

**Wirtschaftliche Herausforderungen für
den Ausbau der Wasserkraft in Österreich**

Wirtschaftliche Herausforderungen für den Ausbau der Wasserkraft in Österreich

Energiewirtschaftlicher Rahmen, Wirtschaftlichkeitsbewertung und Förderung in Österreich

Autor: Dr. Jürgen Neubarth
e3 consult GmbH, Innsbruck

Studie im Auftrag von
WWF Österreich
September 2016

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
1 Hintergrund und Zielsetzung	5
2 Energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	7
2.1 Stromerzeugungssystem Österreich im Überblick.....	7
2.2 Energiepolitische Ziele bis 2050.....	9
2.3 Transformation des Erzeugungssystems.....	12
2.4 Entwicklung der Strompreise im Großhandelsmarkt.....	16
2.4.1 Strompreisbildung und Merit-Order-Effekt.....	16
2.4.2 Spot- und Terminmarkt 2001 bis 2020.....	18
2.4.3 Ausblick 2025 bis 2040.....	20
3 Wirtschaftlichkeitsbewertung aktueller Wasserkraftprojekte	24
3.1 Bewertungsmethodik	24
3.1.1 Wirtschaftliche Kennzahlen.....	24
Spezifische Investitionskosten.....	24
Spezifische Stromgestehungskosten	25
Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung – Interner Zinsfuß.....	25
3.1.2 Technische und wirtschaftliche Parameter zur Projektbewertung	25
Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen.....	26
Investitionskosten	26
Kosten für Betrieb und Wartung.....	26
Kosten für Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung:	28
Tarif- und Investitionsförderungen.....	29
Kapitalkosten.....	29
Betrachtungs-/Abschreibungsdauer.....	30
Erlöse für Stromeinspeisung.....	31
3.1.3 Projektdatenbank.....	34
3.2 Ergebnisse der indikativen Wirtschaftlichkeitsbewertung	35
3.2.1 Spezifische Investitionskosten	35
3.2.2 Spezifische Stromgestehungskosten.....	37
3.2.3 Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung - Interner Zinsfuß	38
3.2.4 Detailanalyse für ausgewählte Kraftwerksprojekte.....	42
4 Förderung des Wasserkraftausbaus in Österreich	46
4.1 Ökostromgesetz im Überblick	46
4.1.1 Rechtlicher Rahmen	46
4.1.2 Förderaufwendungen 2003 - 2015.....	48

4.2	Effekte des Ökostromgesetzes auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen	50
4.2.1	Aktuelle Neubauprojekte	50
4.2.2	Projekte im Ausschluss nach Szenario „WWF Energiewende“	52
5	Literaturverzeichnis	54
Anhang	56

Kurzfassung

Mit einem Anteil von rd. 60% stellt die Wasserkraft das Rückgrat der heimischen Stromerzeugung dar. Nach den Plänen der Bundesregierung sowie vieler Landesregierungen soll dabei der weitere Ausbau der Wasserkraft einen wichtigen Beitrag zu den mittel- und langfristigen Erneuerbaren-Zielen in Österreich leisten. Allerdings steigt durch die zunehmende energiewirtschaftliche Nutzung der noch vorhandenen freien Fließgewässerstrecken auch das Konfliktpotenzial zwischen den Befürwortern und Kritikern des weiteren Wasserkraftausbaus. Neben ökologischen Aspekten nimmt nicht zuletzt auf Grund des Verfalls der Strompreise an den Großhandelsmärkten das Thema Wirtschaftlichkeit zunehmend einen stärkeren Platz in den Diskussionen über die Sinnhaftigkeit von Wasserkraftprojekten ein. Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Österreich beauftragt, als Ergänzung zu den energiewirtschaftlichen Analysen im *WWF-Ökomasterplan III* eine wirtschaftliche Bewertung aktueller Wasserkraftprojekte bzw. kürzlich in Betrieb genommener Wasserkraftanlagen in Österreich durchzuführen. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Mittel- und langfristiger Anstieg der Börsenstrompreise sehr wahrscheinlich

Insgesamt befinden sich die Strompreise derzeit sowohl im Spot- als auch Terminmarkt auf einem sehr niedrigen Niveau. Die Ursachen hierfür liegen zum einen in den aktuell niedrigen Preisen von Kohle und Erdgas sowie CO₂-Emissionszertifikaten und zum anderen an bestehenden Überkapazitäten im Strommarkt. Mittel- und langfristig ist jedoch mit einer entgegengesetzten Entwicklung dieser aktuell negativen Einflussfaktoren auf die Großhandelspreise zu erwarten, so dass die Börsenstrompreise wieder (deutlich) ansteigen sollten. Dies zeigt bspw. auch die im Rahmen dieser Studie genutzten

Strompreisprognose der enervis energy advisor GmbH mit einem gegenüber dem Jahr 2015 inflationsbereinigt um den Faktor 2 bis 2,5 höherem Strompreisniveau in den Jahren nach 2030.

Studie bewertet 159 Wasserkraftanlagen

Für insgesamt 159 geplante bzw. in den vergangenen 6 Jahren in Betrieb gegangene Wasserkraftanlagen wird die Wirtschaftlichkeit anhand der Kennzahlen spezifische Investitionskosten, spezifische Stromgestehungskosten und interner Zinsfuß indikativ bewertet. Diese 159 Anlagen repräsentieren eine Engpassleistung von knapp 1.000 MW sowie ein Regelarbeitsvermögen von rd. 4.000 GWh/a und weisen ein Investitionsvolumen von rd. 4,2 Mrd. € auf.

Spezifische Investitionskosten in den vergangenen Jahre kontinuierlich gestiegen

Die arbeits- und leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten liegen im Mittel bei 1,05 €/kWh bzw. 4.050 €/kW, wobei jeweils eine verhältnismäßig große Bandbreite festzustellen ist. Während sich keine eindeutige Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Größe der Wasserkraftanlage erkennen lässt, kann eine über die Zeitachse insgesamt steigende Tendenz festgestellt werden. Dies liegt u. a. daran, dass zunehmend weniger sehr gute Wasserkraftstandorte verfügbar sind und gleichzeitig die finanziellen Aufwendungen für Ausgleichsmaßnahmen bei Neubauprojekten steigen.

Stromgestehungskosten zum Teil langfristig über Börsenstrompreis

Die spezifischen Stromgestehungskosten der analysierten Wasserkraftanlagen liegen zwischen etwa 25 und 160€/MWh. Fast alle Projekte sind zu einem Zeitpunkt in Betrieb gegangen bzw. werden in Betrieb gehen, an dem die Stromgestehungskosten z. T. deutlich über den Börsenstrompreisen liegen. Erst zwischen 2025 und 2040 werden die Börsenstrom-

preise ein Niveau erreichen, das über den spezifischen Stromgestehungskosten der meisten Wasserkraftanlagen liegt. Für einen Teil der bereits errichteten bzw. in Bau oder Planung befindlichen Projekte werden die Stromgestehungskosten jedoch auch mittel- und langfristig über den Großhandelsstrompreisen im deutsch-österreichischen Markt liegen.

Ein Drittel der bewerteten Wasserkraftanlagen tendenziell unwirtschaftlich

Die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen wird für acht verschiedene Sensitivitäten anhand einer Variation der Randbedingungen Finanzierungsstruktur/Kapitalkosten, Strompreis und Betrachtungsdauer bestimmt. Im Mittel über alle acht Sensitivitäten liegen 109 Projekte mit rd. 2.500 GWh/a Regularbeitsvermögen in einem wirtschaftlichen Bereich. Demgegenüber können die restlichen 50 Projekte mit einem Regularbeitsvermögen von in Summe 1.500 GWh/a mit hoher Wahrscheinlichkeit den für eine Wirtschaftlichkeit erforderlichen Kapitalrückfluss nicht erreichen. Dies trifft u. a. auch auf die in Abstimmung mit dem Auftraggeber der Studie detaillierter analysierten Kraftwerksprojekten Schwarze Sulm, Tauernbach und Rosenberg zu.

Seit 2003 rd. 500 Mio. € in Förderung der Wasserkraft geflossen

Insgesamt wurden die tarifgeförderten Kleinwasserkraftanlagen über das Ökostromgesetz zwischen 2003 und 2015 mit knapp 300 Mio. € Fördervolumen unterstützt, was bezogen auf die gesamte Einspeisemenge von rd. 22 TWh einem mittleren Unterstützungsbetrag von 13,6 €/MWh entspricht. Zusätzlich wurden im Rahmen der Investitionsförderung Zuschüsse von insgesamt 213 Mio. € für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von in Summe 382 MW genehmigt.

Zahnloser Passus zum Nachweis des Förderbedarfs im Ökostromgesetz

Das Ökostromgesetz schreibt vor, dass bei einem Antrag auf Investitionskostenzuschüsse der För-

derbedarf mittels einer dynamischen Kapitalwertberechnung nachgewiesen werden muss. Auf Grund der im Gesetz vorgegebenen Randbedingungen für diese Bewertung wird jedoch i. Allg. keine Wirtschaftlichkeit erreicht, d. h. es besteht aus Sicht des Ökostromgesetzes de facto ein pauschaler Anspruch auf eine Förderung für Wasserkraftanlagen.

Wirtschaftlichkeit zum Teil auch ohne Förderungen möglich

Wasserkraftanlagen zwischen etwa 1 und 10 MW Engpassleistung haben vergleichsweise günstige spezifische Investitionskosten bei den gleichzeitig attraktivsten Förderrandbedingungen. Die bedeutet, dass einzelne Projekte grundsätzlich auch ohne Förderung einen positiven Business Case erreichen können. Demgegenüber besteht bei Wasserkraftanlagen zwischen 10 und 20 MW Engpassleistung ein tendenzielles „Förderdefizit“, da Projekte in dieser Größenklasse im Mittel nicht nur höhere spezifische Investitionskosten sondern gleichzeitig auch einen geringeren spezifischen Investitionskostenzuschuss zeigen.

Förderung durch Ökostromgesetz differenziert nicht nach ökologischer Sensibilität

Die Förderung durch das Ökostromgesetz erfolgt unabhängig von den möglichen ökologischen Auswirkungen eines Wasserkraftprojekts. Entsprechend werden auch Projekte gefördert, die bspw. aus Sicht des WWF Österreichs in einer sog. Ausschlussstrecke liegen. Die Bewertung der nach 2016 in Betrieb gehenden Wasserkraftanlagen hat dabei gezeigt, dass zum einen die im „WWF Energiewende“-Szenario des *WWF-Ökomasterplans III* von einem Ausschluss betroffenen Projekte tendenziell wirtschaftlicher sind, als die aus Sicht des WWF Österreichs weniger kritischen Projekte. Zum anderen führt das Ökostromgesetz sehr häufig dazu, dass an sich unwirtschaftliche und von einem Ausschluss betroffenen Projekte in einen wirtschaftlichen Bereich „gehoben“ werden.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Mit einem Anteil von über 60% an der gesamtösterreichischen Stromerzeugung kommt der Wasserkraft eine besondere Bedeutung bei der Energieversorgung in Österreich zu. Nicht zuletzt auf Grund des in Österreich im europäischen Vergleich noch bestehenden relativ hohen Ausbaupotenzials soll nach den Plänen der Bundesregierung sowie mehrerer Landesregierungen der weitere Ausbau der Wasserkraft daher auch einen wesentlichen Beitrag zu den mittel- und langfristigen Erneuerbaren-Zielen in Österreich leisten. Entsprechend wurden in den vergangenen Jahren nicht nur von Seiten der Energieversorgungsunternehmen sondern bspw. auch von Gemeinden, Industrie- und Gewerbeunternehmen sowie privaten Gesellschaften eine deutlich dreistellige Anzahl an Wasserkraftprojekten geplant und z. T. auch bereits in Betrieb genommen.

Durch die energiewirtschaftliche Nutzung der noch vorhandenen freien Fließgewässerstrecken in Österreich steigt jedoch auch das Konfliktpotenzial zwischen den Befürwortern und Kritikern des weiteren Wasserkraftausbaus, so dass Projekte praktisch nicht mehr ohne eine breite Diskussion über deren ökologische und soziale aber auch energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit umgesetzt werden können. In diese Diskussionen zwischen ökologischen und energiewirtschaftlichen Interessen hat der WWF Österreich im Jahr 2014 mit dem *WWF-Ökomasterplan III* einen Vorschlag für eine aus seiner Sicht ökologisch verträgliche, strategische Entwicklung des österreichischen Wasserkraftausbaus eingebracht.

Neben einer Bewertung der ökologischen Auswirkungen wurden mehr als 200 Kraftwerksprojekte auch einer energiewirtschaftlichen Bewertung nach den Kriterien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität und Klimaschutz

unterzogen und in einer Szenariobetrachtung zu einer gemeinsamen Bewertungsmatrix zusammengeführt, wobei sich sowohl die ökologische als auch energiewirtschaftliche Bewertung an den Kriterien des österreichischen "Wasserkatalogs" orientierten¹. Durch den Verfall der Strompreise an den Großhandelsmärkten in den vergangenen Jahren nimmt dabei gerade das Thema Wirtschaftlichkeit zunehmend einen stärkeren Platz in den Diskussionen über die Sinnhaftigkeit eines Wasserkraftprojekts ein. Allerdings ist die Frage, in wie weit ein möglicherweise wirtschaftlich unattraktives Projekt die Inanspruchnahme eines sensiblen Naturraumes rechtfertigt, nicht Gegenstand der Genehmigungsverfahren, so dass bspw. auch vergleichsweise unwirtschaftlichen Projekten ein übergeordnetes öffentliche Interesse an deren Errichtung zugesprochen werden kann.

Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Österreich mit der Studie **„Wirtschaftliche Herausforderungen für den Ausbau der Wasserkraft in Österreich“** beauftragt, um aufbauend auf den energiewirtschaftlichen Analysen des *WWF-Ökomasterplans III* eine explizite wirtschaftliche Bewertung aktueller Wasserkraftprojekte bzw. kürzlich in Betrieb genommener Wasserkraftanlagen in Österreich durchzuführen. Neben einer indikativen Bewertung der Wirtschaftlichkeit von konkreten Wasserkraftanlagen soll die Studie jedoch auch das mittel- und langfristige Marktumfeld für Wasserkraftprojekte analysieren und damit einen Beitrag zur Diskussion über die grundsätzlichen wirtschaftlichen Perspektiven des Wasserkraftausbaus in Österreich liefern.

¹ Österreichischer Wasserkatalog Wasser schützen - Wasser nutzen; Kriterien zur Beurteilung einer nachhaltigen Wasserkraftnutzung, BMLFUW 2012.

Hierzu wird einleitend in **Kapitel 2** nach einem Überblick über das österreichische Stromerzeugungssystem der übergeordnete energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmen auf europäischer und österreichischer Ebene beschrieben. Ein besonderer Fokus wird in diesem Zusammenhang auf die Diskussion der für Wasserkraftanlagen erlösrelevanten Börsenstrompreise gelegt und dabei auch ein Ausblick auf deren mögliche langfristige Entwicklung auf Basis einer externen Marktpreisprognose gegeben.

In **Kapitel 3** erfolgt nach einer Darstellung der Methodik und bewertungsrelevanten Eingangsparameter die eigentliche Wirtschaftlichkeitsbewertung der im Rahmen dieser Studie berücksichtigten 159 Wasserkraftprojekte anhand der Kennzahlen Spezifische Investitionskosten, Spezifische Stromgestehungskosten und interner Zinsfuß. Neben einer zusammenfassenden Darstellung und Diskussion der Gesamtergebnisse werden dabei die Ergebnisse ausgewählter Wasserkraftprojekte detaillierter betrachtet.

Kapitel 4 gibt abschließend einen Überblick über den rechtlichen Rahmen des Ökostromgesetzes in Bezug auf die Förderung des Wasserkraftausbaus in Österreich sowie über die seit 2003 für die Wasserkraft aufgewendeten Fördermittel. Zusätzlich wird aufgezeigt, welchen Beitrag die Ökostromförderung zur Wirtschaftlichkeit der im Rahmen dieser Studie berücksichtigten Kraftwerksprojekte leisten kann, wobei die vom WWF Österreich im Szenario „WWF Energiewende“ des *Ökomasterplans III* als Ausschluss eingestuft Projekte detaillierter betrachtet werden.

2 Energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die energiewirtschaftliche Bedeutung zusätzlicher österreichischer Wasserkraftkapazitäten wird entscheidend von den auf nationaler vor allem aber auf EU-Ebene definierten langfristigen energiepolitischen Zielen in Bezug auf den Ausbau erneuerbarer Energien sowie der weitgehenden Dekarbonisierung der Stromsektors bestimmt werden. Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Abschnitt nach einem kurzen Überblick über das österreichische Stromerzeugungssystem – mit besonderem Fokus auf die Wasserkraft – die Ziele der europäischen und österreichischen Klima- und Energiepoli-

2.1 Stromerzeugungssystem Österreich im Überblick

Auf Grund der günstigen topografischen Voraussetzungen wird die Stromerzeugung in Österreich traditionell von der Wasserkraft dominiert. Abb. 1 zeigt dies anhand der Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung in Österreich von 1970 bis 2014.² Im Jahr 2014 hat die Wasserkraft 62,7% zur österreichischen Brutto-Stromerzeugung von knapp 65 TWh³ beigetragen, wobei Laufwasserkraftwerke mit 29,7 TWh einen deutlich höheren Erzeugungsanteil als Speicherwasserkraftwerke mit 11,2 TWh geleistet haben. Gemeinsam mit Biomasse (6,7%), Windkraft (5,9%) und Photovoltaik (1,2%) wurde damit ein Anteil erneuerbarer Energien an der Brutto-Stromerzeugung von rd. 76,5% erreicht. Bezogen

tik zusammengefasst. Darauf aufbauend werden die wesentlichen Effekte des Ausbaus der Stromerzeugung aus der fluktuierenden Windkraft und Solarenergie auf das bestehende Stromversorgungssystem dargestellt sowie die mögliche langfristige Entwicklung der Strompreise im Großhandelsmarkt diskutiert. Die langfristige Entwicklung der Strompreise stellt dabei den wesentlichsten externen Faktor für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Wasserkraftprojekts und damit auch der energiewirtschaftlichen Analysen in den nachfolgenden Kapiteln 3 und 4 dar.

auf den Brutto-Stromverbrauch⁴ von ca. 74,4 TWh im Jahr 2014 liegt der Anteil der erneuerbaren Energien auf Grund des hohen Stromimportsaldos von über 9 TWh spürbar niedriger bei etwa 67%. Dieser Wert ist dabei maßgeblich für die Bewertung der Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien auf europäischer als auch österreichischer Ebene, die sich jeweils auf den Brutto-Stromverbrauch und nicht auf die Brutto-Stromerzeugung beziehen.

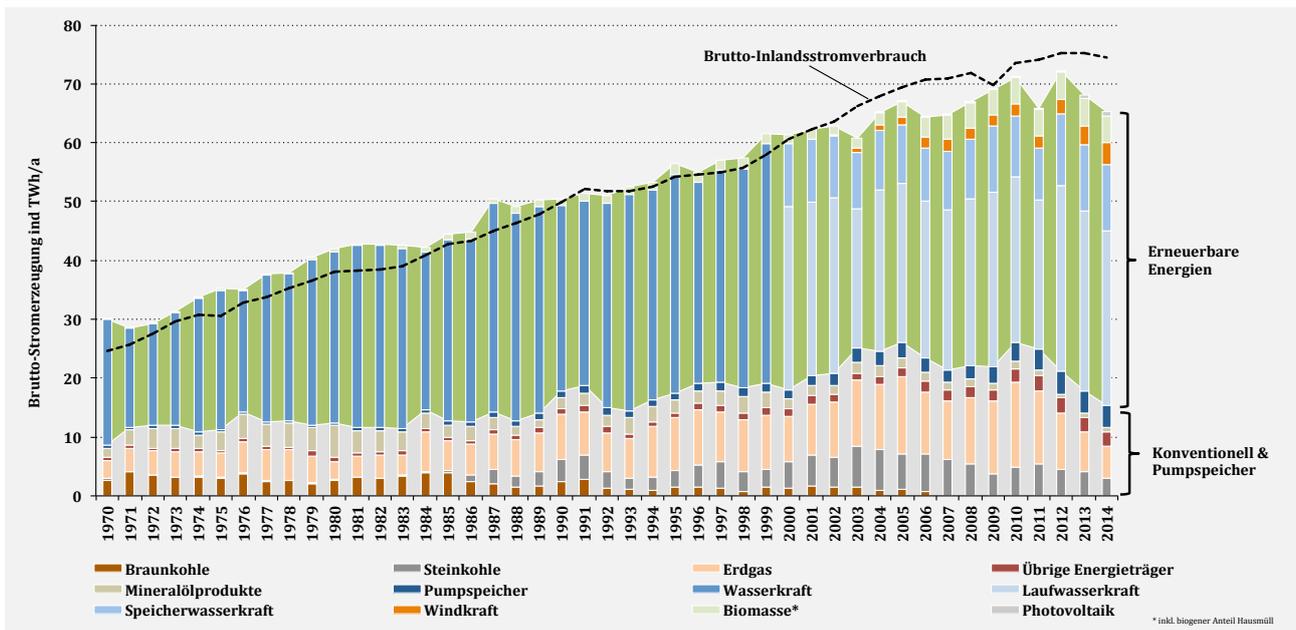
Bis Anfang der 2000er-Jahre war Österreich ein Netto-Stromexporteur bzw. war das jährliche Austauschsaldo mit den Nachbarländern zumindest ausgeglichen. Der Ausbau der österreichischen Wasserkraftnutzung ging dabei im Wesentlichen Hand-in-Hand mit dem Verbrauchswachstum und dargebotsbedingte Schwankungen in der Wasserkrafterzeugung wurden mit thermischen Kraftwerken als Teil des sog. hydrothermischen Verbunds ausgeglichen. Allerdings verlangsamte sich in den 1990er-Jahren der Ausbau der Wasserkraft spürbar, so dass in den relativ abflussschwachen Jahren

² Da die offiziellen Bestands- und Betriebsstatistiken der E-Control nicht zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden, wird die veröffentlichte Erzeugungsmenge der Speicherkraftwerke um die berechnete Erzeugung aus zuvor gepumpten Wassermengen bereinigt dargestellt. Hierzu werden aus den von der E-Control veröffentlichten Stromverbrauchsdaten der Pumpspeicher über einen durchschnittlichen Wälzwirkungsgrad von 70% die Erzeugungsmengen aus Pumpspeicherung ermittelt und von den veröffentlichten Erzeugungsmengen der Speicher-/Pumpspeicherkraftwerken abgezogen.

