischer Bedeutung sind 31 Strecken mit einer Gesamtlänge von 166 km ausgewiesen.

### Tirol

Ziel der Verordnung über die Anerkennung der im Rahmenplan Tiroler Oberland dargestellten wasserwirtschaftlichen Ordnung als öffentliches Interesse ist eine bestmögliche ökologisch verträgliche Wasserkraftnutzung im Tiroler Oberland.

Die Verordnung erkennt die im Rahmenplan Tiroler Oberland (TIWAG, 2014) dargestellte wasserwirtschaftliche Ordnung zur ökologisch verträglichen Wasserkraftnutzung (mit Ausnahme der Nutzung des Malfonbaches) im Planungsgebiet als öffentliches Interesse an. Dieser Anerkennung liegen keine konkreten Projekte zugrunde, sondern sie weist Gewässerabschnitte für die Errichtung möglicher Standorte zur wesentlichen Erhöhung der Wasserkraftnutzung aus. Für alle im Planungsgebiet verfolgten Projekte zur Wasserkraftnutzung sind unverändert entsprechende Bewilligungs- oder Genehmigungsverfahren erforderlich.



Darüber hinaus finden sich in Anlage 1 dieser Verordnung 151 hydromorphologisch sehr gute oder sehr sensible Gewässerstrecken. Unter Berücksichtigung der möglichen Standorte sind in diesen Gewässerstrecken im Rahmen der dargestellten Ordnung lediglich Wasserkraftnutzungen, die mit den entsprechenden Bedingungen und Kriterien für den sehr guten hydromorphologischen Zustand gemäß § 12 QZV Ökologie OG vereinbar sind, im öffentlichen Interesse gelegen. Dies gilt auch für sonstige Wasserentnahmen, ausgenommen Quellwasserentnahmen für Zwecke der allgemeinen Trinkwasserversorgung. Ebenso ist die Erhaltung der freien Fließstrecke im Inn von Haiming bis Innsbruck im öffentlichen Interesse gelegen.

Die Auswirkung der genannten 4 Verordnungen auf die Nutzbarkeit des technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht quantifiziert. Eine zahlenmäßige Abschätzung ist teilweise schwierig, da die verschiedenen Kategorien von Gewässerstrecken unterschiedlich zu bewerten sind. In Oberösterreich befindet sich die Verordnung außerdem noch im Entwurfsstadium.

#### **4.6.4 Natura 2000 Gebiete und Naturschutzgebiete der Länder**

Weitere Einschränkungen bzw. Genehmigungerschwernisse für den Wasserkraftausbau können sich auch bei Berührung von Natura 2000 Gebieten oder Naturschutzgebieten ergeben. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

##### Natura 2000 Gebiete

Die rechtlichen Grundlagen des Biotop- und Artenschutzes innerhalb der Europäischen Union sind die Vogelschutzrichtlinie (2009/147/EG) sowie die Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (92/43/EWG), auch FFH-Richtlinie genannt. Hauptziel der FFH-Richtlinie ist der Aufbau des europaweiten Schutzgebietsnetzes "Natura 2000". Mit dem Schutzgebietsnetz sollen die natürlichen Lebensräume Europas dauerhaft gesichert werden. Die im Rahmen der Vogelschutzrichtlinie ausgewiesenen Schutzgebiete werden in das Schutzgebietsnetz "Natura 2000" integriert. Mitgliedstaaten haben für alle Schutzgebiete des Natura-2000-Netzwerkes Erhaltungspläne vorzulegen und ein Monitoringprogramm durchzuführen.

Anhand einer vereinfachten GIS-Auswertung wurde eine grobe Abschätzung der möglichen Überschneidung des Technisch-wirtschaftlichen Restpotenzials mit Natura 2000 Gebieten durchgeführt. Etwa 15% des TWRP, das sich außerhalb hochsensibler Gebiete (Nationalparks, Welterbestätten) befindet, liegt in Natura 2000 Gebieten oder deren Nahbereich. Der überwiegende Anteil dieser berührten Natura 2000 Gebiete ist sowohl durch die Vogelschutzrichtlinie (SPA-Special Protection Area) als auch durch die FFH Richtlinie (pSCI-proposed Sites of Community Importance) geschützt. Daraus kann aber keine konkrete Aussage über tatsächliche Einschränkungen für den Wasserkraftausbau getroffen werden.