³ Im Gegensatz zur Netto-Stromerzeugung berücksichtigt die Brutto-Stromerzeugung auch den Eigenverbrauch der Kraftwerke.

⁴ Stromverbrauch der Endverbraucher, Kraftwerkseigenbedarf, Netzverluste und Pumpstromverbrauch.

Abb. 1: Brutto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch in Österreich 1970 bis 2014



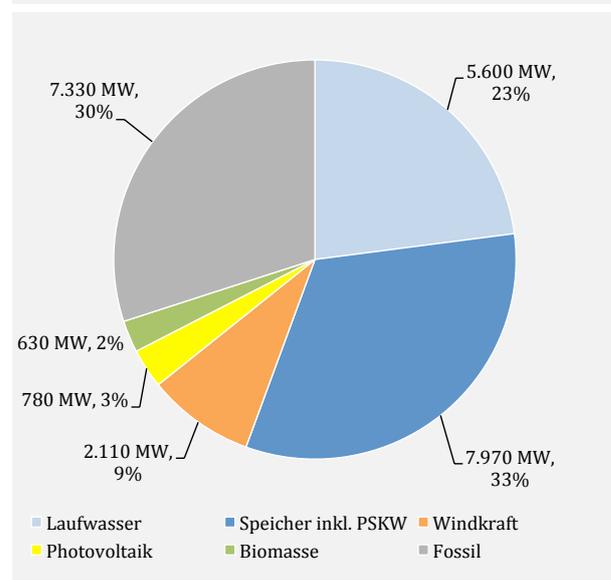
Daten: Statistik Austria, E-Control

2003 bis 2008 Österreich zu einem Netto-Importeur wurde. Zusätzlich führte die Liberalisierung und europäische Integration der nationalen Strommärkte zu einer grenzüberschreitenden Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Dadurch wurde die Erzeugung in den relativ ineffizienten und damit teuren thermischen Kraftwerken in Österreich durch Kraftwerke aus dem benachbarten Ausland verdrängt, wodurch in den vergangenen Jahren die Stromerzeugung in österreichischen Kohle- und Gaskraftwerken massiv zurückgegangen ist. Da gleichzeitig der Stromverbrauch in Österreich zwischen 2000 und 2014 um durchschnittlich 1,5% pro Jahr gestiegen ist, hat Österreich in den vergangenen beiden Jahren jeweils mehr als 12% seines Strombedarfs importiert.

Auch wenn Österreich aktuell ein vergleichsweise hohes Erzeugungsdefizit aufweist, kann der Kraftwerkspark eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten, da einer Jahreshöchstlast im öffentlichen Netz von knapp 10 GW in den vergangenen Jahren⁵ eine insgesamt installierte Kraftwerksleistung von 24,4 GW gegenübersteht (Abb. 2).

⁵ vgl. Betriebsstatistiken der E-Control (<http://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik>)

Abb. 2: Installierte Kraftwerksleistung nach Energieträger in Österreich (Stand 2014)



Daten: E-Control, Statistik Austria (PSKW: Pumpspeicherkraftwerke; Fossil = Kohle, Erdgas, Heizöl und Sonstige)

Auch in Bezug auf die in Österreich insgesamt installierte Kraftwerksleistung (24,4 GW im Jahr 2014) dominiert die Wasserkraft mit 13,6 GW und einem Anteil von 56%, wobei der Anteil von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken mit 33% deutlich höher als der Anteil von Laufwasserkraftwerken mit 23% liegt. Von der in Speicher- und Pump-

speicherkraftwerken insgesamt verfügbaren 8.000 MW Erzeugungsleistung sind rd. 3.600 MW in Speicherkraftwerken ohne Pumpspeicherfunktion und 4.400 MW in Anlagen mit einer zusätzlichen Pumpleistung von knapp 3.300 MW installiert. Insgesamt verfügen die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke über einen Speicherinhalt von 3,3 TWh, wobei der größte einzelne Speicher der Gepatschspeicher des Kraftwerks Kaunertal mit einem Speicherinhalt von 260 GWh ist.

Während Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke geografisch in den hochalpinen Regionen von Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Kärnten konzentriert sind, stellt die Donau mit einem Anteil an der Gesamtösterreichischen Stromerzeugung von 20% die mit Abstand bedeutendste Ressource der Laufwasserkraft in Österreich dar. Weitere wichtige Laufwasserkraftstandorte liegen an den Flüssen Mur, Enns, Drau, Salzach und Inn.

Insgesamt waren lt. Statistik der E-Control Ende 2014 mehr als 2.900 Wasserkraftanlagen in Österreich in Betrieb. 95% der erfassten Wasserkraftanlagen haben eine elektrische Engpassleistung klei-

ner 10 MW (d. h. Kleinwasserkraftanlagen) bzw. 85% kleiner 1 MW. Demgegenüber liegt der Anteil der Kleinwasserkraft an der gesamten Wasserkraftleistung von 13,6 GW bei knapp 9% bzw. an der gesamten originären Stromerzeugung aus Wasserkraft von 40,9 TWh im Jahr 2014 bei rd. 15%. Kleinanlagen unter 1 MW zeigen hier einen Anteil von etwa 3 bzw. 4%. Abb. 3 zeigt hierzu die Anzahl und Engpassleistung von Wasserkraftanlagen in Österreich nach Größenklassen sortiert.

2.2 Energiepolitische Ziele bis 2050

Die Europäische Union hat mit ihren Energie- und Klimapaketen sowie ihrem Fahrplan für eine CO₂-arme Wirtschaft bis 2050 die wesentlichen Randbedingungen für die zukünftige Entwicklung des europäischen und damit auch des österreichischen Energiesystems in Bezug auf Klimaschutz, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Versorgungssicherheit vorgegeben [1], [2], [3]. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird hierbei als wesentlicher Hebel zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen betrachtet,

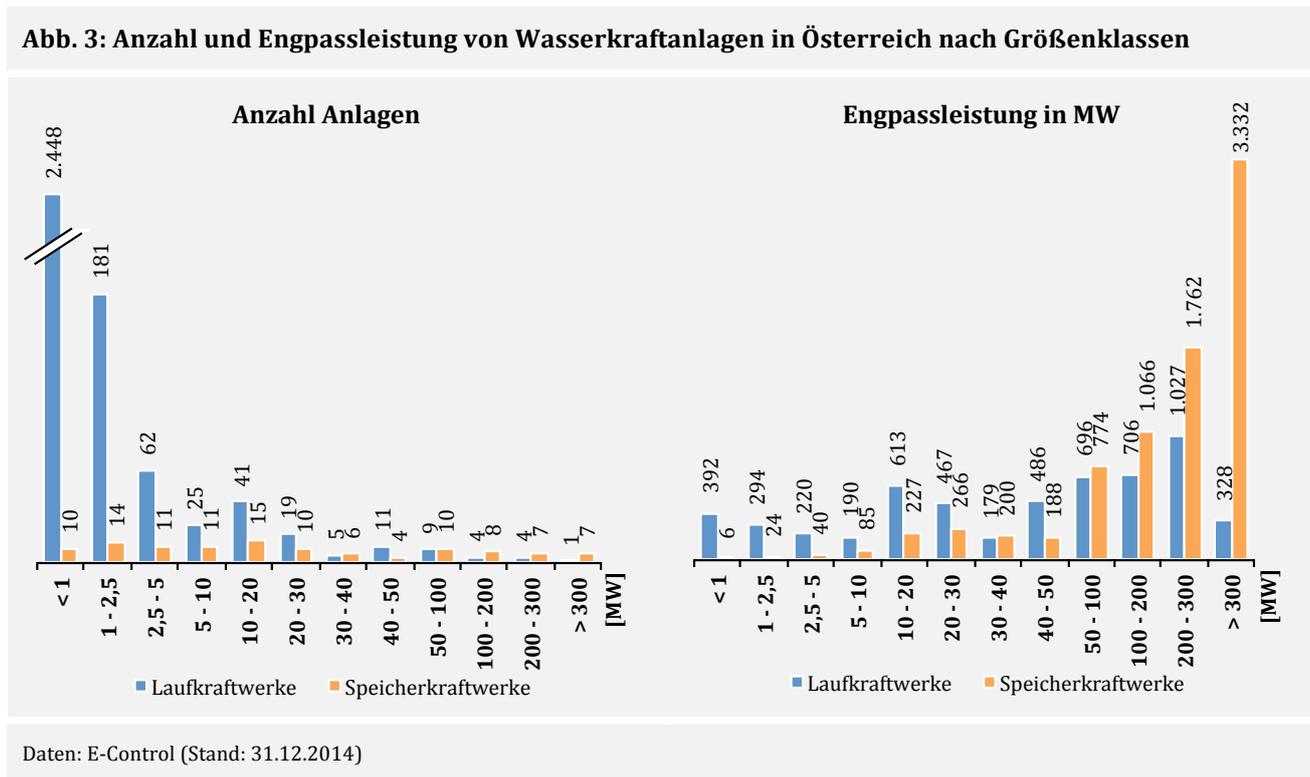
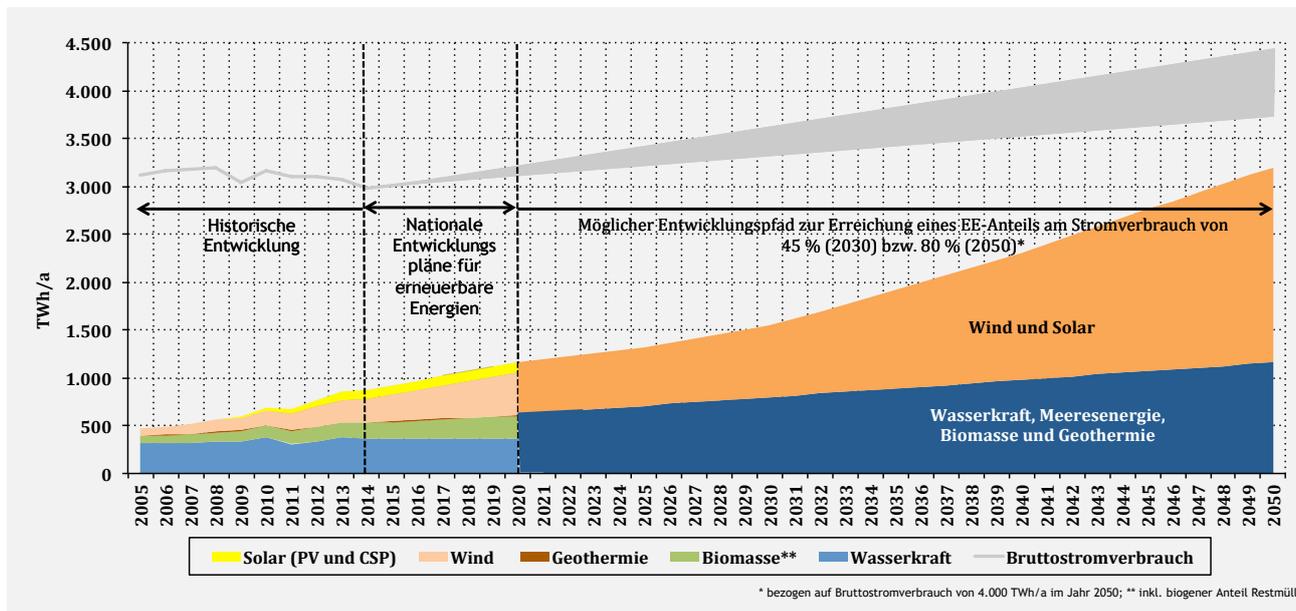


Abb. 4: Möglicher Entwicklungspfad des Brutto-Stromverbrauchs und Beitrags erneuerbarer Energien in der EU 28 bis 2050



Quelle: eigene Darstellung auf Datenbasis Eurostat und Europäische Kommission

so dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung innerhalb der EU 28 von rd. 16% im Jahr 2005 auf 31 bis 34% bis ins Jahr 2020 erhöht werden soll [4]. Entsprechend den von der EU für 2030 und 2050 geplanten bzw. in Diskussion befindlichen Klimazielen könnte der Anteil erneuerbarer Energien an der europäischen Stromerzeugung bis 2030 auf 45 bis 53% und bis 2050 sogar auf bis zu 80 % ausgebaut werden. Auf Grund der gegenüber Wasserkraft, Biomasse und Geothermie auf europäischer Ebene deutlich höheren Ausbaupotenziale von Wind- und Sonnenenergie werden diese beiden Energiequellen den Zubau erneuerbarer Energien dabei dominieren. Abb. 4 zeigt hierzu die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU 28 bis 2014 sowie einen möglichen Entwicklungspfad zur Erreichung der Ausbauziele entsprechend den Zielvorgaben der EU bis 2050.

In Österreich besteht zwar grundsätzlich noch ein vergleichsweise hohes technisch-wirtschaftliches Ausbaupotenzial zur Stromerzeugung aus Wasserkraft (rd. 18 - 20 TWh/a [5]); trotzdem wird auch

hier eine deutlich verstärkte Nutzung der Wind- und Sonnenenergie erforderlich werden, wenn eine Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und Importen im Stromsektor oder zumindest das vom ehemaligen Bundeskanzler Faymann formulierte Ziel eines 100 %-Anteils erneuerbarer Energien an der heimischen Stromerzeugung erreicht werden soll.⁶ So hat beispielsweise die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ gezeigt, dass eine bilanzielle Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern im Stromsektor zu einem Anteil der Wind- und Solarenergie an der gesamtösterreichischen Stromerzeugung von etwa 40 % führen würde [6]. Je nach Szenario müssten hierfür etwa 7.000 MW an Windkraftleistung und 17.000 bis 22.000 MW an PV-Leistung in Österreich installiert werden – in Summe also fast das 3-fache der heutigen Lastspitze im öffentlichen Netz.

Konsequenterweise sieht daher bereits der österreichische Nationale Aktionsplan für erneuerbare

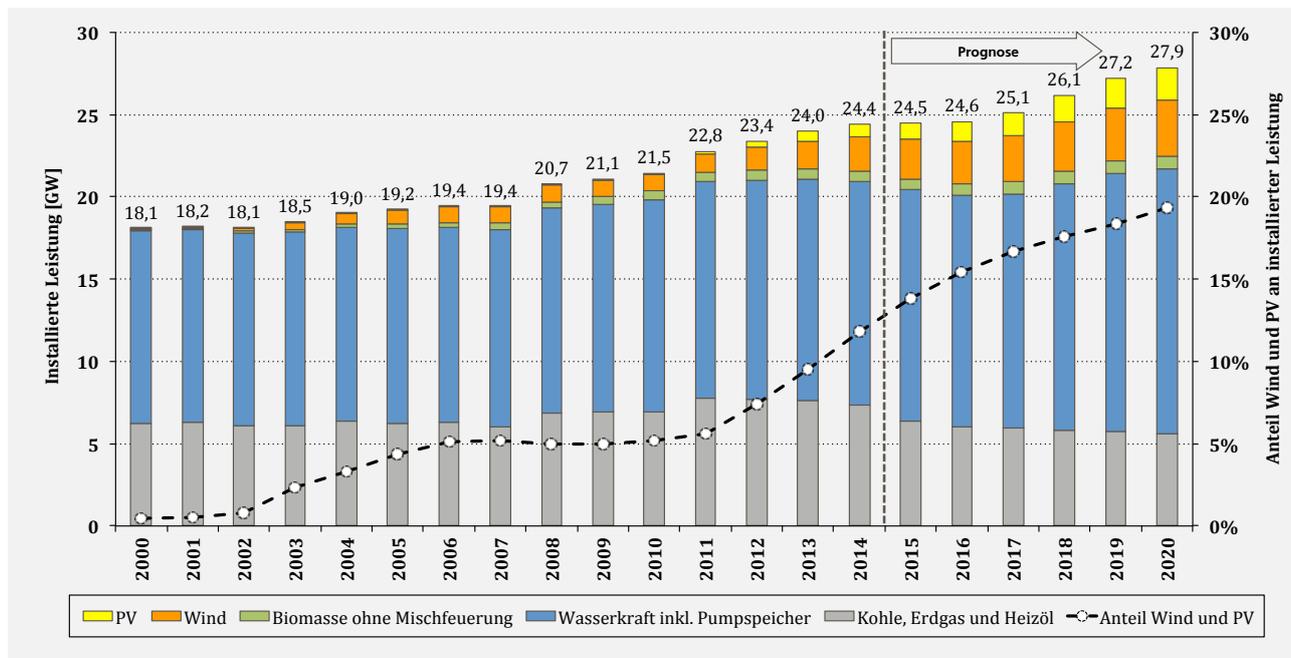
⁶ Rede Werner Faymann bei Eröffnung UN-Klimakonferenz in Paris (30.11. bis 11.12.2015): <http://unfccc6.metafusion.com/cop21/events/2015-11-30-14-45-leaders-event/his-excellency-mr-werner-faymann-chancellor-of-austria>

Energien bis 2020 einen Schwerpunkt im Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vor: Von den nach Brüssel gemeldeten Ausbauzielen von in Summe rd. 2.600 MW sollen 1.800 MW (70 %) von der Windkraft und Photovoltaik beigesteuert werden und damit das Ziel der nationalen Energiestrategie erreichen, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von rd. 72 % im Jahr 2005 auf knapp 80 % im Jahr 2020 zu erhöhen [7], [8]; längerfristige Ausbauziele für erneuerbare Energien wurden auf Bundesebene bisher noch nicht konkret festgelegt.

Mit dem Ökostromgesetz 2012 wurde jedoch ein noch ambitionierteres Ausbauziel definiert, bspw. soll die installierte Windkraftleistung von 1.000 MW im Jahr 2010 auf 3.000 MW bis 2020 ausgebaut werden, wobei auf Basis der in Entwicklung befindlichen Projekte sowie der Erwartungen der Windbranche sogar eine Bandbreite zwischen 3.400 und 3.800 MW realistisch erscheint. Auch für die Photovoltaik sind die Erwartungen der Erneuerbaren-Branche etwas optimistischer als das Ausbauziel im Ökostromgesetz 2012 von 1.300 MW bis ins Jahr 2020. Nach einem Zubau von fast 300 MW im Jahr 2013 ist die neu installierte PV-Leistung im Jahr 2014 zwar spürbar auf 170 MW zurückgegangen, trotzdem erscheint ein Ausbau der Photovoltaik in einen Bereich zwischen 1.600 bis 1.800 MW bis 2020 durchaus möglich. Im Vergleich zur Windkraft und Photovoltaik sind die Ausbaupotenziale der Biomasse stark eingeschränkt, so dass sogar das im Ökostromgesetz 2012 formulierte Ziel eines Zubaus von 200 MW als sehr ambitioniert erscheint. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund einer häufig fehlenden wirtschaftlichen Perspektive bestehender Biomasseanlagen nach Ende der Einspeisetarifförderung. In Abb. 5 ist hierzu die historische sowie prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft, Photovoltaik und Biomasse in Österreich zwischen den Jahren 2000 und 2020 dargestellt.

erbaren-Branche etwas optimistischer als das Ausbauziel im Ökostromgesetz 2012 von 1.300 MW bis ins Jahr 2020. Nach einem Zubau von fast 300 MW im Jahr 2013 ist die neu installierte PV-Leistung im Jahr 2014 zwar spürbar auf 170 MW zurückgegangen, trotzdem erscheint ein Ausbau der Photovoltaik in einen Bereich zwischen 1.600 bis 1.800 MW bis 2020 durchaus möglich. Im Vergleich zur Windkraft und Photovoltaik sind die Ausbaupotenziale der Biomasse stark eingeschränkt, so dass sogar das im Ökostromgesetz 2012 formulierte Ziel eines Zubaus von 200 MW als sehr ambitioniert erscheint. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund einer häufig fehlenden wirtschaftlichen Perspektive bestehender Biomasseanlagen nach Ende der Einspeisetarifförderung. In Abb. 5 ist hierzu die historische sowie prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft, Photovoltaik und Biomasse in Österreich zwischen den Jahren 2000 und 2020 dargestellt.

Abb. 5: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Österreich bis ins Jahr 2020



Quelle: E-Control (<http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>); Prognose auf Basis Ökostromgesetz und eigener Analysen (Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie fossiler thermischer Kraftwerke nach 2014 basiert auf den von den österreichischen EVUs öffentlich kommunizierten Ausbau- und Stilllegungsplänen.)

Zusätzlich zeigt Abb. 5 auch die Entwicklung der installierten Leistung von Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von fossilen thermischen Kraftwerken. Insgesamt wird die installierte Erzeugungsleistung in Österreich bis ins Jahr 2020 auf fast 28.000 MW ansteigen, wobei der Zubau nach 2014 von der Wasserkraft (+800 MW), Windkraft und Photovoltaik (+2.200 MW) sowie von Pumpspeicherkraftwerken (+1.700 MW) bestimmt wird. Umgekehrt wird die installierte fossile Kraftwerksleistung bis 2020 weiter deutlich zurückgehen – die aktuellen Pläne der EVUs gehen hier von rd. 1.700 MW an Kraftwerksstilllegungen aus (inkl. des seit 2015 in Kaltreserve befindlichen Erdgas-GuD-Kraftwerks Mellach).

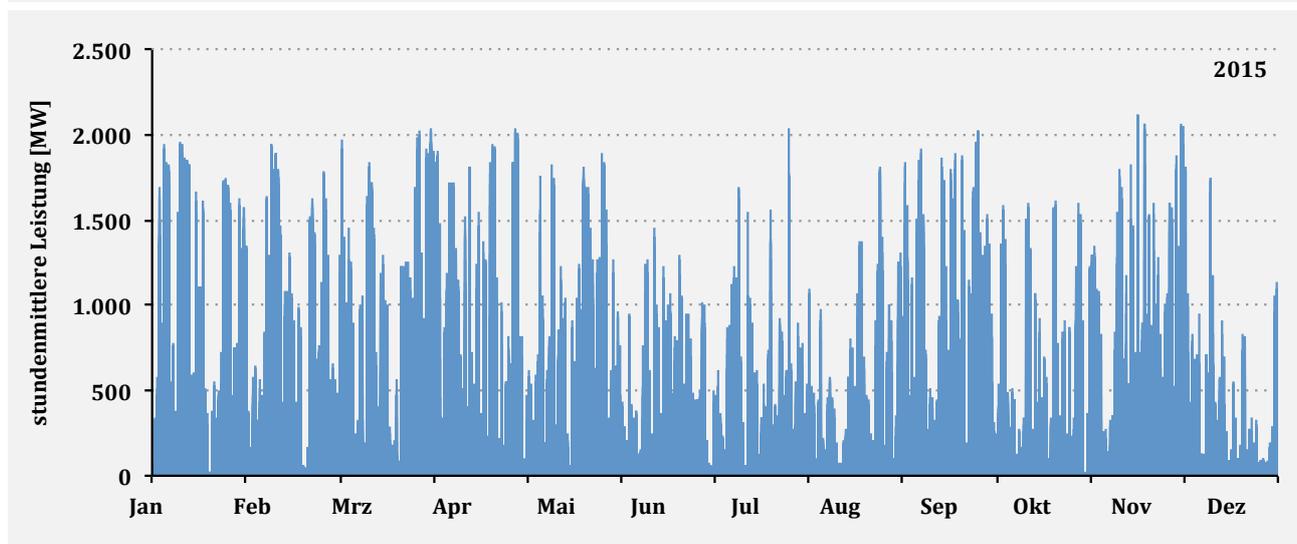
2.3 Transformation des Erzeugungssystems

Die im europäischen vor allem aber auch im deutsch-österreichischen Strommarkt zukünftig tragende Rolle der Wind- und Sonnenenergie ist aus energiewirtschaftlicher Sicht insofern von Relevanz, da diese von allen erneuerbaren Energien die größten Herausforderungen für das bestehende Stromversorgungssystem mit sich bringen. Beide zeigen

ausgeprägte Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf, eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit und häufig eine ungleiche regionale Verteilung. Während die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen vor allem für den Betrieb und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze relevant ist, haben die technologieimmanenten Schwankungen sowie Prognosequalität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem Auswirkungen auf den verbleibenden Kraftwerkspark. Abb. 6 und Abb. 7 zeigen hierzu beispielhaft die Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich sowie der Photovoltaik in Deutschland im Jahr 2015.

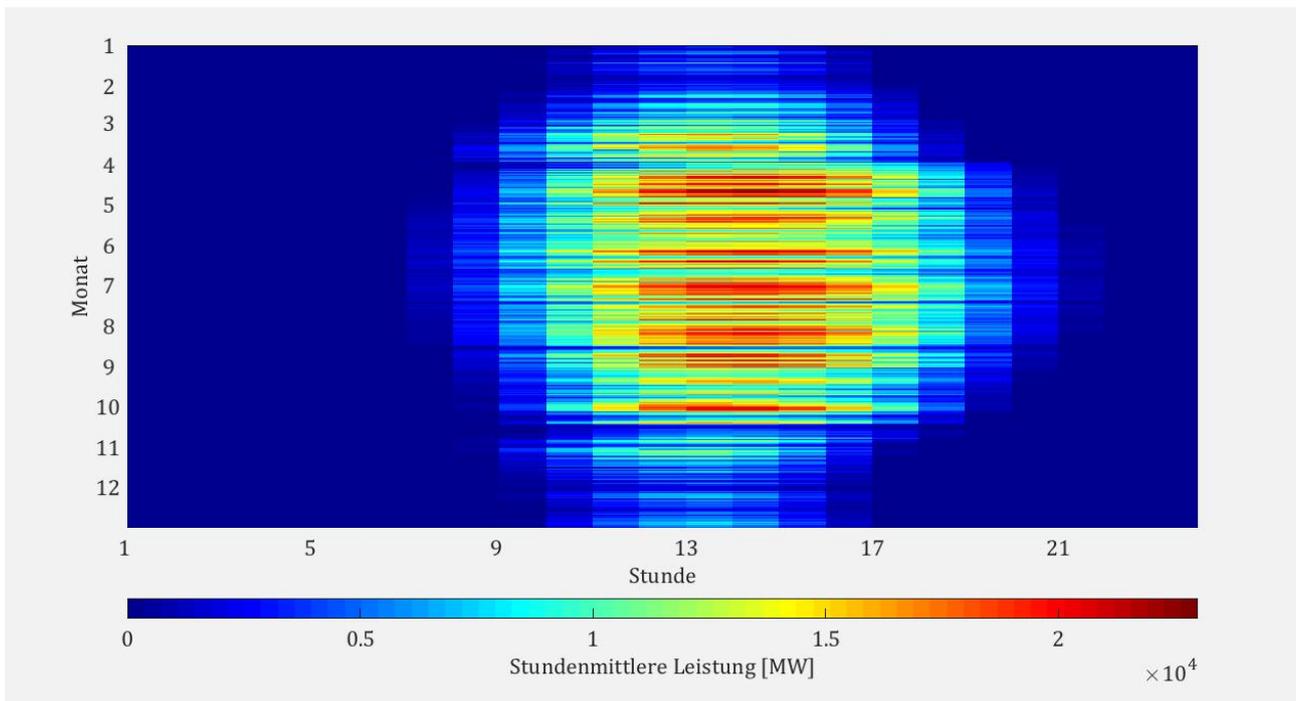
Im Stunden- und Tagesverlauf sind in Abhängigkeit von den herrschenden Wetter- und Windbedingungen Erzeugungsschwankungen zwischen nahezu 0 und knapp 85 % der installierten Windkraftleistung möglich. Im Monatsverlauf zeigt sich eine höhere Windstromerzeugung während der Wintermonate, wobei innerhalb einzelner Monate Abweichungen zum jeweiligen langjährigen Monatsmittel um bis zu +90/-50% sowie in einzelnen Jahren Abweichungen zum langjährigen Jahresmittel um +/-15% möglich sind.

Abb. 6: Windstromerzeugung Österreich im Jahr 2015



Daten: APG

Abb. 7: Solarstromerzeugung Deutschland im Jahr 2015



Daten: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (netztransparenz.de)

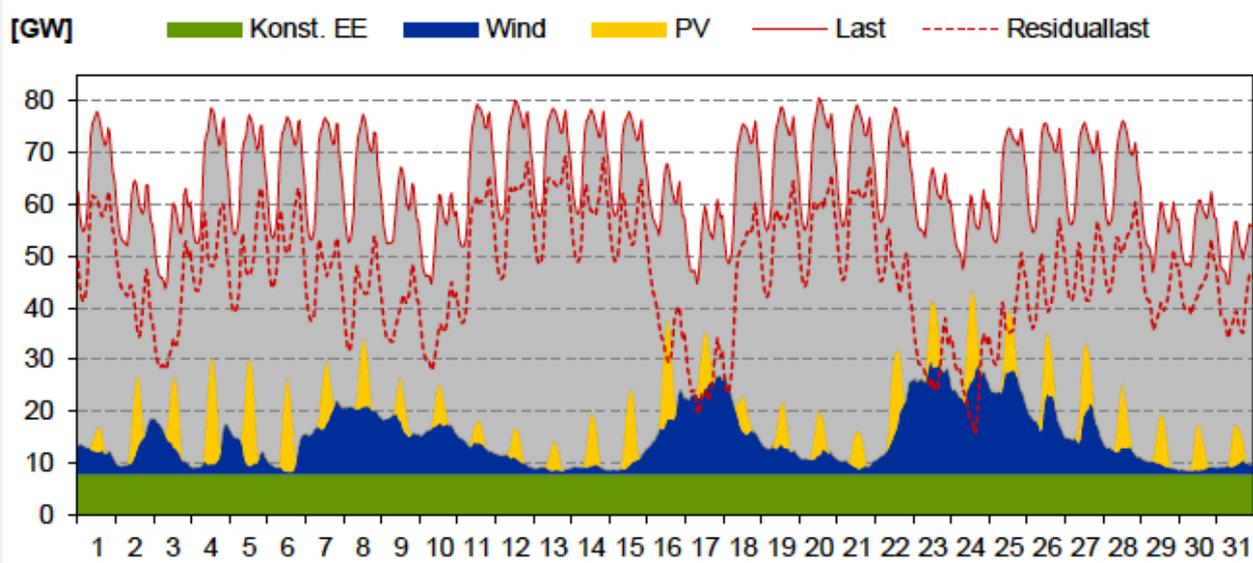
Für die photovoltaische Stromerzeugung sind diese Zusammenhänge grundsätzlich ähnlich gelagert, wobei die deutlich stärker ausgeprägte tageszeitliche und saisonale Erzeugungscharakteristik unmittelbar vom solaren Strahlungsangebot bestimmt wird.

Neben der absoluten Schwankungsbreite innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls ist für die Gewährleistung einer ausreichenden Systemstabilität aber auch die Geschwindigkeit dieser Leistungsänderung (sog. Leistungsgradient oder Rampe) von Relevanz. Bspw. wird für das Jahr 2030 die maximale stündliche Leistungsänderung der Windeinspeisung für Deutschland auf bis zu 25% der installierten Leistung abgeschätzt – also auf mehr als 15.000 MW pro Stunde [11]. Als Konsequenz kommt es neben der Reduzierung der aus fossilen Kraftwerken insgesamt aufzubringende Strommenge vor allem zu einer Veränderung der Dynamik der sog. Residuallast (d. h. gesamte Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung nicht steuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft,

Photovoltaik, Laufwasserkraft und wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmespeicher). Abb. 8 zeigt dies beispielhaft für März 2013 anhand der Nachfragelast und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der residualen Last als Differenz der beiden Kurven, die von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss.

Gut zu erkennen ist, dass bereits heute in Stunden mit hoher Wind- und/oder PV-Stromerzeugung und gleichzeitig geringer Nachfrage eine Verdrängung von Erzeugung aus konventionellen Grundlastkraftwerken erfolgt, da die verbleibende konventionelle Restlast dann z. T. unterhalb der Leistung der Kern- und Braunkohlekraftwerke liegt. Grundlastkraftwerke sind bisher zwar noch vergleichsweise wenig von solchen Erzeugungseinschränkungen betroffen. Künftig wird die Möglichkeit zum Grundlastbetrieb mit Jahresvolllaststunden von über 6.000 - 7.000 h/a jedoch deutlich abnehmen.

Abb. 8: Nachfragelast, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Residuallast in Deutschland für März 2013

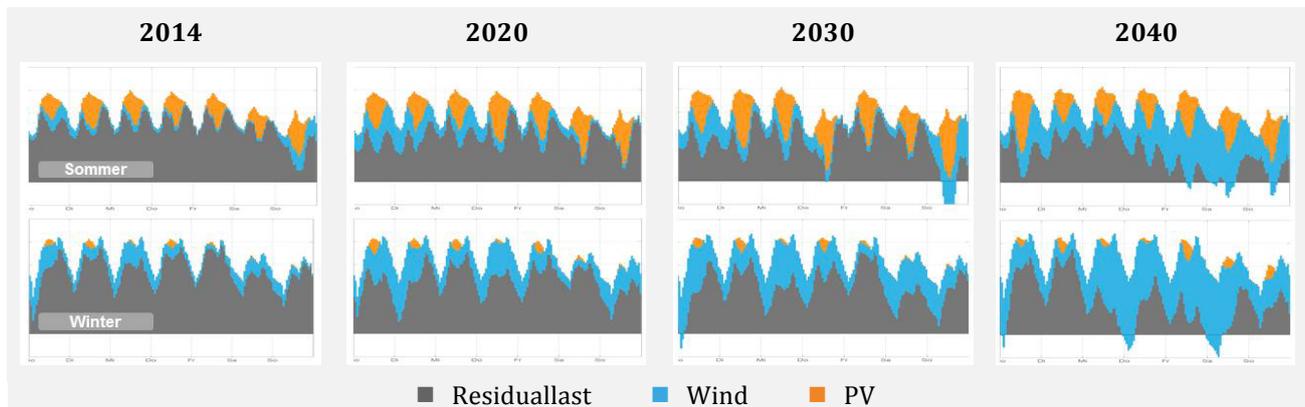


Quelle: Buttler, A et al. [12]

Modelluntersuchungen gehen davon aus, dass bei einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromaufbringung von etwa 50% das konventionelle Grundlastband weniger als die Hälfte der heute in Deutschland erforderlichen knapp 60 GW beträgt (vgl. u. a. [13], [14], [15]). Dadurch entsteht jedoch nicht nur ein Systemkonflikt mit den bspw. in Deutschland bestehenden grundlastorientierten Erzeugungsstrukturen (Kernkraft- und Braunkohle- sowie Steinkohlekraftwerke), sondern auch mit konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die vor allem während der Wintermonate häufig im Grundlastbetrieb laufen. In Abb. 9 ist diese Entwicklung beispielhaft für den simulierten Verlauf der deutschen Stromnachfrage sowie der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik für zwei Beispielwochen in den Jahren 2014, 2020, 2030 und 2040 dargestellt. Die Entwicklung über die Jahre zeigt deutlich die sich verändernde Struktur sowie das vermehrte Auftreten Residuallasten niedriger (später auch negativer), die sich innerhalb kurzer Zeiträume mit Zeiten hoher Nachfrage nach „residueller“ Erzeugung abwechseln können. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang jedoch auch, dass die residu-

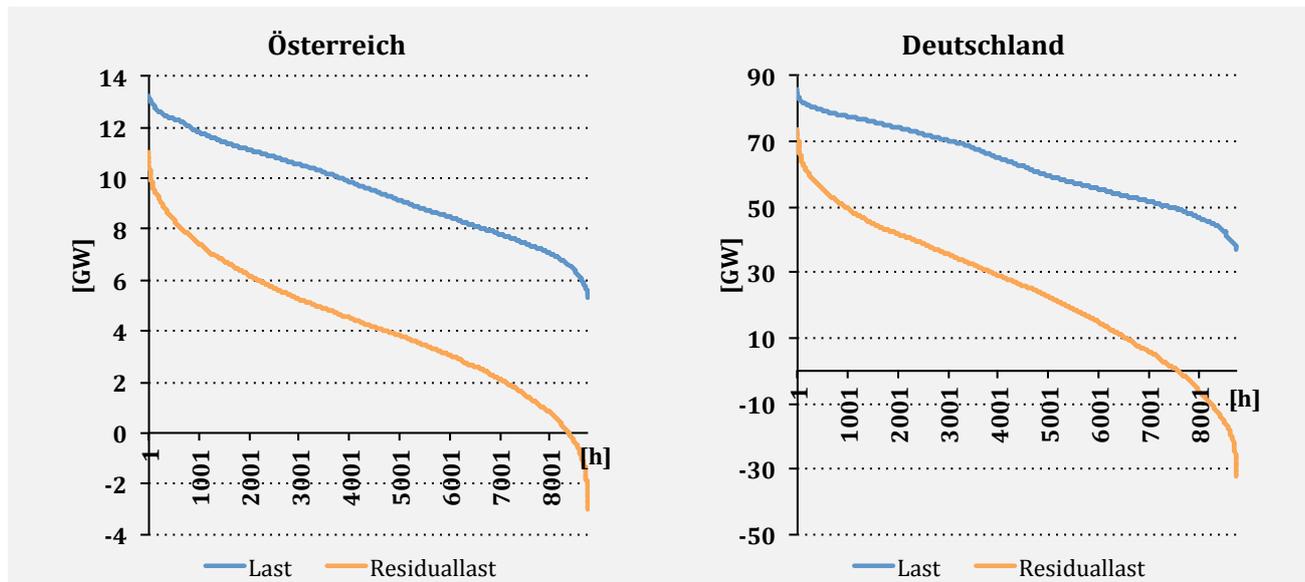
ale Spitzenlast (d. h. die höchste in einem Jahr auftretende residuale Stromnachfrage) nur unwesentlich durch den Ausbau der Windkraft und Photovoltaik im deutsch-österreichischen Strommarkt reduziert werden kann, da zu Zeitpunkten mit hoher Nachfrage eine hohe Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht garantiert werden kann. So hat bspw. das Fraunhofer IWES in einer Studie für die Agora Energiewende gezeigt, dass die Lastspitze in Österreich bei einem bis 2030 unterstellten Ausbau der Windkraft und Photovoltaik auf 5.500 MW bzw. 3.500 MW (d. h. rd. 70% der für 2030 modellierten Lastspitze von 13.000 MW) nur um knapp 17% reduziert werden kann [15]. Für Deutschland zeigt die Studie selbst bei einer installierten Windkraft- und Photovoltaikleistung von zusammen 144.400 MW im Jahr 2030 (d. h. 170% von der Jahreshöchstlast) eine Reduktion der Lastspitze um nur knapp 15%. In Abb. 10 ist hierzu die Jahresdauerlinien der Last und Residuallast für Österreich und Deutschland im Jahr 2030 dargestellt, wo dieser Zusammenhang sehr gut erkennbar ist.