## Naturschutzgebiete

Ein Naturschutzgebiet ist ein weitgehend natürliches oder naturnahes Gebiet, das sich durch das Vorhandensein schützenswerter Lebensräume und/oder das Vorkommen seltener bzw. gefährdeter Tier- und Pflanzenarten auszeichnet. Der Schutz dieser Naturgüter steht im Vordergrund und die mit dem Schutzziel unvereinbaren Eingriffe sollen verhindert werden. Dies kann in bestimmten Fällen zu Interessenskonflikten führen. Managementpläne, die in einigen Bundesländern für Naturschutzgebiete ausgearbeitet wurden, legen die notwendigen Maßnahmen zum Biotoperhalt fest und regeln die Nutzungen im Sinne der Schutzziele. 2016 gab es in Österreich 461 Naturschutzgebiete. Diese umfassen ca. 3.038 km<sup>2</sup> und decken 3,6% der Bundesfläche ab.

Die durch Natura 2000 Gebiete und Naturschutzgebiete geschützten Flächen in den 9 Bundesländern können aus [Tabelle 8](#) entnommen werden. Generell zeigt sich, dass wesentlich größere Flächen durch Natura 2000 Gebiete geschützt sind, wobei vor allem Tirol, Salzburg, Niederösterreich und die Steiermark hervorstechen. In der Steiermark befinden sich darüber hinaus die größten Flächen an Naturschutzgebieten.

Da kein grundsätzlicher Ausschluss von Wasserkraftnutzungen innerhalb von Natura 2000 und Naturschutzgebieten besteht, ist der Wasserkraftausbau in diesen Gebieten Gegenstand von Interessensabwägungen, die auf Projektebene durchzuführen sind. Dabei ist auf die jeweiligen Schutzziele genauer einzugehen.

**Tabelle 8: Übersicht über die Aufteilung der Natura 2000 Gebiete (N2000) und Naturschutzgebiete (NSG) auf die einzelnen Bundesländer**

Bundesland	N2000	Anteil	NSG	Anteil
Fläche [ha]	Fläche [ha]		Fläche [ha]	
Vorarlberg	260.100	8,1%	14.239	5,5%
Tirol	1.264.000	14,5%	74.725	5,9%
Salzburg	715.600	15,2%	36.836	5,1%
Oberösterreich	1.198.000	6,1%	26.786	2,2%
Niederösterreich	1.918.600	23,0%	14.500	0,8%
Steiermark	1.640.100	15,6%	117.662	7,2%
Kärnten	953.600	6,0%	13.442	1,4%
Wien	41.460	13,2%	4.650	11,2%
Burgenland	396.200	27,7%	570	0,1%
Summe	8.387.660	15,0%	303.410	3,6%