Abb. 9: Entwicklung der Residuallaststrukturen in Deutschland bis 2040 für eine „typische“ Sommer- und Winterwoche



Quelle: enervis [14](Residuallast: Gesamtnachfrage abzüglich Wind- und PV-Stromeinspeisung; Anteil erneuerbarer Energien am gesamtdeutschen Bruttostromverbrauch aus Zielen der deutschen Bundesregierung mit 50% im Jahr 2030 und 65% im Jahr 2040 abgeleitet)

Abb. 10: Jahresdauerlinie der Last und Residuallast in Österreich und Deutschland im Jahr 2030



Daten: Fraunhofer IWES [15]; Residuallast = Last abzüglich Stromeinspeisung aus Windkraft und Photovoltaik; Studie unterstellt eine installierte Windkraft- und PV-Leistung in Österreich von 9.000 MW und in Deutschland von 144.400 MW im Jahr 2030

Auch unter Berücksichtigung von Ausgleichseffekten zwischen einzelnen Ländern bleibt die Reduktion der Lastspitze durch einen Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung vergleichsweise gering. Für den gesamten geografischen Betrachtungsraum der o. a. Studie des Fraunhofer IWES – neben Österreich und Deutschland sind dies Belgien, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und die Schweiz – reduziert sich die simultane Jahreshöchstlast bei einem unterstellten Ausbau der Wind- und PV-Leistung auf über 250.000 MW bis zum Jahr 2030 nur um etwa

30.000 MW auf eine residuale Jahreshöchstlast von knapp über 200.000 MW.⁷ Im Ergebnis wird der Bedarf an steuerbarer und damit gesicherter Erzeugungskapazität auch bei einem massiven Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikleistung langfristig weitgehend konstant bleiben, die Auslastung des Kraftwerksparks insgesamt jedoch stark zurückgehen.⁸

⁷ vgl. Fraunhofer IWES [15] Seite 38 (die Daten stehen zusätzlich als Excel-Datei auf der Homepage der Agora Energiewende zur Verfügung)

⁸ Neben der Windkraft und Photovoltaik ist auch die Laufwasserkraft eine nicht steuerbare Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Biomassekraftwerke können hingegen

Entsprechend kommt es zu einer Verschiebung der Lastsegmente im Erzeugungspark von der Grundlast hin zur Mittel- und Spitzenlast. Für den Ausbau der österreichischen Wasserkraft lassen sich aus diesen energiewirtschaftlichen Randbedingungen zwei grundsätzliche Schlussfolgerungen ableiten:

- Wasserkraftwerke mit Speicherfunktion können durch die Möglichkeit einer bedarfsorientierten Betriebsweise den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien unterstützen und damit von einem zukünftig höheren Bedarf an flexibler Erzeugungsleistung profitieren.
- Demgegenüber entsteht durch den Ausbau der PV-Stromerzeugung zunehmend eine „Konkurrenzsituation“ zwischen der Laufwasserkraft und Photovoltaik. Der Ausbau der Laufwasserkraft führt daher tendenziell zu einer weiteren Erhöhung von Erzeugungsüberschüssen während der Sommermonate, die entweder abgeregelt oder in zusätzlichen Speicherkapazitäten zwischengespeichert werden müssen.

2.4 Entwicklung der Strompreise im Großhandelsmarkt

Im folgenden Abschnitt werden aufbauend auf den Grundlagen der Strompreisbildung die historische Entwicklung der Strompreise im Spot- und Terminmarkt sowie ein Ausblick auf eine mögliche Entwicklung der Börsenstrompreise bis 2040 gegeben. Abschließend werden die Ergebnisse der für diese Studie bei der enervis energy advisor GmbH in Auftrag gegebenen Marktpreisprognose für die Jahre 2025, 2030 und 2040 vorgestellt, die eine wesentliche

grundsätzlich auch nachfrageorientiert betrieben werden und stehen damit prinzipiell als regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. Derzeit werden Biomassekraftwerke jedoch nur in geringem Umfang zur nachfrageorientierten Stromerzeugung und damit Deckung der residualen Last eingesetzt. Zusätzlich zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien stellen auch wärmegeführte KWK-Anlagen eine nicht steuerbare Kraftwerkskapazität dar. Mit einem Wärmespeicher kann die Stromerzeugung jedoch auch in wärmegeführten KWK-Anlagen der residualen Lastkurve in einem gewissen Ausmaß angepasst werden.

Grundlage für die weiteren energiewirtschaftlichen Analysen und Bewertungen darstellen.

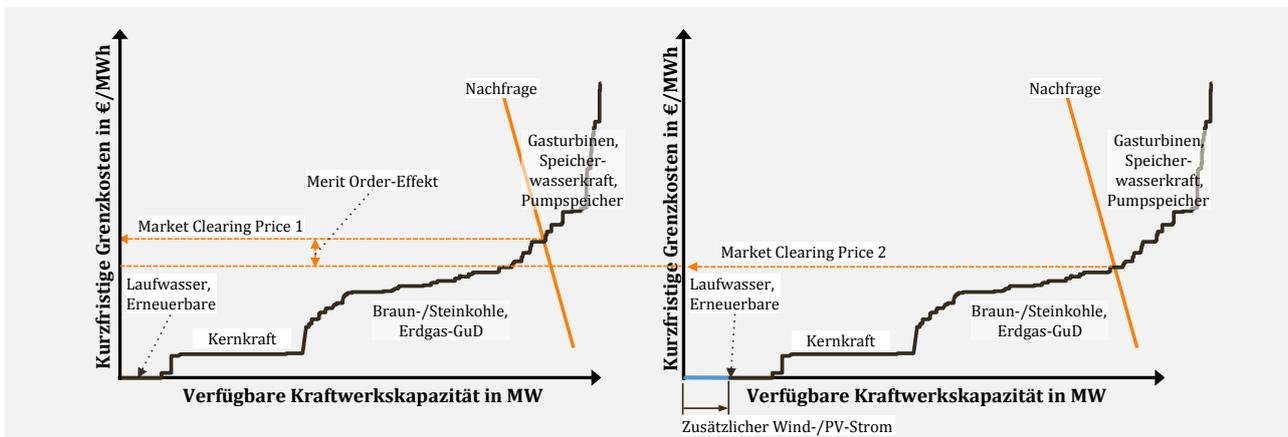
2.4.1 Strompreisbildung und Merit-Order-Effekt

Die Preisbildung in wettbewerblich organisierten Strommärkten basiert auf dem Ansatz, dass Kraftwerke nur dann betrieben werden, wenn sie mindestens ihre variablen Kosten über den Strompreis decken können. D. h. Kraftwerksbetreiber werden ihre vorhandenen Kapazitäten grundsätzlich zu diesen (kurzfristigen) Grenzkosten im Markt anbieten, da sie damit ihre Deckungsbeiträge maximieren. Die Angebotskurve im Markt ergibt sich somit aus den nach steigenden Grenzkosten angeordneten verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, der sog. Merit Order. Diese bildet einerseits die verfügbare Kraftwerkskapazität und andererseits die im Wesentlichen von den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten abhängigen variablen Betriebskosten dieser Kapazitäten ab. Da die variablen Kosten der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, Laufwasser und Solar) annähernd bei Null liegen, sind diese in der Merit Order an erster Stelle gereiht. Innerhalb der erneuerbaren Energien bilden Speicherkraftwerke eine Ausnahme, da sich ihr Einsatz an den Strompreisen im Markt orientiert und sie in der Merit Order daher deutlich weiter rechts liegen, als bspw. Laufwasserkraftwerke (Abb. 11).

Dem verfügbaren Angebot an Erzeugungskapazitäten wird die entsprechende Nachfragekurve gegenübergestellt, die kurzfristig von einer Vielzahl an tages- und jahreszeitlichen Faktoren beeinflusst wird (u. a. Außentemperatur, Helligkeit, Ferien- und Feiertage). So schwankte bspw. in Österreich die Nachfrage der von der öffentlichen Stromversorgung belieferten Kunden im Jahr 2015 zwischen 10.062 MW (am 19. Februar. von 10:45 bis 11:00) und 4.079 MW (am 23. August von 04:15 bis 04:30).⁹

⁹ vgl. täglicher Belastungsablauf E-Control Betriebsstatistik 2015 <http://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2015>

Abb. 11: Grundprinzip der Preisbildung im Strommarkt



Quelle: eigene Darstellung

Der Schnittpunkt der beiden Kurven bildet das aus volkswirtschaftlicher Sicht optimale Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und definiert somit auch den im Zuge einer Auktion am Spotmarkt festgestellten Strompreis. Alle Anbieter erhalten bzw. alle Nachfrager bezahlen dabei denselben Preis (sog. Markträumungspreis oder engl. Market Clearing Price), der sich anhand der Grenzkosten des teuersten, zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigten Kraftwerks ergibt.

Am Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX) werden dabei als kleinste Einheit stündliche Produkte im Day-Ahead-Markt sowie viertelstündliche Produkte im untertägigen Intraday-Markt für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland-Österreich gehandelt. Demgegenüber wird an der österreichischen Strombörse EXAA (Energy Exchange Austria) zwar kein Intraday-Handel jedoch auch im Day-Ahead-Markt ein Viertelstundenhandel für das deutsch-österreichische Marktgebiet angeboten. Der Handel von Viertelstundenprodukten gewinnt durch die Möglichkeit einer stetigeren Abbildung der Erzeugungs- und Absatzportfolios innerhalb einer Bilanzgruppe zunehmend an Bedeutung, da vor allem die stark schwankende bzw. durch eine ausgeprägte Charakteristik geprägte Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie

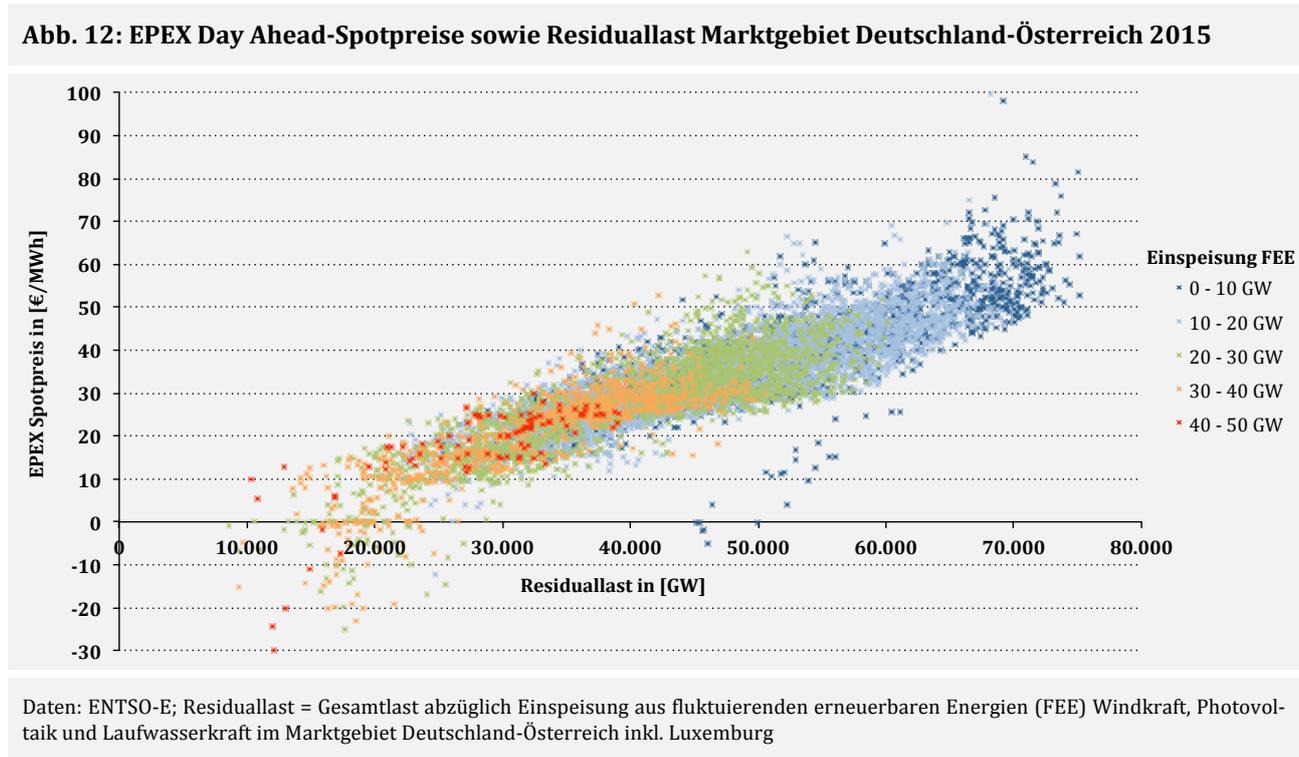
dadurch effizienter in das Versorgungssystem integriert werden kann.

Von den Spotmärkten zu unterscheiden sind die Terminmärkte, an denen Forwards (Futures) gehandelt werden, die eine physische oder finanzielle Erfüllung in weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen vorsehen. Die Forwardnotierungen geben dabei eine Erwartung der Marktteilnehmer über den zukünftigen Wert einer Stromlieferung auf Grundlage der allgemeinen Einschätzung in Bezug auf die strompreisbestimmenden Faktoren wieder.

Während die Preisbildung an den Großhandelsmärkten in der Vergangenheit im Wesentlichen von der saisonal und tageszeitlich schwankenden Nachfrage sowie eingeschränkt dem saisonal schwankenden Angebot an Laufwasserkraft bestimmt wurde, wird die Preisbildung im deutsch-österreichischen Spotmarkt heute vor allem von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik beeinflusst (sog. Merit Order-Effekt). Dies führt u. a. zu einer Reduzierung der Peak-Preise während der Mittagszeit bei hoher PV-Einspeisung sowie sehr niedrigen – teilweise sogar negativen – Strompreisen während lastschwachen Zeiten an Wochenenden oder der Nacht und gleichzeitig hoher Windstromerzeugung. Selbst im aktuell sehr ungünstigen Marktumfeld ist die preisbeeinflussende Wirkung der Wind- und PV-Stromeinspeisung

deutlich feststellbar. Abb. 12 zeigt dies anhand der Korrelation der EPEX-Spotpreise und der residuellen Stromnachfrage von Österreich und Deutschland für das Jahr 2015 – die Höhe der jeweils prognostizierten Einspeisemengen aus Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft im deutsch-österreichischen Marktgebiet ist dabei geclustert in unterschiedlichen

Farben dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass unabhängig vom jeweiligen Lastbereich die Spotpreise mit zunehmender Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) tendenziell sinken und bei sehr hohem FEE-Angebot und gleichzeitig niedriger Last sogar negativ werden können.



2.4.2 Spot- und Terminmarkt 2001 bis 2020

Insgesamt befinden sich die Strompreise derzeit sowohl im Spot- als auch Terminmarkt auf einem vergleichsweise moderaten Niveau. Abb.13 zeigt die jahresmittleren Spotpreise der Jahre 2001 bis 2015 sowie die Forward-Notierungen bis 2020 für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland-Österreich. Zu berücksichtigen ist dabei, dass zur besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Jahre die Preise inflationsbereinigt im Geldwert des Jahres 2016 dargestellt sind und damit von den auf nominaler Basis notierenden Preisen (d. h. im Geldwert des jeweiligen Jahres) abweichen.

Die aus Sicht der Kraftwerksbetreiber ungünstige Entwicklung der Preise im Strommarkt lässt sich

nicht nur im Marktgebiet Deutschland-Österreich sondern in praktisch allen europäischen Ländern feststellen. Die Ursachen hierfür liegen zum einen in den aktuell sehr niedrigen Preisen von Kohle und Erdgas sowie CO₂-Emissionszertifikaten und damit niedrigen variablen Kosten der in der Merit Order preissetzenden Kraftwerke. Zum anderen sind bei einem insgesamt stagnierenden bzw. deutlich abgeschwächten Wachstum der Stromnachfrage nicht zuletzt durch den vergleichsweise schnellen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Überkapazitäten an Kraftwerksleistung im Markt entstanden, wodurch ältere Kraftwerke mit höheren variablen Kosten praktisch nicht mehr in der Merit Order preissetzend sind.

Abb. 13: Jahresmittlere EEX/EPEX Day Ahead-Spotmarktpreise und EEX Phelix Baseload Year Futures für Marktgebiet Deutschland-Österreich



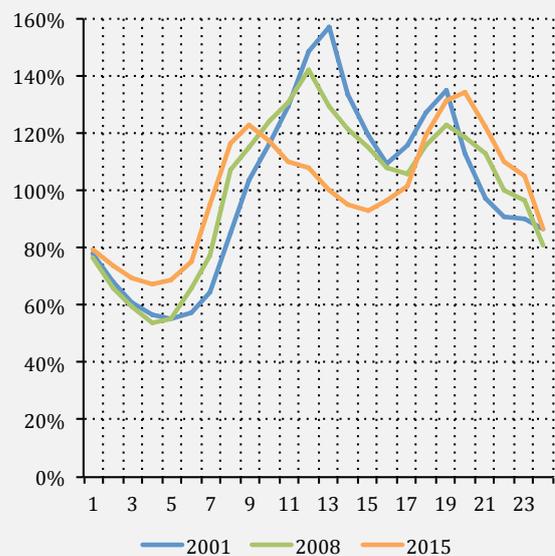
Daten: EPEX Spot, EEX, Statistik Austria (reale Preise im Geldwert 2016; Indexierung über VPI 2000 (134,0) bzw. ab 2017 jährliche Preissteigerung von 2% unterstellt)

In Abb. 14 ist dies am Beispiel der stundenmittleren Spotpreise für die Jahre 2001, 2008 und 2015 dargestellt – zur besseren Vergleichbarkeit sind diese auf den jeweiligen Jahresbasepreis bezogen. Auch wenn im saisonalen Verlauf von den jahresmittleren Werten durchaus abweichende Zusammenhänge möglich sind, lässt sich sehr gut zu erkennen, dass die Mittagsspitze einer weniger stark ausgeprägten morgen- und abendlichen Doppelspitze gewichen ist. Dies ist dabei ein unmittelbarer Effekt der zunehmenden Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen im deutsch-österreichischen Strommarkt, die vor allem während der Mittags- und frühen Nachmittagsstunden zu einer spürbaren Reduktion der Spotpreise führt.

Die aktuellen Notierungen im Terminmarkt zeigen auch für die kommenden Jahre keine Erholung der Strompreise, da mögliche Effekte steigender Brennstoff- oder CO₂-Kosten durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert werden. Allerdings bestehen in der vom Markt erwarteten

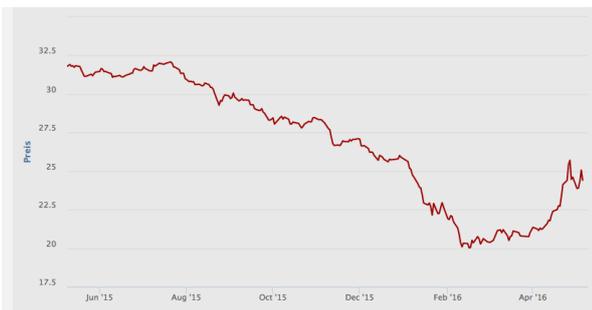
Entwicklung erhebliche Schwankungen und damit Unsicherheiten, wie in Abb. 15 am Beispiel der Notierungen des Forwards für das Lieferjahr 2018 in den vergangenen 12 Monaten dargestellt ist.

Abb. 14: Stundenmittlere EEX/EPEX Day Ahead-Spotpreise bezogen auf Jahresbasepreis



Daten: EEX, EPEX Spot

Abb. 15: EEX Phelix Baseload Year Future 2018 in €/MWh



Quelle: EEX (www.eex.com)

2.4.3 Ausblick 2025 bis 2040

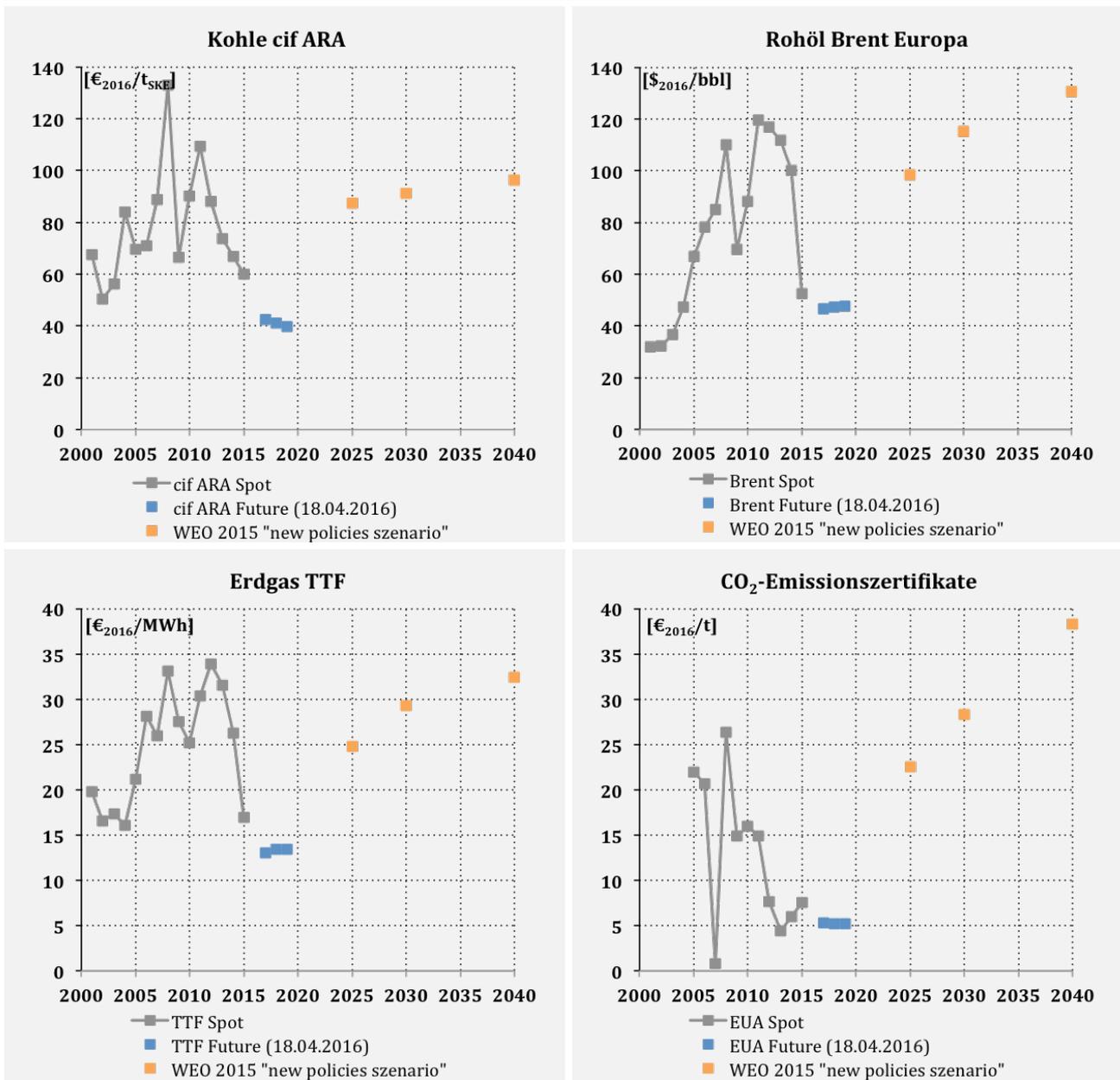
Gerade für Wasserkraftwerke, die typischerweise eine sehr lange Planungs-, Genehmigungs- und Bauphase haben, kann eine Bewertung auf Basis der aktuellen Spot- und Forward-Notierungen nur sehr eingeschränkt Aussagen zur Wirtschaftlichkeit liefern. Häufig erfolgt die wirtschaftliche Bewertung daher mit Hilfe langfristiger Strompreisprognosen auf Basis fundamentaler Strommarktmodelle. Fundamentalmodelle bilden in der Regel sowohl den Einsatz des gesamten Kraftwerksparks als auch Investitionsentscheidungen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Wesentliche Eingangsgrößen der Marktmodelle stellen insbesondere energiepolitische Ziele, wie bspw. der Ausbau erneuerbarer Energien oder die Reduzierung der CO₂-Emissionen, die Prognose der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage dar. Die für die Strompreisbildung besonders relevanten Einspeisezeitreihen der Windkraft und Photovoltaik werden i. Allg. aus historischen Wetterdaten abgeleitet. Zusätzlich berücksichtigt werden auch altersbedingte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke sowie der überregionale Netzausbau zur Erhöhung des Stromaustauschs zwischen den Ländern. Ausgehend von den jeweils szenariospezifischen Randbedingungen und der Prämisse einer kostenoptimalen Entwicklung des verbleibenden Kraftwerksparks werden dann die stündlichen Börsenstrompreise für die berücksichtigten Marktgebiete über

eine simulierte Merit Order-Kurve berechnet. Dadurch lassen sich nicht nur Aussagen zur langfristigen Entwicklung der jahresmittleren Basepreise sondern auch zu saisonalen und untertägigen Schwankungen der Spotpreise ableiten und für eine wirtschaftliche Bewertung berücksichtigen.

Im Rahmen dieser Studie werden zur Analyse der wirtschaftlichen Perspektiven von Wasserkraftprojekten in Österreich die Ergebnisse einer aktuellen Strompreisprognose der *enervis energy advisor GmbH* genutzt. Das Szenario *enervis Best Guess Q II 2016* [16] berücksichtigt u. a. die aktuellen politischen Zielvorgaben in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa bis 2050 und greift bei der Prognose der langfristigen Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise auf die Annahmen des *New Policies Scenarios* im *World Energy Outlook (WEO) 2015* der Internationalen Energieagentur (IEA) zurück [17]. Abb. 16 zeigt hierzu die unterstellte Entwicklung der realen Preise im Geldwert 2016 für Kraftwerkskohle, Rohöl, Erdgas und CO₂-Emissionszertifikate. Zusätzlich zu den Prognosen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2040 sind in Abb. 16 auch die historischen Spotpreise sowie exemplarisch die Notierungen der jeweiligen Produkte an den Forwardmärkten am 18. April 2016 dargestellt.

Auffallen ist, dass die dem *WEO 2015 New Policies Scenario* zu Grunde liegenden Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise deutlich über den aktuellen Forward-Notierungen liegt. Neben einer zumindest in den kommenden Jahren global weiter steigenden Nachfrage nach Kohle, Öl und Gas geht der *WEO 2015* insbesondere davon aus, dass es auf der Angebotsseite zu einer tendenziellen Verknappung kommt, da bei dem aktuellen Preisniveau die Vollkosten der meisten Produzenten nicht mehr gedeckt werden können und damit Investitionen in den Erhalt bzw. den Ausbau der Förderkapazitäten nicht mehr in dem erforderlichen Umfang getätigt werden.

Abb. 16: Ausgewählte Eingangsprämissen für das enervis Marktpreisszenario Best Guess Q II 2016



Daten: U.S. Department of Energy, CME Group, Deutsche Emissionshandelsstelle, Verein der Kohlenimporteure e.V. und Internationale Energieagentur IEA. Kohle cif ARA: Kosten für Kohle inklusive Versicherung und Fracht (cost insurance and freight, cif) an den nordwesteuropäischen Handelspunkten Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA); Erdgas TTF: OTC-Großhandelspreise für Erdgas für den niederländischen Gashandelsplatz Title Transfer Facility (TTF); EUA: European Union Allowance (CO₂-Emissionshandelszertifikat der EU für 1 t CO₂)

Als Folge dieser Entwicklung steigen mittel- und langfristig die Preise für fossile Energieträger – eine Entwicklung, die bspw. auch im Reference Szenario 2016 der EU Energy Trends 2050 unterstellt wird [18]).

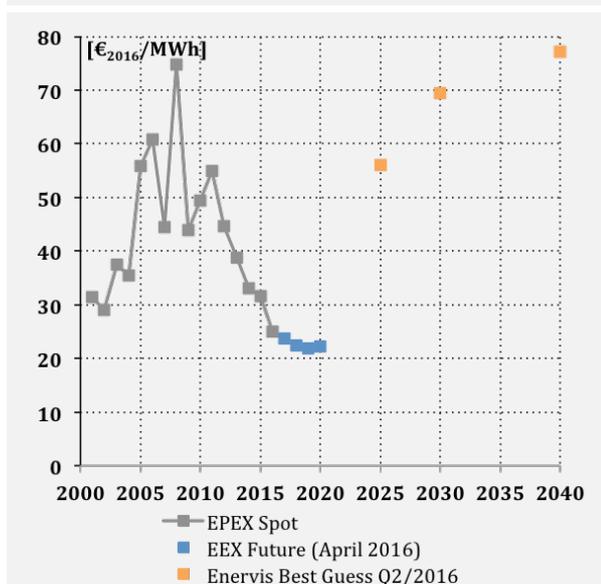
Während das vom WEO 2015 unterstellte Preisniveau für fossile Energieträger in der Vergangenheit bereits erreicht oder sogar überschritten wurde,

steigen die Preise für CO₂-Emissionen im *New Policies Scenario* bis zum Jahr 2040 deutlich über den bisherigen historischen Höchststand von knapp 26 €₂₀₁₆/t_{CO2} aus dem Jahr 2008. Ein solcher Anstieg ist grundsätzlich nicht unrealistisch, da die aktuell niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate auf europäischer Ebene im Hinblick auf die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele sehr kritisch bewertet werden.

Zwar konnte sich durch das sog. Backloading, bei dem die EU insgesamt 900 Millionen für die Jahre 2014 bis 2016 vorgesehene CO₂-Zertifikate erst in den Jahren 2019 und 2020 versteigern wird, der CO₂-Preis wieder etwas von seinem Tiefststand von knapp 2,6 €/EUA in der dritten Handelsperiode erholen. Es werden jedoch weitere Maßnahmen erforderlich sein, um den in der politischen Diskussion genannten Zielwert von 20 bis 25 €/tCO₂ bis Mitte der 2020er-Jahre erreichen zu können.

Entsprechend den in Abschnitt 2.4.1 dargestellten Mechanismen zur Preisbildung an den Strombörsen spiegeln sich die dem *enervis Szenario Best Guess Q II 2016* zu Grunde liegenden Entwicklungen der Preise für fossile Brennstoffe und CO₂ auch in den modellierten Spotpreisen im deutsch-österreichischen Marktgebiet bis 2040 wider. In Abb. 17 sind hierzu der prognostizierte Basepreis für die Stützjahre 2025, 2030 und 2040 sowie als Vergleich die jahresmittleren Spotpreise der Jahre 2000 bis 2015 und exemplarisch die Notierungen der EEX Futures für 2017 bis 2020 als Mittelwert des höchsten und niedrigsten Abschlusspreises im April 2016 dargestellt.

Abb. 17: Jahresbasepreis im deutsch-österreichischen Marktgebiet



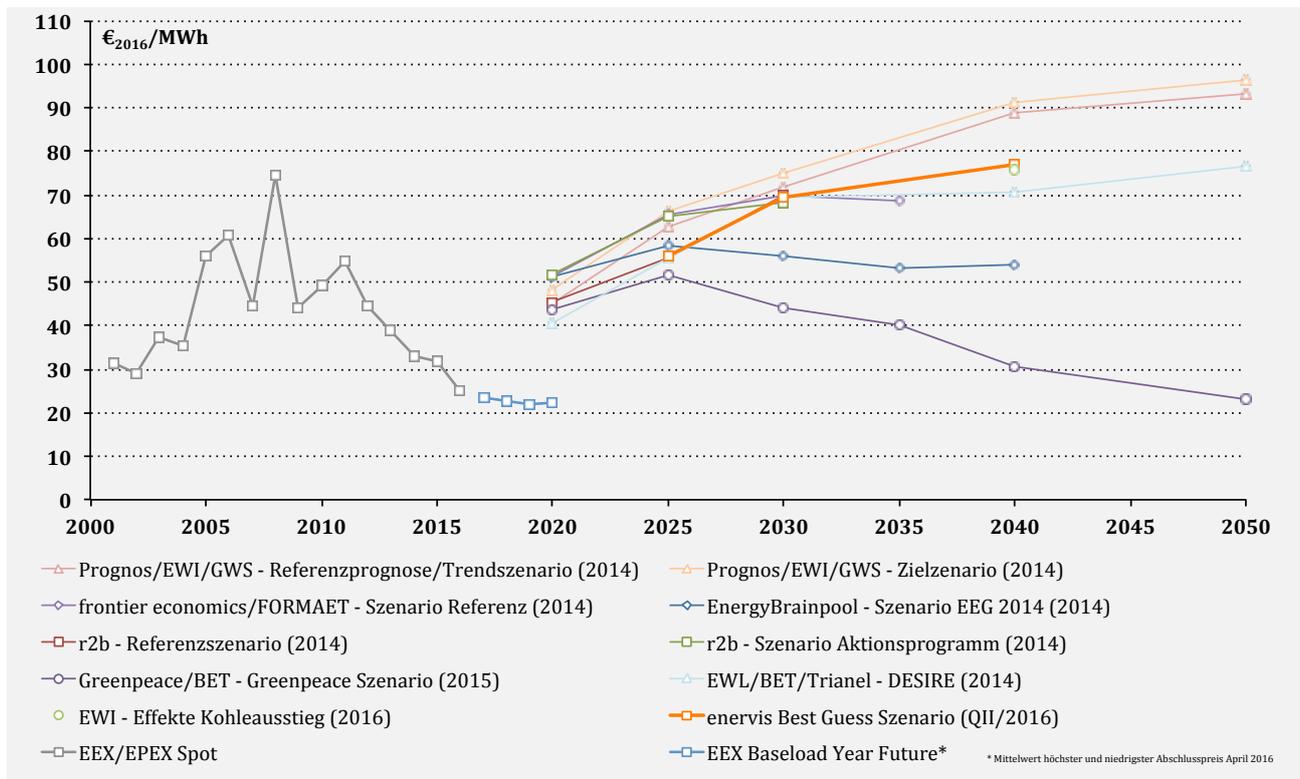
Daten: EPEX Spot, EEX, enervis

Die Prognose der Jahresbasepreise im *enervis Szenario Best Guess Q II 2016* zeigt nach dem Jahr 2020 einen verhältnismäßig starken Sprung vom heutigen Preisniveau auf 56,0 €/2016/MWh – ein Bereich der zwischen 2005 und 2011 bereits erreicht wurde – und anschließend einen weiteren Anstieg auf 69,5 (2030) bzw. 77,1 €/2016/MWh (2040).

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist dieser deutliche Anstieg der Großhandelspreise für Strom nach 2020 dabei nicht nur auf Grund der unterstellten Preisentwicklungen für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate begründbar. Ein wesentlicher Faktor, der zu dieser Entwicklung führen kann, stellt die fehlende Deckung der Vollkosten von neuen Erzeugungstechnologien und z. T. auch der jährlichen Fixkosten von bestehenden Kraftwerken dar, wodurch Kraftwerkebetreiber ihre Investitionen in neue bzw. in die Instandhaltung bestehender Kapazitäten auf Grund der fehlenden Wirtschaftlichkeit bereits deutlich reduziert haben. Als Konsequenz wird parallel zur altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke und dem bis 2022 umgesetzten Kernenergieausstieg in Deutschland das Angebot an gesichert zur Verfügung stehender Kraftwerkskapazität sinken, wodurch die Marktpreise in Stunden mit hoher Nachfrage bei gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie steigen werden.

Fundamentale Strommarktmodelle können die langfristige Strompreisentwicklung jedoch nur mit einer den Eingangsparametern entsprechenden Unsicherheit prognostizieren und unterscheiden sich in ihren Ergebnissen daher mitunter deutlich. Abb. 18 zeigt dies anhand des *enervis Szenarios Best Guess Q II 2016* und der Ergebnisse verschiedener öffentlich zugänglicher Prognosen der jahresmittleren Großhandelspreise im deutsch-österreichischen Strommarkt zwischen 2020 und 2050.

Abb. 18: Prognose Großhandelspreis Baseload für das Marktgebiet Deutschland-Österreich in verschiedenen Studien



Quelle: Energy Brainpool, frontier economics/r2b, Prognos/EWI/GWS, frontier economics/FORMAET, r2b, Greenpeace/BET, EW, enervis, EPEX, EEX (in Klammer Jahr der Veröffentlichung; die Ergebnisse der Studien beziehen sich auf unterschiedliche Basisjahre und wurden daher auf einen einheitlichen Geldwert des Jahres 2016 umgerechnet)

Die vergleichsweise großen Unterschiede der einzelnen Marktpreisprognosen können direkt aus den unterschiedlichen Annahmen vor allem zur Entwicklung der Preise für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate sowie der Stromnachfrage abgeleitet werden. Das *enervis Szenario Best Guess Q II 2016* liegt dabei für das Jahr 2025 knapp unter und für das Jahr 2030 knapp über dem Durchschnitt der acht Vergleichsszenarios. Für das Jahr 2040 liegt das *enervis*-Szenario mit 77,1 €₂₀₁₆/MWh rd. 12% über der Vergleichsgruppe, allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass das „Greenpeace-Szenario“ im Vergleich zu den anderen Studien sehr ambitionierte Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und zum Rückgang der Stromnachfrage in Deutschland unterstellt und im Ergebnis einen sehr niedrigen Börsenstrompreise nach 2025 ausweist.

Insgesamt liefert das *enervis Szenario Best Guess Q II 2016* damit zwar eine aus heutiger Sicht optimistische, auf Grund der energiewirtschaftlich darstellbaren Entwicklung der unterstellten strompreisbestimmenden Parameter jedoch nicht unrealistische Einschätzung zur mittel- und langfristigen Entwicklung der auch für österreichische Wasserkraftwerkprojekte relevanten Großhandelspreise im deutsch-österreichischen Strommarkt.

3 Wirtschaftlichkeitsbewertung aktueller Wasserkraftprojekte

Durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der damit verbundenen Einführung wettbewerblicher Strukturen haben sich die Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung von Erzeugungsprojekten grundlegend geändert. Vor der Liberalisierung wurden die für ein Gebietsmonopol vom jeweiligen Versorger angesetzten Strompreise meist über eine rein kostenbasierte Berechnungsmethode ermittelt. Entsprechend leiteten sich die Strompreise der Endverbraucher, die von den verantwortlichen Behörden genehmigt werden mussten, u. a. auch von den Erzeugungskosten des Kraftwerksparks im Gebietsmonopol ab. Dadurch wurde gewährleistet, dass der gesamte Erzeugungspark langfristig wirtschaftlich betrieben werden konnte. Demgegenüber werden heute die Strompreise und damit die Erlöse von Kraftwerken aus Angebot und Nachfrage an der für eine Region maßgeblichen Strombörse gebildet, wodurch die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken nicht mehr per se gegeben ist, sondern von der jeweiligen Kostenstruktur der Anlage und den Erlösen aus dem Stromverkauf bestimmt wird.

Auch wenn viele Energieversorgungsunternehmen von den in der Vergangenheit getroffenen Entscheidungen zum Bau von Wasserkraftwerken durch die

vergleichsweise niedrigen Betriebskosten der alten, meist bereits abgeschriebenen Anlagen profitieren, müssen heute anstehende Investitionsentscheidungen an die sich geänderten energiewirtschaftlichen aber auch finanzierungsrelevanten Randbedingungen angepasst werden. Neben dem entstandenen Wettbewerb im Strommarkt und der damit gegebenen Möglichkeit für Verbraucher, ihren Versorger wechseln zu können, sind dies bspw. die zunehmende Stromerzeugung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne oder die durch Basel III geänderten Anforderungen von Banken an die Finanzierung von Großprojekten.

Im Rahmen dieser Studie wird für insgesamt 159 Wasserkraftprojekte die Wirtschaftlichkeit indikativ bewertet. Als wirtschaftliche Kennzahlen werden dabei die spezifischen Investitions- und Stromgestehungskosten sowie der interne Zinsfuß bestimmt. Basis der Bewertung ist eine aktualisierte und erweiterte Projektdatenbank, die von e3 consult gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur im Zuge einer Studie für den *WWF-Ökomasterplan III* aufgebaut wurde [22]. Im Folgenden werden hierzu nach einer Darstellung der grundlegenden Methodik die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung vorgestellt.

3.1 Bewertungsmethodik

Der methodische Ansatz zur Herleitung der wirtschaftlichen Kennzahlen sowie der projektspezifischen technisch-wirtschaftlichen Parameter hat wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Daher werden in diesem Abschnitt die Grundlagen zur Ermittlung der wirtschaftlichen Kennzahlen sowie der bewertungsrelevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter transparent und nachvollziehbar dargestellt. Zu-

sätzlich wird ein zusammenfassender Überblick über die in der Projektdatenbank erfassten Wasserkraftanlagen gegeben.

3.1.1 Wirtschaftliche Kennzahlen

Spezifische Investitionskosten

Technisch-wirtschaftliche Kennzahlen, wie bspw. die spezifischen Investitionskosten (d. h. Investitionskosten bezogen auf das Regelarbeitsvermögen in €/kWh und zum Teil auch bezogen auf die Eng-

passleistung in €/kW) werden häufig für eine erste Aussage zur potenziellen Wirtschaftlichkeit eines Wasserkraftprojekts herangezogen. Beide Kennzahlen werden daher für die zu bewertenden Wasserkraftanlagen bestimmt.

Spezifische Stromgestehungskosten

Als spezifische Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE) versteht man den über die Nutzungsdauer einer Anlage ermittelten finanzmathematischen Mittelwert der Stromgestehungskosten. Dabei werden die Barwerte aller Ausgaben (Investitionskosten und jährliche Betriebsausgaben) durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Die LCOE-Berechnung erfolgt dabei nach folgender Formel ([19], [20]):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Betriebskosten im jeweiligen Jahr in €/a
M_{el}	Stromerzeugung im jeweiligen Jahr in MW
i	kalkulatorischer Zinssatz in %
n	kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren
t	jeweiliges Nutzungsjahr (1, 2, ...n)

Die spezifischen Stromgestehungskosten werden häufig zum Vergleich unterschiedlicher Varianten eines Investitionsvorhabens oder für den Vergleich unterschiedlicher Technologien genutzt, da durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge auf den gleichen Bezugspunkt eine Vergleichbarkeit der LCOE erreicht wird. Allerdings stellen die Stromgestehungskosten eine reine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis dar und lassen damit ohne zusätzliche Berücksichtigung der Einnahmenseite noch keine abschließende Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Investition zu.

Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung – Interner Zinsfuß

Im Entscheidungsfindungsprozess potenzieller Investoren stellen die spezifischen Stromgeste-

hungskosten nur eine Variable unter vielen (möglichen) dar – Gewinn- & Verlustrechnung, interner Zinsfuß, Kapitalwert oder Amortisationszeit werden zumindest als Ergänzung häufig jedoch anstelle einer LCOE-Berechnung im Zuge der wirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksprojekten ermittelt, da sich im Gegensatz zum Ergebnis der LCOE-Berechnung durch die Berücksichtigung der Einnahmenseite unmittelbar Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Investition ableiten lassen. Neben der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten wird daher im Rahmen dieser Studie auf Grundlage der Kapitalwertmethode eine vereinfachte dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für alle bewerteten Projekte durchgeführt. Um Projekte mit unterschiedlichem Investitionsvolumen besser miteinander vergleichen zu können, wird hierfür anstelle des Kapitalwerts¹⁰ der interne Zinsfuß (engl. Internal Rate of Return, IRR) gewählt. Der IRR eines Projekts stellt denjenigen Diskontierungsfaktor dar, bei dem die abgezinsten zukünftigen Erträge genau den gesamten abgezinsten Kosten entsprechen (d. h. mittlere, jährliche Rendite über den Betrachtungszeitraum). Die Kapitalkosten eines Projekts müssen demnach kleiner als der interne Zinssatz sein, damit dieses wirtschaftlich ist (vgl. auch [21]).

3.1.2 Technische und wirtschaftliche Parameter zur Projektbewertung

Neben der Kosten- und Erlösseite sowie möglichen Förderungen wird die Wirtschaftlichkeit einer Investition in ein Wasserkraftprojekt insbesondere von den Kapitalkosten und damit der Art der Finanzierung bzw. dem Anteil an Eigen- und Fremdkapital bestimmt. Da jedoch ein Teil der i. Allg. projektspezifischen technischen und wirtschaftlichen Parameter der zu bewertenden Wasserkraftprojekte nicht öffentlich verfügbar sind, werden fehlenden

¹⁰ Der Kapital- oder Nettobarwert (engl. Net Present Value, NPV) stellt die vorzeichenrichtige Summe der Barwerte (Discounted Cash Flows, DCF) aller Einnahmen und Ausgaben innerhalb des Betrachtungszeitraums einer Investition dar.

Parameter auf Basis allgemeiner Branchendaten abgeleitet. Im Folgenden werden daher neben einer kurzen Darstellung der bewertungsrelevanten technischen und wirtschaftlichen Projektparameter auch die Ansätze zur Herleitung ggf. nicht verfügbarer Eingangsdaten vorgestellt.

Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen

Die Engpassleistung (EPL) beschreibt die maximale elektrische Dauerleistung eines Kraftwerks unter Normalbedingungen. Sie wird durch den schwächsten Anlagenteil, dem sog. Engpass, begrenzt. Man unterscheidet zwischen Brutto- und Netto-Engpassleistung, wobei Letztere der nach Abzug des Kraftwerkseigenbedarfs und der internen elektrischen Verluste (u. a. Transformator) in das öffentliche Netz eingespeisten elektrischen Netto-Leistung entspricht.

Das Regelarbeitsvermögen (RAV) stellt die elektrische Energie dar, die mit dem nutzbaren Zufluss im sog. Regeljahr erzeugt werden kann. Das Regeljahr ist ein fiktives Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen Durchschnittswerte von möglichst vielen Jahren sind. Meist wird das RAV als jährliche Brutto-Stromerzeugung ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs und der Verluste angegeben. Zur Ermittlung der vergütungsrelevanten Stromabgabe an das öffentliche Netz (Netto-Stromerzeugung) müssen die technisch unvermeidbaren Verluste von der Brutto-Stromerzeugung jedoch abgezogen werden – im Rahmen dieser Studie werden hierfür pauschal 2% angesetzt (vgl. u. a. [23]). Bei Laufwasserkraftprojekten ohne RAV-Angabe wird die Erzeugungsmenge aus der gegebenen Engpassleistung und unterstellten jährlichen 4.500 Vollaststunden ermittelt.

Investitionskosten

Als Investitionskosten werden die jeweils aktuellsten von den Projektentwicklern kommunizierten Zahlen verwendet, die über den Verbraucherpreis-

index der Statistik Austria auf eine einheitliche Bezugsbasis im Geldwert 2016 angegeben werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch, dass sich aus den genannten Investitionskosten nicht ableiten lässt, in wie weit die Zahlen auf einer validen und damit plausiblen Datenbasis aufbauen. Auch kann nicht nachvollzogen werden, ob darin bspw. Planungskosten, Bauzeitinsen, oder Kosten für Versicherungen während der Bauzeit enthalten sind.

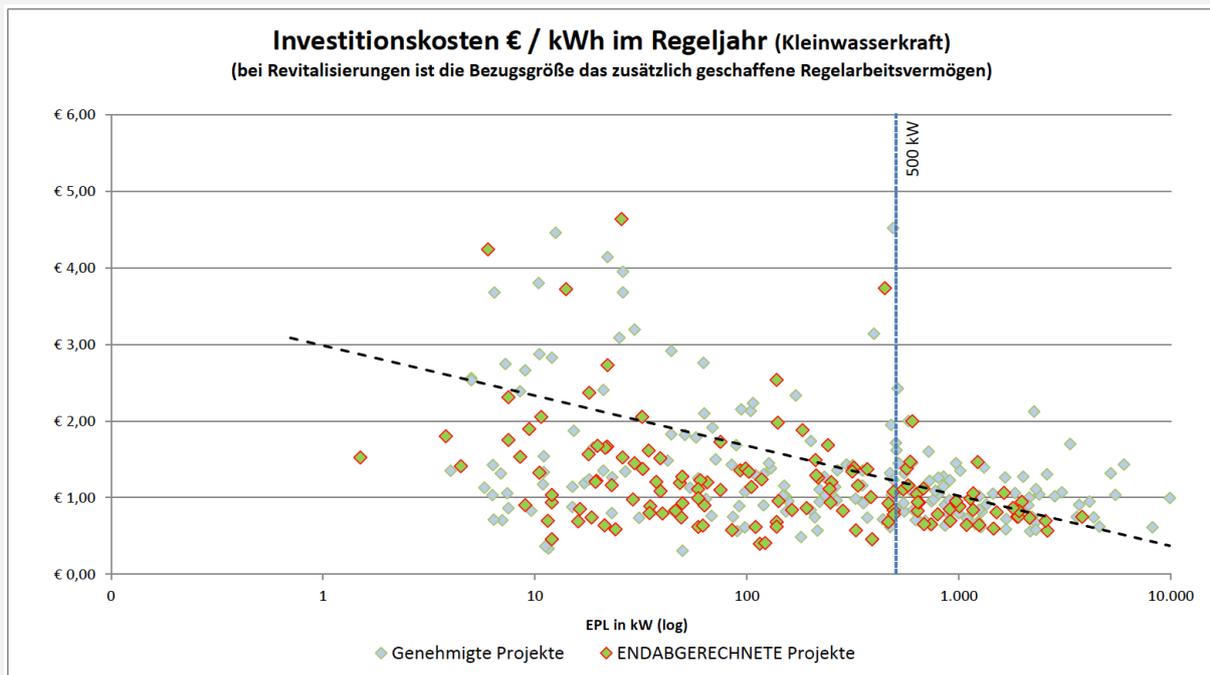
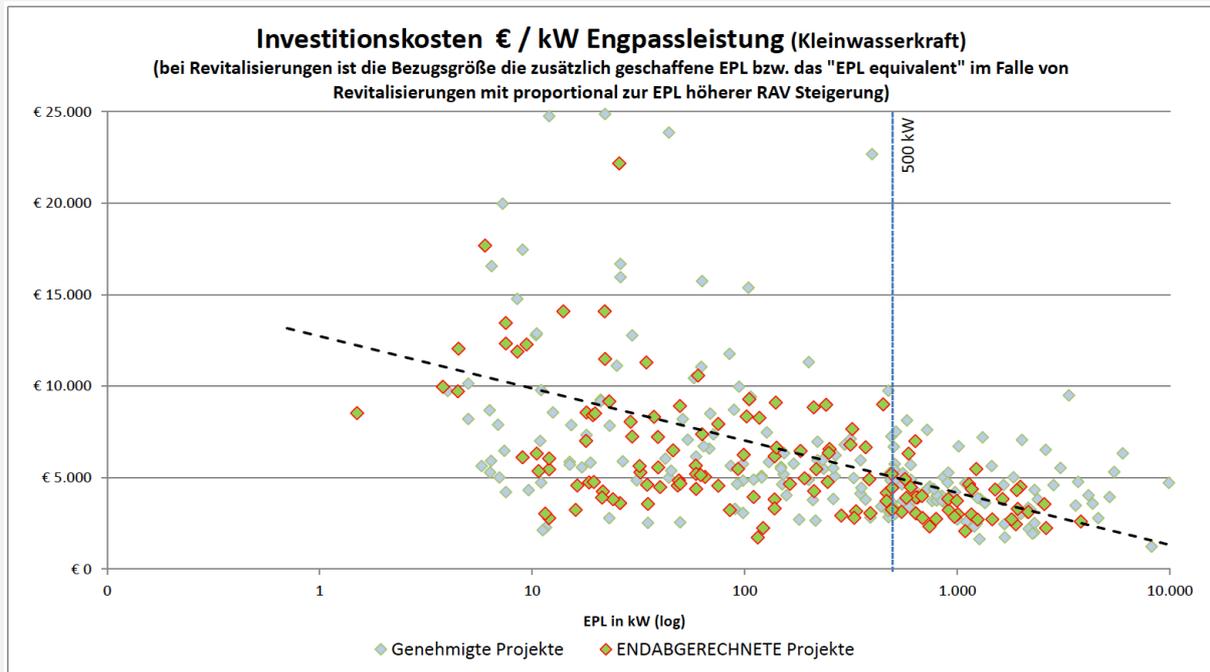
Bei Kleinwasserkraftwerken ohne publizierte Kosten werden die Investitionskosten aus der Trendlinie der von der OeMAG (Ökostromabwicklungsstelle) durchgeführten statistischen Auswertungen geförderter Wasserkraftanlagen abgeleitet [24]. Aus den auf die Engpassleistung (Abb. 19 oben) bzw. das Regelarbeitsvermögen (Abb. 19 unten) bezogenen Investitionskosten wird dabei der Mittelwert gebildet und für die weiteren Analysen verwendet.

Da die Trendlinie der OeMAG-Auswertungen die spezifischen Investitionskosten von Wasserkraftanlagen über 2 MW jedoch tendenziell deutlich unterschätzt, werden für Wasserkraftanlagen zwischen 2 und 10 MW die spezifischen Investitionskosten aus den Kosten für ein Kraftwerk mit 2 MW abgeleitet (0,83 €/kWh bzw. 3.400 /kW). Für Wasserkraftprojekte über 10 MW Engpassleistung werden ggf. fehlende Investitionskosten aus einem Benchmark mit vergleichbaren Anlagen der Projektdatenbank angenähert.

Kosten für Betrieb und Wartung

Generell zeigen die Betriebskosten auf Grund der Abhängigkeit vom konkreten Kraftwerksstandort sowie der Größe der Anlage eine hohe Bandbreite. „Typische“ Literatur-Werte liegen daher zwischen 1 und 4% der Investitionskosten als jährliche Aufwendungen für Betrieb und Wartung (vgl. bspw. [25]) – dies entspricht etwa 5 bis 20 €/MWh.

Abb. 19: Investitionskosten OeMAG-geförderter Kleinwasserkraftanlagen



Quelle: OeMAG [24]

In ihrem Gutachten zur Neufestsetzung der Einspeisetarife Ökostrom für die Jahre 2016 und 2017 unterstellt die E-Control für Kleinwasserkraftanlagen im Bereich zwischen 1 und 2 MW jährliche Betriebskosten von etwa 10 €/MWh [27]. Ähnliche Ergebnisse können auch mit dem pauschalen Berechnungstool der Betriebskosten der OeMAG her-

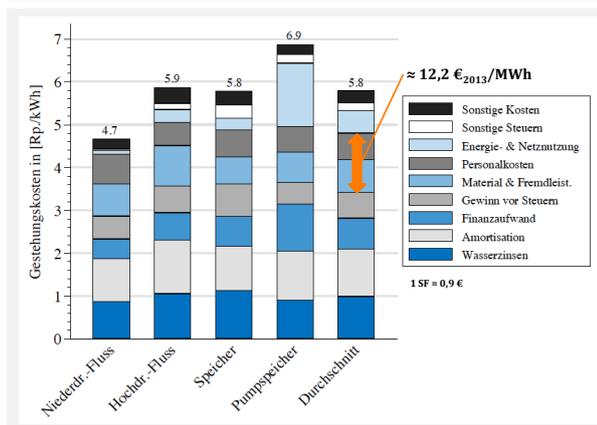
geleitet werden, das Bestandteil der Musterkalkulation für die Wirtschaftlichkeitsrechnung von Kleinwasserkraftanlagen ist [28]. Beide Veröffentlichungen zeigen dabei, dass mit zunehmender Engpassleistung die spezifischen Investitionskosten sinken.

In einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2007 geht der Verbund davon aus, dass die Betriebskosten von

Wasserkraftanlagen bei optimaler Auslegung und wartungsarmem Betrieb zumeist unter 10 €/MWh liegen [26]. Bei Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerung zwischen dem Veröffentlichungsjahr 2006 und 2016 entspricht dies einem heutigen Geldwert von etwa 14 €₂₀₁₆/MWh.

In einer ähnlichen Größenordnung liegen auch die Ergebnisse einer detaillierten Erhebung der Gesteungskosten von Wasserkraftanlagen in der Schweiz aus dem Jahr 2014 [29]. Abb. 20 zeigt eine zusammenfassende Darstellung der Gesteungskosten, wobei die Kosten für Betrieb und Wartung sowie Personal mit im Durchschnitt rd. 12,2 €₂₀₁₃/MWh angegeben werden.

Abb. 20: Mittlere Gesteungskosten von Wasserkraftanlagen in der Schweiz



Quelle: Filippini M, Geissmann T [29]; Kosten für Material und Fremdleistungen sowie Personal in €/MWh ergänzt

Auf Basis des verfügbaren Datenmaterials zu den laufenden Betriebs- und Wartungskosten erfolgt die indikative Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftprojekten in dieser Studie mit einem pauschalen Wert von 10 €₂₀₁₆/MWh. Dabei wird unterstellt, dass darin auch die Aufwendungen für die Vermarktung der erzeugten Strommengen (u. a. Absicherung von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten, Portfoliomanagement, Overhead der Verwaltung) sowie die Kosten von Erzeugungsausfällen bei geplanten und nicht-geplanten Kraftwerksstillständen berücksichtigt sind.

Die o. a. Kosten für Betrieb und Wartung berücksichtigen jedoch nicht die Aufwendungen im Zuge von Großrevisionen, welche für eine geplante Anlagenlebensdauer von mehreren Jahrzehnten periodisch durchzuführen sind (z. B. Ersatz Leittechnik nach ca. 25 Jahren). Auf Grund der Unsicherheiten über Höhe und Zeitpunkt der Aufwendungen werden die Kosten von Großrevisionen pauschal mit 10% der Anfangsinvestitionen im 26. Betriebsjahr bzw. 30% der Anfangsinvestitionen im 51. Betriebsjahr berücksichtigt.

Kosten für Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung:

Gemäß §53 Abs. 1 und § 56 Abs. 2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) 2010 in der Fassung vom 07.02.2014 sind von Einspeisern mit einer elektrischen Anschlussleistung von mehr als fünf MW das Netzverlust- und sog. Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten.¹¹ Zusätzlich müssen die hiervon betroffenen Einspeiser gemäß § 66 Abs. 2 Z1 die Kosten für die Primärregelung übernehmen. Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt werden vom österreichischen Regulator E-Control jährlich durch Novelle der Systemnutzungstarife-Verordnung 2012 festgelegt. Im Jahr 2016 liegt das Systemdienstleistungsentgelt österreichweit bei 2,56 €/MWh. Das Netzverlustentgelt wird demgegenüber für jede Netzebene (NE) und jedes Bundesland und z. T. zusätzlich auch Landeshauptstadt getrennt festgelegt, so dass mit 0,32 (NE 4 Linz) bis 3,96 €/MWh (NE 7 Wien) eine sehr große Bandbreite aufgespannt wird. Für die Analysen im Rahmen dieser Studie wird daher aus Gründen der Praktikabilität ein österreichweiter Durchschnittswert der für den Netzanschluss von

¹¹ Durch das Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die den Netzbetreibern für Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Über das Systemdienstleistungsentgelt werden die Kosten der Sekundärregelung sowie Ausfallreserve (positive Tertiärregelung) aus dem von der Austrian Power Grid organisierten Regelenergiemarkt abgedeckt, die nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie von den Bilanzgruppenverantwortlichen aufgebracht werden.

Wasserkraftanlagen im Wesentlichen relevanten Netzebenen 3 und 4 gebildet und vereinfachend für alle zu bewertenden Projekte angewendet. Im Jahr 2016 liegt damit das bewertungsrelevante Netzverlustentgelt bei 0,8 €/MWh. Zusätzlich zum Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt werden die Kosten der Primärregelung vom österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) an Einspeiser mit einer elektrischen Anschlussleistung von mehr als fünf MW verrechnet (bspw. 0,208 €/MWh für 1. Quartal 2016), wobei die quartalsweise angepassten Entgelte nicht veröffentlicht werden.

Unklar ist allerdings, inwieweit die bestehenden regulatorischen Regelungen und damit potenziellen Kostenbelastungen für Wasserkraftwerke zukünftig bestehen bleiben bzw. wie sich diese in der Zukunft weiter entwickeln. Tendenziell ist dabei zu erwarten, dass das Systemdienstleistungsentgelt bei einer Anpassung des aktuell sehr hohen Preisniveaus im österreichischen Regelenenergiemarkt deutlich sinken wird (vgl. u. a.[32]). Daher wird für die Berechnungen im Rahmen dieser Studie ein Rückgang des Systemdienstleistungsentgelts auf 1,0 €₂₀₁₆/MWh bis ins Jahr 2020 und anschließend eine real konstante Entwicklung unterstellt. Auch für die Kosten der Primärregelung wird angenommen, dass dies auf einem real konstante Niveau von 0,2 €/MWh bleiben. Das Netzverlustentgelt wird demgegenüber proportional zum jeweiligen Preispfad der Szenarios der Großhandelspreise fortgeschrieben

Tarif- und Investitionsförderungen

Die Neuerrichtung und Revitalisierung von Wasserkraftanlagen bis zu einer Engpassleistung von 20 MW wird in Österreich entsprechend den Regelungen im Ökostromgesetz 2012 durch Investitionszuschüsse gefördert, wobei Kleinwasserkraftanlagen bis zu einer Engpassleistung von 2 MW alternativ auch einen auf 13 Jahre fixierten Einspeisetarif beantragen können (vgl. Kapitel 4 Förderung des Wasserkraftausbaus in Österreich).

rif beantragen können (vgl. Kapitel 4 Förderung des Wasserkraftausbaus in Österreich).

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertungen wird die Höhe der Investitionszuschüsse aus den Investitionskosten sowie der leistungsabhängigen Obergrenzen abgeleitet, wobei angenommen wird, dass 90% der Investitionskosten als förderfähige Investitionskosten im Sinne des Ökostromgesetzes Berücksichtigung finden.¹²

Für die wirtschaftliche Bewertung von Kleinwasserkraftanlagen unter 2 MW Engpassleistung wird unterstellt, dass die Förderung ausschließlich über Einspeisetarife erfolgt. Vereinfachend wird die Höhe des projektspezifischen Tarifs aus der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme jeweils gültigen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung abgeleitet, da unklar ist, wann das jeweilige Projekt seinen Antrag auf Tarifförderung gestellt hat (vgl. Kapitel 4, Tabelle 4). Für Kraftwerke in der Projektdatenbank mit einer Inbetriebnahme nach 2017 wird im Weiteren unterstellt, dass die Tarife auf dem aktuellen Niveau beibehalten werden.