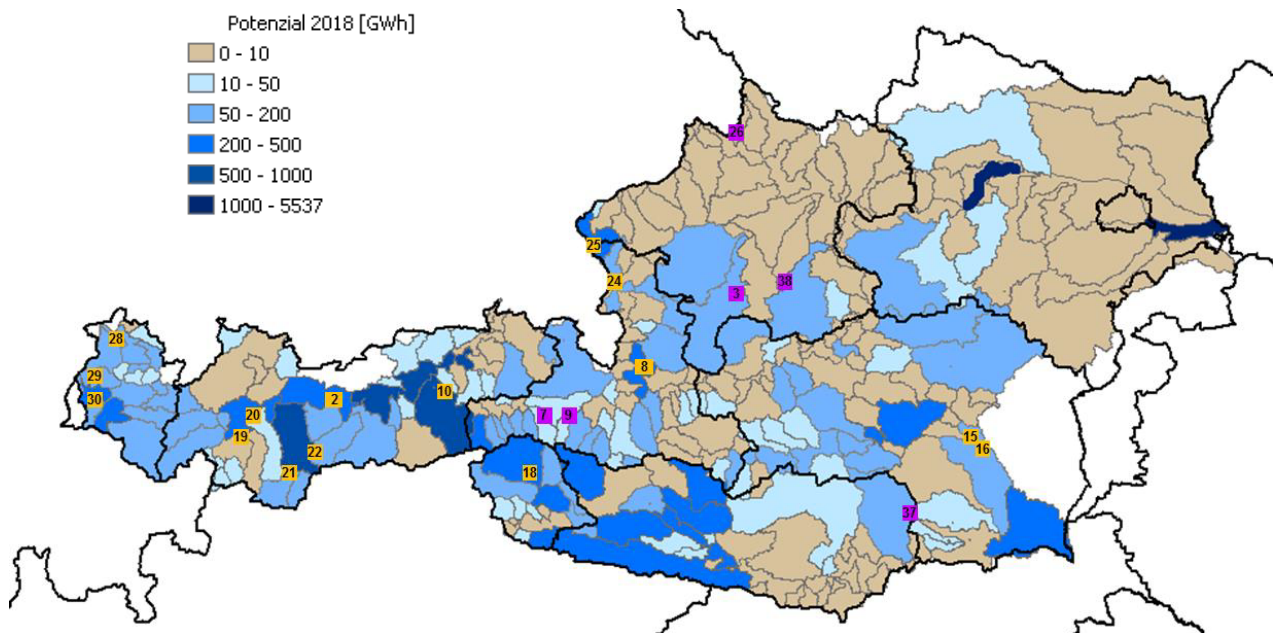


#### 4.7 Projekte der E-Wirtschaft

In [Tabelle 10](#) sind die derzeit von den Mitgliedsunternehmen von OE konkret verfolgten und im Internet publizierten Wasserkraftprojekte in Österreich aufgelistet. Diese beinhalten sowohl Neuanlagen und Anlagenerweiterungen als auch Optimierungen (Effizienzsteigerungen, Repowering, Revitalisierung). In Summe beträgt das RAV dieser Projekte mehr als 3000 GWh (siehe [Tabelle 9](#)).

Ein Überblick über die Lage der daraus wichtigsten Projekte ist in [Abbildung 25](#) dargestellt. Die Projektstandorte der konventionellen Anlagen (gelb markiert) decken sich gut mit den in dieser Studie ermittelten Restpotenzialen. Die Pumpspeicherprojekte (violett markiert) liegen teilweise auch außerhalb der Regionen mit hohem Restpotenzial, da einige dieser Projekte keine natürlichen Zuflüsse nutzen. Nicht alle Pumpspeicherprojekte generieren damit auch zusätzliches Regelarbeitsvermögen, sie sind aber ein wichtiger Baustein zur Integration der volatilen Komponente der Erneuerbaren Energie.

Ergänzend gibt es eine Reihe von weiteren Projekten bzw. Projektkonzepten verschiedener Interessenten (Elektrizitätswirtschaft, Industrie, Private) sowie aus dem Bereich der Kleinwasserkraft, die nicht in der von OE publizierten Liste enthalten sind. Seitens OE wird das RAV dieser weiteren möglichen Projekte auf bis zu 3000-4000 GWh geschätzt.



**Abbildung 25: Techn.-wirtsch. Restpotenzial u. Standorte bekannter größerer Wasserkraftprojekte**

**Tabelle 9: Gesamt EPL und RAV bekannter größerer Wasserkraftprojekte in Österreich**

Typ	EPL [MW]	RAV [GWh]
Konventionelle Wasserkraftanlagen	2976	3070
Pumpspeicheranlagen	1800	13
Gesamt	3776	3083