Kapitalkosten

Die Höhe des in die Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Projektes einfließenden Zinssatzes ist einer der wesentlichen Parameter, der über den wirtschaftlichen Erfolg eines Wasserkraftprojekts entscheiden kann. Im Vergleich zu den Investitions- und Betriebskosten, die im Wesentlichen von den Standortbedingungen beeinflusst werden, sowie dem erlösbestimmenden Strompreis, der von den allgemeinen Marktbedingungen abhängig ist, wird der projektrelevante Zinssatz von den Kapitalkosten der Investoren bzw. deren Finanzierungsmodell bestimmt. Da in Abhängigkeit von der gewählten Finanzierungsstruktur unterschiedliche Anforderungen an die Verzinsung des eingesetzten Kapitals gestellt werden (bspw. höherer Anteil von derzeit

¹² Nicht förderfähig sind Grundstückskosten sowie z. T. Kosten für Projektmanagement, Gutachten oder Planungsleistungen.

günstigem Fremdkapital in einer eigens gegründeten Kraftwerks-Projektgesellschaft), kann damit ein für Investor A unwirtschaftliches Projekt für Investor B durchaus wirtschaftlich sein.

Entsprechend kann im Rahmen dieser Studie nicht für jede einzelne der insgesamt 159 bewerteten Wasserkraftanlagen die individuelle Finanzierungsstruktur erhoben und für die Bewertung genutzt werden. Es werden daher zwei mögliche Fälle für die durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital WACC) analysiert:¹³

- **WACC 5,5%** nach bzw. 7,3% vor Steuern abgeleitet aus einem Eigen- zu Fremdkapitalanteil von 45 : 55% mit Fremdkapitalzinsen von 4,0% und einer geforderte Eigenkapitalrendite von 7,34% (entspricht Finanzierungsstruktur von Aktiengesellschaften wie bspw. dem Verbund oder der Energie Steiermark [30], [31]).
- **WACC 4,5%** nach bzw. 6,0% vor Steuern abgeleitet aus einem Eigen- zu Fremdkapitalanteil von 20 : 80% mit Fremdkapitalzinsen von 4,0% und einer geforderte Eigenkapitalrendite von 6,5% (entspricht Finanzierungsstruktur von Projektgesellschaften).

Die für die weiteren Berechnungen unterstellten Kapitalkosten liegen damit bspw. geringer als der gemäß Ökostromgesetz (§24 Abs. 4 ÖSG 2012) zum Nachweis des erforderlichen Investitionszuschusses im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung anzusetzende Zinssatz von 6% nach Steuern, sie spiegeln insgesamt jedoch die aktuelle Situation am Kapitalmarkt besser wider. Der Ansatz des Ökostromgesetzes zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Wasserkraftprojekts – neben dem Zinssatz von 6% sind auch die erlösbestimmenden

Strompreise vorgegeben – wird als Variante betrachtet.

Der im Ökostromgesetz genannte Zinssatz von 6,0% wird jedoch als Basis der Berechnungen der spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) herangezogen (Systematik der Berechnung vgl. Abschnitt 3.1.1). Häufig wird dabei anstelle des nominalen Zinssatzes der reale, d. h. inflationsbereinigte Zinssatz verwendet, wodurch die jährlichen Ausgaben für u. a. Betrieb und Wartung über den gesamten Betrachtungszeitraum ohne Indexanpassung in die LCOE-Berechnung einfließen können. Die Umrechnung des nominalen in den realen Zinssatz erfolgt nach folgender Formel [20]:

$$i_r = \frac{1 + i}{1 + r} - 1$$

i_r	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
i	nominaler kalkulatorischer Zinssatz in %
r	Inflationsrate in %

Daraus ermittelt sich für einen nominalen Zinssatz von 6,0% ein realer Zinssatz von rd. 4,43%.

Betrachtungs-/Abschreibungsdauer

Die Anlagenkomponenten von Wasserkraftanlagen haben sehr unterschiedliche technische Lebensdauern zwischen 5 (einzelne elektrische Anlagenteile) und bis zu 100 Jahren (einzelne Komponenten im Wasserbau), sodass für die Berücksichtigung der entsprechenden Reinvestitionszyklen grundsätzlich eine komponentenscharfe Betrachtung erforderlich wäre. Eine solche Differenzierung zwischen den Anlagenbestandteilen ist dabei auch zur Ermittlung der jährlichen Abschreibungen erforderlich, wobei die wirtschaftliche Lebensdauer nicht notwendigerweise der technischen Lebensdauer entsprechen muss. Abb. 21 zeigt hierzu als Beispiel die von der Verbund AG in der Vergangenheit angesetzten Nutzungsdauern für abnutzbare Sachanlagen zur Bestimmung der Abschreibungen.

¹³ Die Bandbreite des WACC zwischen 4,5 und 5,5% nach Steuern wird dabei u.a. auch in aktuellen schweizerischen Studien zur Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserkraftanlagen herangezogen ([29], [34]).

Abb. 21: Nutzungsdauern für Sachanlagen der Verbund AG

Die planmäßigen Abschreibungen der abnutzbaren Sachanlagen orientieren sich an den erwarteten Nutzungsdauern ihrer Komponenten. Im Einzelnen werden folgende Nutzungsdauern verwendet:

Nutzungsdauer	in Jahren
Wohn-, Geschäfts- und Betriebsgebäude, sonstige betriebliche Beulichkeiten	20–50
Wasserbauten	75
Maschinelle Anlagen	6–75
Elektrische Anlagen	5–33
Leitungen	60
Betriebs- und Geschäftsausstattung	4–10

Quelle: Verbund [35]

Da die Anteile der einzelnen Anlagenkomponenten an den gesamten Investitionskosten der im Rahmen dieser Studie bewertenden 159 Wasserkraftanlagen nicht im Detail bekannt sind, wird als vereinfachender Ansatz eine mittlere Betrachtungsdauer über alle Anlagenkomponenten von 50 Jahren sowie als Sensitivität von 80 Jahren unterstellt. Als Reinvestitionen werden die Kosten für Großrevisionen pauschal mit 10% der Anfangsinvestitionen im 26. Betriebsjahr bzw. 30% der Anfangsinvestitionen im 51. Betriebsjahr berücksichtigt. In der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung werden von den Investitionskosten 25% über 25 Jahre und 75% über 50 Jahre abgeschrieben, die Reinvestitionen werden über 25 bzw. 30 Jahre abgeschrieben.

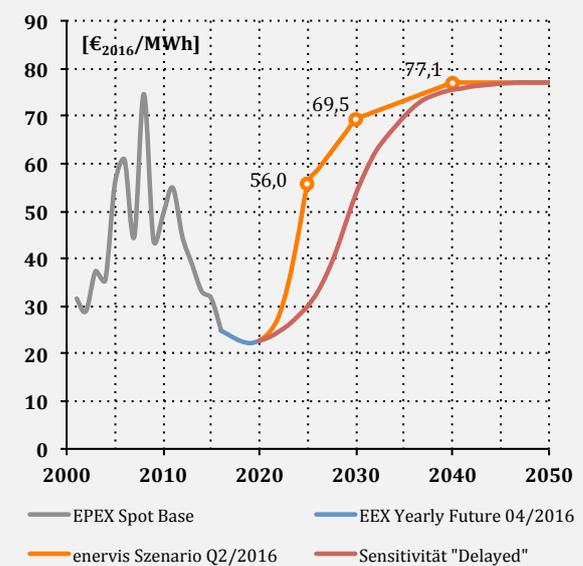
Im Zusammenhang mit der Festlegung der Betrachtungsdauer wird häufig argumentiert, dass Wasserkraftanlagen eine Lebensdauer von 80 und mehr Jahren haben und daher bspw. eine Betrachtungsdauer von 50 Jahren zu kurz sei, um die Wirtschaftlichkeit eines Wasserkraftprojekts sachgerecht abbilden zu können. Die Effekte einer (deutlich) längeren Betrachtungsdauer im Rahmen einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung sind jedoch vergleichsweise gering, da durch die Diskontierung der zukünftigen Erlöse deren Beitrag zum Kapitalwert von Jahr zu Jahr abnimmt. Auch müssen mit zunehmender Betrachtungsdauer zusätzliche Reinvestitionen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit der Anlagen getätigt werden, was im Rahmen der Sensitivität „80 Jahre Betrachtungsdauer“ durch

eine Reinvestition im 51. Betriebsjahr mit 30% der Anfangsinvestitionen berücksichtigt wird.

Erlöse für Stromerzeugung

Im Rahmen dieser Studie werden zur Analyse der wirtschaftlichen Perspektiven österreichischer Wasserkraftprojekte die Ergebnisse der Strompreisprognose *enervis Best Guess Q II 2016* der *enervis energy advisor GmbH* für die Stützjahre 2025, 2030 und 2040 als Basis genutzt [16]. Zwischen diesen Stützjahren wird der Verlauf der Strompreisentwicklung linear interpoliert und vom aktuellen Forward-Preisniveau bis 2020 der Übergang zum Stützjahr 2025 als stetiger Verlauf angenähert. Nach 2040 wird der Strompreis real konstant mit 77,1 €₂₀₁₆/MWh unterstellt (Abb. 22).

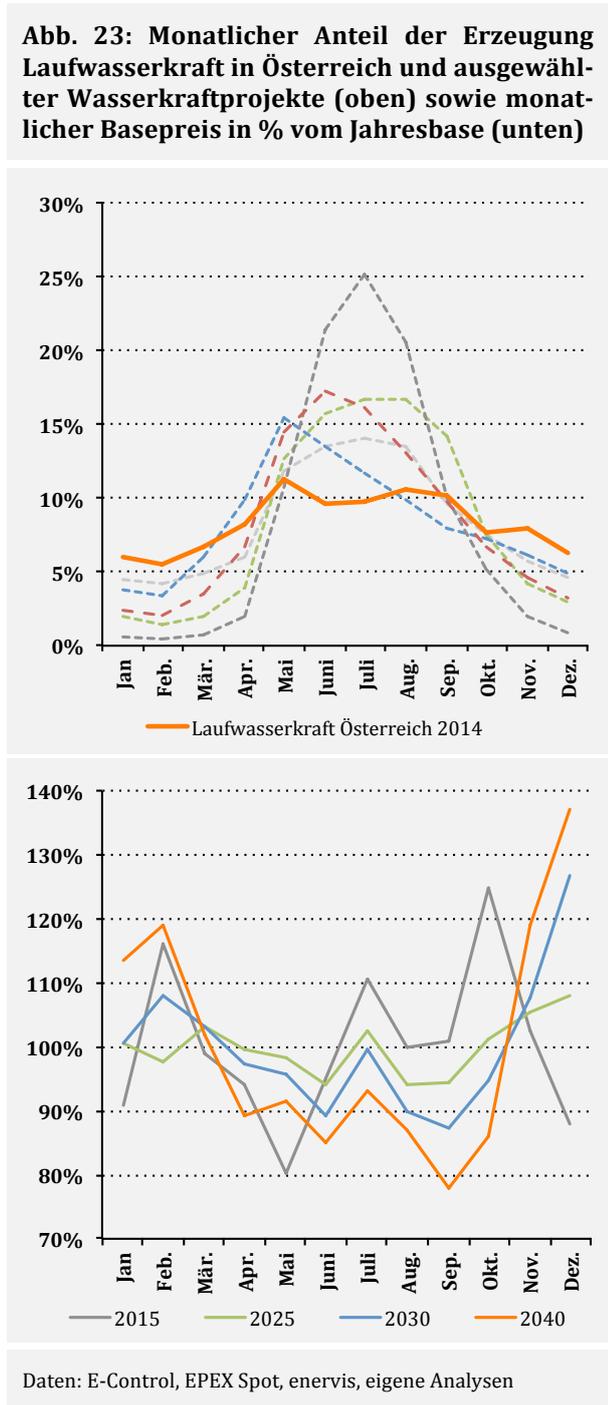
Abb. 22: Entwicklung der Basepreis als Basis der Bewertung von Wasserkraftprojekten



Daten: EEX, EPEX Spot, enervis (Stützjahre 2025, 2030 und 2040 – dazwischen interpoliert)

Das von enervis modellierte zukünftige Strompreisniveau ist aus fundamentaler Sicht zwar nachvollziehbar, die Geschwindigkeit mit der dieses Niveau erreicht werden soll erscheint jedoch durchaus ambitioniert. Daher wird zur Wirtschaftlichkeitsanalyse der in Summe 159 Wasserkraftprojekte die zusätzliche Sensitivität „Delayed“ mit einem um etwa 5 Jahre verzögerten „Anspringen“ der Groß-

handelspreise berücksichtigt. Abb. 22 zeigt hierzu die unterstellte Entwicklung der Strompreise im *enervis Szenario Best Guess Q2/2016* mit Interpolation zwischen den drei Stützjahren sowie in der Sensitivität „Delayed“. Zusätzlich sind die EEX Base-load Year Futures für die Jahre 2017 bis 2020 (Mittelwert aus höchstem und niedrigstem Abrechnungspreis im April 2016) und die historischen Basepreise an der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland-Österreich berücksichtigt.



Auf Grund der im Vergleich zu den saisonalen Schwankungen der Strompreise z. T. ungünstigen Erzeugungsstruktur von Laufwasserkraftwerken spiegelt die jahresdurchschnittliche Betrachtung jedoch nicht notwendigerweise die tatsächliche Erlössituation eines Laufwasserkraftwerks wider. Dies lässt sich bspw. in Abb. 23 erkennen, wo der saisonalen Erzeugungsstruktur von sechs exemplarisch ausgewählten Laufwasserkraftwerken und der gesamten Laufwasserkraftproduktion in Österreich im Jahr 2014 die saisonale Struktur der Strompreise aus dem Jahr 2015 sowie des *enervis Strompreisszenarios Best Guess Q2/2016* gegenüber gestellt ist.

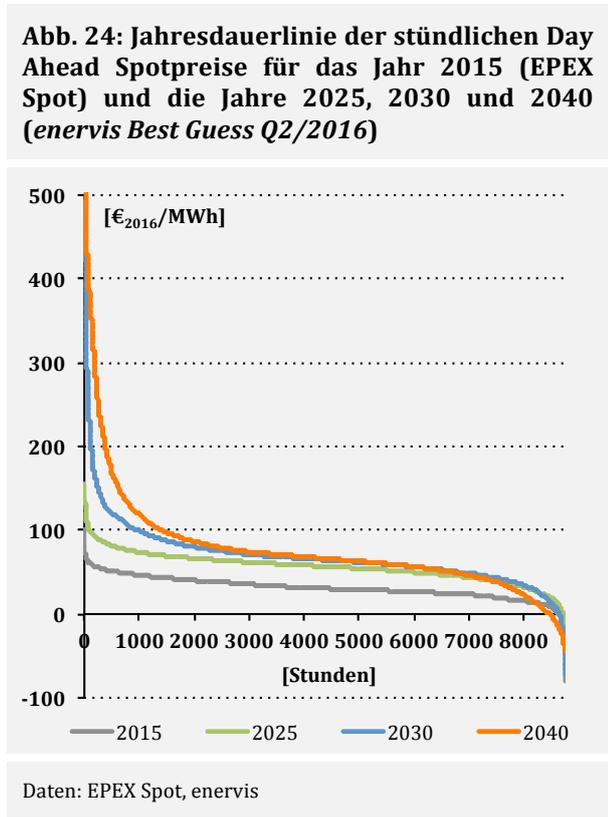
Während die mittleren jährlichen Erlöse der beispielhaft betrachteten Laufwasserkraftwerke im Jahr 2015 zwischen 98,5 und 100% des Jahresbasepreises betragen, können auf Grund der zunehmenden Beeinflussung der Spotpreise durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Sommermonaten im Jahr 2040 nur noch zwischen 89 und 95% des Basepreises erlöst werden. Da für die zu bewerteten 159 Wasserkraftprojekte die monatlichen Erzeugungsdaten jedoch nicht im Einzelnen bekannt sind, werden die Mehr- oder Mindererlöse gegenüber dem Jahresbasepreis aus den mit den monatsmittleren Pegeldaten der jeweiligen Gewässer gewichteten monatlichen Basepreisen abgeleitet. Tabelle 1 gibt einen zusammenfassenden Überblick der Up- und Downside-Potenziale aller bewerteten Wasserkraftprojekte für das Jahr 2015 (ex post-Analyse) sowie die Jahre 2025, 2030 und 2040 (*enervis Szenario Best Guess Q2/2016*).

Tabelle 1: Up-/Downside-Potenziale von Laufkraftwerken bezogen auf Jahresbasepreis

	2015	2025	2030	2040
Mittelwert	0,99	0,99	0,97	0,95
Minimum	0,96	0,97	0,94	0,89
Maximum	1,01	1,01	1,02	1,04

Quelle: eigene Berechnungen auf Datenbasis Digitales Hydrographisches Jahrbuch, EPEX Spot und enervis.

Während die mittleren spezifischen Erlöse von Laufwasserkraftanlagen damit tendenziell unter dem Jahresbasepreis liegen, können Speicherkraftwerke durch die Möglichkeit einer zeitlichen Entkopplung zwischen Wasserangebot und Stromerzeugung i. Allg. Mehrerlöse gegenüber dem Jahresbasepreis erzielen. Entsprechend dem *enervis Szenario Best Guess Q2/2016* steigt mittel- und langfristig nicht nur das absolute Preisniveau, sondern insbesondere auch die Häufigkeit und Intensität von Preisspitzen – in Abb. 24 ist dies anhand der Jahresdauerlinie der stündlichen Day Ahead-Spotpreise für die Stützjahre 2025, 2030 und 2040 im Vergleich mit den EPEX Spotpreise für 2015 gut zu erkennen.



Parallel zu einer solchen Entwicklung der Spotpreischarakteristik steigt auch der energiewirtschaftliche Wert und damit das Erlöspotenzial von Speicherkraftwerken, da diese in Abhängigkeit von Speichergröße und -zufluss die Preisspitzen gezielt zur Abarbeitung des gespeicherten Wassers nutzen können. Allerdings haben nur 13 von den insgesamt 159 zu bewertenden Wasserkraftprojekten einen Speicher,

der in den meisten Fällen als Stundenspeicher für maximal 1 bis 5 Stunden Volllastbetrieb ausgelegt ist.¹⁴ Für die projektbezogene Bewertung der spezifischen Mehrerlöse eines Speicherkraftwerks gegenüber dem jahresmittleren Basepreis wird dabei auf einen modellmäßigen Ansatz zurückgegriffen, der im Rahmen einer Studie für den *WWF-Ökomasterplan III* entwickelt wurde [22]:

- Ermittlung einer generischen Abflussganglinie aus dem Mittelwert der Abflussganglinien aller bewerteten Speicherkraftwerke.
- Simulation eines erlösoptimierten Kraftwerkseinsatzes für ein generisches Speicherkraftwerk mit stündlichen EPEX-Spotpreisen 2015 sowie enervis Marktpreisprognosen 2025, 2030 und 2040. Die Speicherkapazität (als Stunden Volllastbetrieb mit einer Speicherfüllung) und Jahresvolllaststunden des generischen Speicherkraftwerks werden variiert, so dass für jedes Jahr eine Erlöskurve in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Volllaststunden bestimmt werden kann.
- Aus dieser Erlöskurve kann eine mathematische Funktion zur Berechnung des Upside-Potenzials von Speicherkraftwerken in Abhängigkeit von Speicherkapazität (h) und Volllaststunden (h/a) abgeleitet und auf die zu bewertenden Speicherkraftwerksprojekte angewendet werden.

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse der Analysen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 2: Upside-Potenziale von Speicherkraftwerken bezogen auf Jahresbasepreis

	2015	2025	2030	2040
Mittelwert	1,12	1,15	1,17	1,20
Minimum	1,04	1,04	1,04	1,04
Maximum	1,31	1,43	1,48	1,60

Quelle: eigene Berechnungen auf Datenbasis Digitales Hydrographisches Jahrbuch, EPEX Spot und enervis.

¹⁴ Reine Pumpspeicher sowie Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss und zusätzlicher Pumpspeicherfunktion werden im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt.