**Tabelle 10: Bekannte größere Wasserkraftprojekte in Österreich (Quelle OE und Private)**

ID	EVU	Projekt	Typ	P [MW]	RAV [GWh]	Fertigstellung
1	Salzburg AG	Kleinwasserkraft	Laufwasserkraftwerk	5	23	2020
2	IKB	Regionalkraftwerk Mittlerer Inn	Laufwasserkraftwerk	22	92	offen
3	Energie AG	KW Ebensee	Pumpspeicherkraftwerk	170		nach 2020
4	Energie AG	Div. Kleinwasserkraftwerke	Laufwasserkraftwerk	20	100	2025
5	EVN AG	Div. Kleinwasserkraftwerke	Laufwasserkraftwerk	4	20	2023
6	ÖBB	Kleinwasserkraftwerke Revital.	Laufwasserkraftwerk	3	15	2023
7	ÖBB	KW Tauernmoos Neubau	Pumpspeicherkraftwerk	130	13	2025
8	VHP+SAG	KW Stegenwald	Laufwasserkraftwerk	15	72	offen
9	VHP	KW Limberg III (Erweiterung)	Pumpspeicherkraftwerk	480		offen
10	VHP	KW Rotholz Erweiterung	Pump-u. Ausleitungskraftwerk	320	170	offen
11	VHP	Projekte Erweiterung	Laufwasserkraftwerke	11	53	offen
12	VHP	Projekte Effizienzsteigerung	Laufwasserkraftwerke	24	74	offen
13	VHP	Projekte Erweiterung	Speicher-KW und PSKW	53	20	offen
14	VHP	Projekte Effizienzsteigerung	Speicher-KW und PSKW	129	95	bis 2023
15	Est+VHP	KW Gratkorn	Laufwasserkraftwerk	11	54	offen
16	Est+VHP	KW Stübing	Laufwasserkraftwerk	12	58	offen
17	Est+VHP	KW Talbach Effizienzsteigerung	Laufwasserkraftwerk	7	25	offen
18	TIWAG	KW Tauernbach-Gruben	Laufwasserkraftwerk	27	85	2025
19	TIWAG	Ausbau KW Prutz-Imst	Laufwasserkraftwerk	97	220	2029
20	TIWAG	KW Imst-Haiming	Laufwasserkraftwerk	43,5	270	2027
21	TIWAG	Ausbau KW Kaunertal	Pumpspeicherkraftwerk	900	626	2034
22	TIWAG	Ausbau KW-Gruppe Sellrain-Silz/Speicher KW Kühtai	Pumpspeicherkraftwerk	130	216	2026
23	TIWAG	Erweiterung KW Schwarzach	Laufwasserkraftwerk	7	22	2020
24	GKW	Tittmoninger Becken	Laufwasserkraftwerk	18	93	offen
25	GKW	Freilassing Becken	Laufwasserkraftwerk	18	90	offen
26	GKW	Energiespeicher Riedl	Pumpspeicherkraftwerk	300		offen
27	GKW	Projekte Effizienzsteigerung	Laufwasserkraftwerke		95	offen
28	Illwerke-	KW Lochau	Laufwasserkraftwerk	43	125	offen
29	Illwerke-	KW Kapf	Laufwasserkraftwerk	36	106	offen
30	Illwerke-	KW Meng	Laufwasserkraftwerk	10	37	offen
31	Illwerke-	KW Argenbach	Laufwasserkraftwerk	7	23	2021
32	Illwerke-	Div. Kleinwasserkraftwerke	Laufwasserkraftwerk	2,6	8	2022
33	Wien	Div. Kleinwasserkraftwerke	Laufwasserkraftwerk	34	126	2022
34	Wüsterstrom	KW Köchlingbach	Laufwasserkraftwerk	3	14	offen
35	KELAG	KW Schütt (Erneuerung)	Laufwasserkraftwerk	12,4	61,2	2019
36	KELAG	Div. Kleinwasserkraftwerke	Laufwasserkraftwerk	10	43	bis 2020
37		Koralmbach	Pumpspeicherkraftwerk	420		
38		Molln	Pumpspeicherkraftwerk	300		

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Inhalt der vorliegenden Arbeit war die Aktualisierung der wesentlichen Größen des österreichischen Wasserkraftpotenzials auf Basis der bereits 2008 von Pöyry erstellten Wasserkraftpotenzialstudie für Österreich.

Insgesamt wurden etwa 270 verschiedene Teilgebiete untersucht, die den Großteil des österreichischen Bundesgebiets abdecken. Dabei wurde der gleiche methodische Ansatz gewählt wie in der Studie von 2008. Es wurde auch vom gleichen Abflusslinienpotenzial (75,1 TWh) ausgegangen, das auf einem konservativen Berechnungsansatz beruht.

Aktualisiert wurde insbesondere der Kraftwerksbestand, welcher um die seit 2008 errichteten sowie die derzeit noch in Bau befindlichen Anlagen erweitert wurde. Das Regelarbeitsvermögen des gesamten Wasserkraftwerksbestands in Österreich beträgt demnach 40,1 TWh. Davon entfallen 35,7 TWh auf Anlagen mit einer Engpasseleistung von größer als 5 MW, was einen Zuwachs von 1,6 TWh gegenüber der Studie von 2008 bedeutet. Etwa 10% dieses Zuwachses gingen durch Umsetzung von Maßnahmen zur Implementierung der Wasserrahmenrichtlinie wieder verloren. Das gesamte Regelarbeitsvermögen der Anlagen unter 5 MW beträgt etwa 4,4 TWh. Im Unterschied zur Studie von 2008 beruht der aktuelle Wert auf einem weitgehend vollständigen Datensatz, der mehr als 5000 Kleinwasserkraftanlagen umfasst.

Auch das technisch-wirtschaftliche Gesamtpotenzial wurde geringfügig adaptiert, wobei insbesondere die erreichbaren Nutzungsgrade in den verschiedenen Gebietsklassen an die realen Verhältnisse angepasst wurden. Die Anpassung bewirkte dabei eine leichte räumliche Verschiebung des Technisch-wirtschaftlichen Potenzials. Der Gesamtwert von 56,1 TWh für das Bundesgebiet unterscheidet sich aber nur geringfügig von den Ergebnissen der Studie von 2008.

Für das Restpotenzial, welches unter den gegebenen technischen und mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich derzeit noch sinnvoll erschlossen werden kann, wurde eine Größenordnung von 16 TWh abgeschätzt. Dieser Wert beinhaltet ein Optimierungspotenzial von rund 1 TWh. Das Potenzial, welches durch Neuanlagen oder Anlagenerweiterungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll gehoben werden kann, beträgt etwa 15 TWh. Reduziert man diesen Wert um jenes Restpotenzial, welches sich in Nationalparks und Welterbestätten befindet (ca. 5 TWh), ergibt sich ein erschließbares Restpotenzial von rund 10 TWh. Dieser Wert ist grundsätzlich als konservative Schätzung zu verstehen.

Für die Erschließung dieses Restpotenzials bestehen eine Reihe von Einschränkungen bzw. Erschwernissen, die im jeweiligen Genehmigungsverfahren zu überwinden sind. Insbesondere das Verschlechterungsverbot nach der Wasserrahmenrichtlinie wird dabei als wesentliches Kriterium gesehen. Soll die politische Willensbekundung zur Energiewende und zum Klimaschutz umgesetzt werden, wird es notwendig sein, einen nennenswerten Anteil des angeführten Restpotenzials unter Darstellung des überwiegenden öffentlichen Interesses zu heben. Darüber hinaus bestehen in bestimmten Regionen weitere Vorgaben für den Wasserkraftausbau, die bei der Projektfindung und Projektentwicklung zu berücksichtigen sind. Neben Natura 2000 Gebieten

und Naturschutzgebieten zählen dazu auch jene Einschränkungen, die in den Regionalprogrammen der Länder Steiermark, Niederösterreich und Oberösterreich definiert sind.

Die derzeit konkret verfolgten Projekte der Elektrizitätswirtschaft decken sich regional gut mit den in der Studie identifizierten Restpotenzialen und würden es erlauben, etwa 30% des Restpotenzials zu heben. Darüber hinaus gibt es weitere Projektkonzepte (Elektrizitätswirtschaft, Industrie, Private), die sich noch in einem früheren Planungsstadium befinden, sowie eine Reihe von Kleinwasserkraftprojekten. Insgesamt erfasst die aktuelle Landschaft an Projekten und Projektkonzepten damit derzeit etwa zwei Drittel des vorhandenen Restpotenzials.

## 6 LITERATUR

- Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft (2017): Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft. Eigenverlag, Klagenfurt.
- BGBI.II Nr. 099/2010 (2010): Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer – QZV Ökologie OG. Wien.
- BGBI.II Nr. 103/2010 (2010): Nationale GewässerbewirtschaftungsplanVO 2009 NGPV 2009. Wien.
- BGBI.II Nr. 225/2017 (2017): Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, mit der die Nationale GewässerbewirtschaftungsplanVO 2009 – NGPV 2009 geändert wird. Wien.
- BOKU (2016): Kurzstudie zu schützenswerten Strecken im wasserwirtschaftlichen Regionalprogramm Oberösterreich. Eigenverlag, Wien.
- Directive 92/43/EEC (1992): On the conservation of natural habitats and of wild fauna and flora. Brussels.
- Directive 2000/60/EG (2000): Establishing a framework for Community action in the field of water policy. Brussels.
- Directive 2009/147/EC (2009): On the conservation of wild birds. Brussels.
- Kling H., Fuchs M. und M. Paulin (2012): Runoff conditions in the upper Danube basin under an ensemble of climate change scenarios, Journal of Hydrology, Volume 424, p. 264-277.
- Johannes Kepler Universität - Energieinstitut (2017): Wasserkraftpotenzial Regionalprogramme 2015. Eigenverlag, Linz.
- Oesterreichs Energie (2016): Der Nationale Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 – Umgesetzte Maßnahmen der österreichischen Wasserkraft. Eigenverlag, Wien.
- ÖNORM M7103 (2012): Begriffe der Energiewirtschaft – Wasserkraftwirtschaft. Wien.
- Pöryr Energy GmbH (2008): VEÖ Wasserkraftpotenzialstudie – Endbericht. Eigenverlag, Wien.
- Schiller, G. (1980): Wasserwirtschaftliche Probleme der Elektrizitätserzeugung. Wiener Mitteilungen 38, Wien.
- Schiller, G. (1982): Die Wasserkraftnutzung in Österreich – Wasserkraftpotential Stand 1982. Verbundgesellschaft, Wien.
- Schiller, G. & F. Drexler (1991): Die Wasserkraftsituation in Österreich – Stand 1990. Österreichische Wasserwirtschaft Jg. 43, Heft 5/6: 101-106.
- Schiller, G. & F. Drexler (1994): Ressourcenschonung durch Wasserkraft. e&i, Jg.111, Heft 9.
- TB Zauner, blattfisch, BOKU, Energieinstitut TU Linz (2015): Oö. Wasserkraftpotentialanalyse 2012/13 - Abschätzung und Evaluierung des energetischen Revitalisierungs- und Ausbaupotentials an umweltgerechten Standorten an mittleren und größeren Gewässern in Oberösterreich. Eigenverlag, Wien.
- TIWAG (2014): Wasserwirtschaftlicher Rahmenplan Großwasserkraftwerksvorhaben Tiroler Oberland – Speicherkraftwerke, Ausleitungskraftwerke am Inn. Eigenverlag, Tirol.
- UBA Webseite: abgerufen April 2018.

**ANHANG – ANLAGENBESTAND ≥ 5 -10 MW UND ≥ 10 MW NACH BUNDESLÄNDERN**

Anlagen ab 5 MW EPL		Gesamt	Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke
Kärnten	RAV [GWh]	4719	2928	1749
	EPL [MW]	2637	671	1381
Niederösterreich	RAV [GWh]	6742	6656	86
	EPL [MW]	1194	1123	71
Oberösterreich	RAV [GWh]	11035 / 9350*	10827 / 9142*	208
	EPL [MW]	2053	1980	73
Salzburg	RAV [GWh]	3205 / 3191*	955 / 941*	2005
	EPL [MW]	1680	234	918
Steiermark	RAV [GWh]	2795	1723	777
	EPL [MW]	603	332	205
Tirol	RAV [GWh]	5830 / 5446*	2055 / 1671*	3259
	EPL [MW]	3037	390	2539
Vorarlberg	RAV [GWh]	2384	578	1766
	EPL [MW]	2390	153	1331
Wien	RAV [GWh]	1052	1052	0
	EPL [MW]	172	172	0
Summe	RAV [GWh]	37761 / 35679*	26774 / 24692*	9850
	EPL [MW]	13766	5055	6518

Anlagen ab 10 MW EPL		Gesamt	Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke
Kärnten	RAV [GWh]	4620	2902	1718
	EPL [MW]	2602	663	1372
Niederösterreich	RAV [GWh]	6718	6656	62
	EPL [MW]	1187	1123	63
Oberösterreich	RAV [GWh]	10904 / 9219*	10704 / 9019*	200
	EPL [MW]	2027	1961	66
Salzburg	RAV [GWh]	2926 / 2912*	796 / 782*	1972
	EPL [MW]	1620	203	908
Steiermark	RAV [GWh]	2568	1607	709
	EPL [MW]	545	309	181
Tirol	RAV [GWh]	5495 / 5111*	1815 / 1431*	3214
	EPL [MW]	2970	345	2523
Vorarlberg	RAV [GWh]	2294	517	1758
	EPL [MW]	2360	135	1324
Wien	RAV [GWh]	1052	1052	0
	EPL [MW]	172	172	0
Summe	RAV [GWh]	36577 / 34495*	26050 / 23968*	9633
	EPL [MW]	13483	4911	6437

\* abzüglich der Anteile die dem Nachbarland (Deutschland, Schweiz) zuzuordnen sind.