Während die in dieser Studie berücksichtigten 13 Speicherkraftwerke heute zwischen 104 und 131% des Basepreises Erlösen können, liegt das Upside-Potenzial im Jahr 2040 zwischen 104 und 160%. Interessant ist dabei, dass sich der untere Wert nicht verändert und in allen Stützjahren bei 104% liegt. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass bei Speicherkraftwerken mit im Verhältnis sehr kleinen Speichern die Mehrerlöse aus der Flexibilität des Speichers gerade ausreicht, um die Mindererlöse aus der ungünstigen saisonalen Zuflusscharakteristik kompensieren zu können. Bspw. würde ein Laufkraftwerk am Standort eines der bewerteten Speicherkraftwerke im Jahr 2040 nur 89% des jahresmittleren Basepreises erzielen können. Durch einen zusätzlichen Speicher, der maximal 1,1 Volllaststunden ermöglicht, können hingegen 104% des Basepreises erzielt werden, d. h. durch den Speicher können die spezifischen Erlöse um 15%-Punkte gesteigert werden. Im Jahr 2015 hätte hingegen ein Laufkraftwerk am selben Standort 101% des Basepreises Erlösen können – der Vorteil des Speichers mit 104% Upside-Potenzial hätte also nur 3%-Punkte betragen. Damit lässt sich zusammenfassen, dass die Ermittlung der Erlöse aus der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz auf den Jahresbasepreisen des *enervis Szenarios Best Guess Q2/2016* aufbaut – als Sensitivität „Delayed“ wird ergänzend ein um knapp 5 Jahre verzögerter Strompreisanstieg betrachtet. Unter Berücksichtigung der Korrelation zwischen saisonaler Zufluss- und Strompreischarakteristik wird daraus das spezifische Erlöspotenzial für jedes Laufwasserkraftwerk ermittelt. Für Speicherkraftwerke erfolgt die Bestimmung der spezifischen Erlöspotenziale zusätzlich unter Berücksichtigung der relativen Speichergröße. Mögliche Zusatzerlöse aus bspw. der Bereitstellung von Regelleistung werden jedoch nicht weiter berücksichtigt.

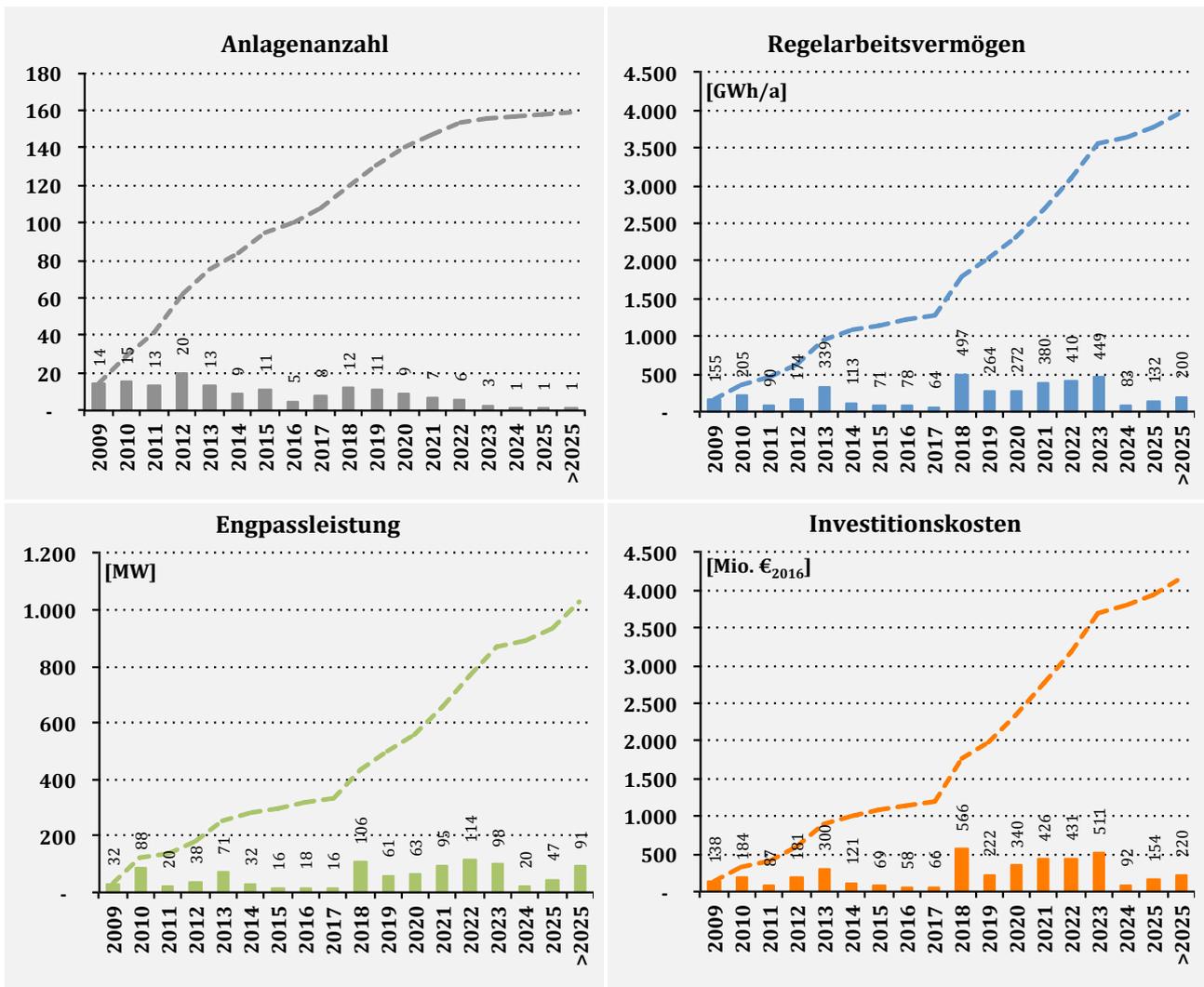
3.1.3 Projektdatenbank

Basis der indikativen wirtschaftlichen Bewertung von Wasserkraftprojekten in Österreich ist eine aktualisierte und erweiterte Projektdatenbank, die von e3 consult gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur im Zuge einer Studie für den *WWF-Ökomasterplan III* aufgebaut wurde [22].¹⁵ Von den in der Datenbank erfassten knapp 210 Wasserkraftanlagen werden jedoch Projekte mit einer Inbetriebnahme vor 2009 bzw. Projekte, die nicht mehr weiterverfolgt werden, ausgeschieden. Zusätzlich werden auf Grund des erforderlichen projektspezifischen und damit sehr aufwendigen Bewertungsansatzes Pumpspeicherkraftwerke nicht berücksichtigt, so dass im Rahmen dieser Studie für 159 Wasserkraftprojekte die Wirtschaftlichkeit indikativ bewertet wird.

Insgesamt haben diese 159 Anlagen eine Engpassleistung von knapp 1.000 MW sowie ein Regelarbeitsvermögen von rd. 4.000 GWh/a und weisen ein geschätztes Investitionsvolumen von rd. 4,2 Mrd. € auf. Davon sind bereits 100 Wasserkraftanlagen (1.670 GWh/a, 410 MW) in Betrieb oder in Bau, 7 Anlagen genehmigt (340 GWh/a, 70 MW), 17 Projekte im Genehmigungsverfahren (800 GWh/a, 210 MW) und 15 Projekte in einer fortgeschrittenen Planungsphase (830 GWh/a, 250 MW). Bei 20 Kraftwerksvorhaben (330 GWh/a, 90 MW) ist der aktuelle Projektstand entweder unklar oder sie befinden sich in einem sehr frühen Planungsstadium. Abb. 25 zeigt die Entwicklung dieser Kenngrößen in Abhängigkeit vom tatsächlichen bzw. erwarteten Jahr der Inbetriebnahme – eine vollständige Liste aller bewerteten Kraftwerksprojekte inkl. der technischen und wirtschaftlichen Parameter ist im Anhang in Tabelle 7 dargestellt.

¹⁵ Die Projektdatenbank kann keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben, da vor allem Projekte mit sehr geringem Regelarbeitsvermögen häufig nicht in überregionalen Medien oder in Internetauftritten der Projektentwickler/Gemeinden vorgestellt werden.

Abb. 25: Technische und wirtschaftliche Parameter der bewerteten 159 Wasserkraftanlagen differenziert nach Jahr der Inbetriebnahme



Quelle: Eigene Berechnungen

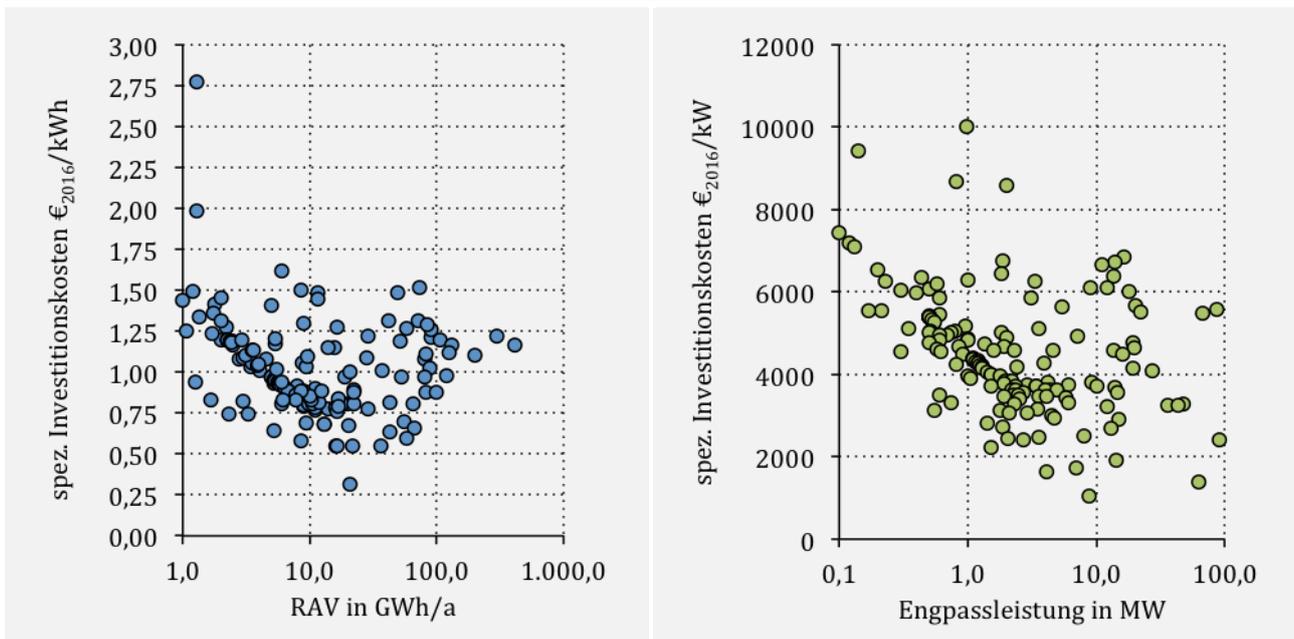
3.2 Ergebnisse der indikativen Wirtschaftlichkeitsbewertung

Als Kennzahlen der Wirtschaftlichkeitsbewertung für die berücksichtigten 159 Wasserkraftanlagen werden die spezifischen Investitionskosten und Stromgestehungskosten sowie als Ergebnis der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung der interne Zinsfuß dargestellt. Neben einer allgemeinen Diskussion der Ergebnisse auf Ebene der Projektdatenbank erfolgt zusätzlich eine Detailanalyse für sieben ausgewählte Kraftwerksprojekte.

3.2.1 Spezifische Investitionskosten

Abb. 26 zeigt die arbeits- und leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten der analysierten Wasserkraftprojekte. Der RAV- und EPL-gewichtete Mittelwert liegt bei 1,05 €/kWh bzw. 4.050 €/kW, wobei sowohl die arbeits- als auch leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten eine verhältnismäßig große Bandbreite aufweisen – eine detaillierte Auswertung ist im Anhang in Tabelle 7 zu finden.

Abb. 26: Arbeits- und leistungsbezogene spezifische Investitionskosten



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Internetrecherchen (ohne Förderungen)

Die Kraftwerke mit den geringsten spezifischen Investitionskosten stellen mit 0,32 und 0,55 €/kWh bzw. 1.030 und 1.630 €/kW die beiden in Betrieb befindlichen Kraftwerke Hallstatt und Tröpolach dar, für welche die Investitionskosten mit 6,5 Mio. €₂₀₁₃ (6,7 Mio. €₂₀₁₆)¹⁶ bzw. 9,0 Mio. €₂₀₁₄ (9,1 Mio. €₂₀₁₆)¹⁷ angegeben werden. Demgegenüber liegen die spezifischen Investitionskosten für das 2015 in Betrieb genommene Kraftwerk Kohlstatt-Ehrenbach mit 2,8 €/kWh am obersten Ende der Bandbreite der arbeitsabhängigen spezifischen Investitionskosten (0,8 GWh/a Regelarbeitsvermögen plus Mehrerzeugung von 0,5 GWh/a in bestehenden Anlagen bei Investitionskosten von 3,6 Mio. €₂₀₁₅)¹⁸. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass das Kraftwerk Kohlstatt-Ehrenbach über einen 4.000 m³ großen Speicher verfügt und damit ein direkter Vergleich der spezifischen Investitionskosten mit Laufwasserkraftwerken nur bedingt möglich ist. Dies gilt dabei

nicht nur für das Kraftwerk Kohlstatt-Ehrenbach, sondern grundsätzlich für alle Wasserkraftwerke mit Speichern, da den zusätzlichen Investitionskosten für den Speicher in der Regel auch höhere spezifische Erlöse aus dem Stromverkauf gegenüberstehen. Bei den leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten zeigt das Kraftwerksprojekt Rosenberg (ökologisch optimierte Variante) mit knapp 10.000 €/kW (Investitionskosten 9,7 Mio. €₂₀₁₅ bei rd. 1 MW Engpassleistung) den höchsten Wert aller bewerteten Wasserkraftwerke.¹⁹

Grundsätzlich lässt sich bei der Analyse der spezifischen Investitionskosten keine eindeutige Abhängigkeit von der Engpassleistung erkennen. Zwar zeigen Kleinwasserkraftwerke unter etwa 1 bis 2 MW tendenziell die spezifisch höchsten Investitionskosten und Kleinwasserkraftwerke im Bereich zwischen 2 und 10 MW die spezifisch geringsten Investitionskosten. Jedoch kehrt sich dieser Trend zu abnehmenden spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Leistung bei Wasserkraftanlagen über 10 MW wieder

¹⁶ <https://issuu.com/zekmagazin/docs/zekhydro-6-13-komplett-100dpi-small>;

¹⁷ http://konzern.kelag.at/content/pressemeldung-2012-14931_kraftwerk-troepolach-offiziell-16844.jsp#

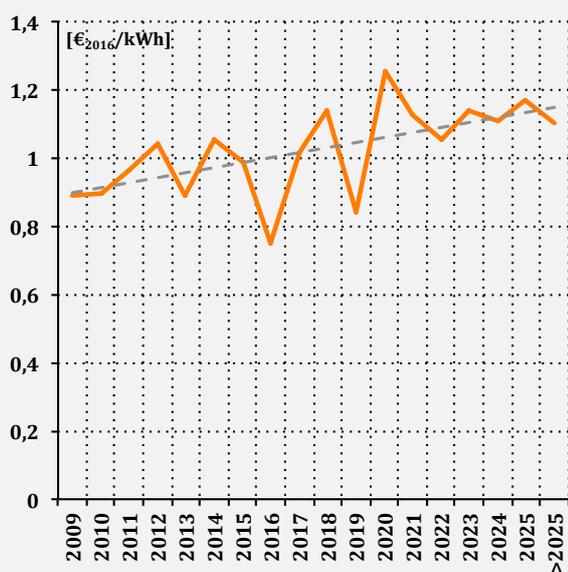
¹⁸ <http://www.kitzbuhel.at/system/web/news.aspx?menuonr=218979641&detailonr=220933965-404>, https://issuu.com/zekmagazin/docs/zek-hydro_0216_gesammelt_kl

¹⁹ http://www.fluessevollerleben.at/fileadmin/user_upload/Dowloads/WWF_Stellungnahme_Variantenpruefung_KW_Rosenburg_112015.pdf;

um bzw. gibt es über den gesamten Leistungsbereich eine Vielzahl an Ausreißern in Richtung höherer und niedrigerer spezifischer Investitionskosten.

Betrachtet man die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten zwischen 2009 und 2025 (Abb. 27), erkennt man trotz der Unsicherheiten vor allem bei Projekten, die noch nicht in Betrieb genommen wurden, eine insgesamt steigende Tendenz. Dies liegt zum einen darin begründet, dass in den vergangenen Jahren z.T. spezifisch sehr günstige Kleinwasserkraftwerke in Betrieb genommen wurden, in den kommenden Jahren jedoch einige größere Anlagen mit vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten geplant sind. Zum anderen wird diese Entwicklung auch dadurch beeinflusst, dass die „besten“ Wasserkraftstandorte bereits in der Vergangenheit durch Wasserkraftanlagen erschlossen wurden und damit zunehmend nur noch „weniger“ gute Wasserkraftstandorte verfügbar sind. Gleichzeitig steigen auch die finanziellen Aufwendungen für die notwendigen ökologischen Ausgleichsmaßnahmen bei Neubauprojekten kontinuierlich an.

Abb. 27: Mittlere spezifische Investitionskosten pekain Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme



Quelle: Eigene Berechnung (RAV-gewichteter Mittelwert; ohne Förderungen)

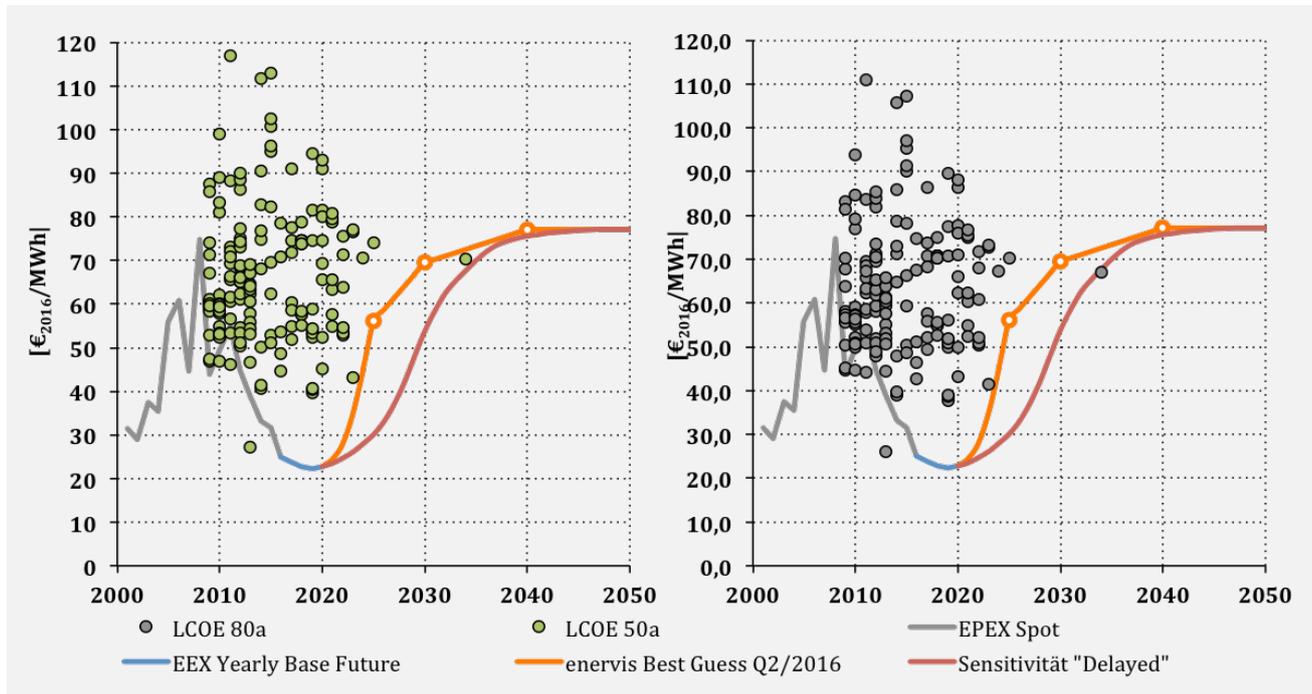
3.2.2 Spezifische Stromgestehungskosten

Die spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) werden mit der in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Systematik für eine Betrachtungsdauer von 50 Jahren und als Sensitivität für 80 Jahre ermittelt. Um die tatsächlichen und nicht die aus Sicht eines Projektentwicklers relevanten Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen darstellen zu können, werden mögliche Förderungen an dieser Stelle bei der Berechnung der LCOE nicht berücksichtigt.

Abb. 28 zeigt die Ergebnisse der LCOE-Berechnung – die Position der Wasserkraftanlagen auf der x-Achse entspricht dabei dem Jahr der Inbetriebnahme. Bei einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren liegen die spezifischen Stromgestehungskosten zwischen rd. 27 und 159 €/MWh (RAV-gewichteter Mittelwert 67,4 €/MWh) sowie bei einer Betrachtungsdauer von 80 Jahren zwischen rd. 26 und 151 €/MWh (RAV-gewichteter Mittelwert 64,1 €/MWh). Der Unterschied zwischen einer Betrachtungsdauer von 50 und 80 Jahren ist mit einem um durchschnittlichen etwa 5% höherem LCOE bei einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren vergleichsweise gering, d. h. auch mit einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren können die spezifischen Stromgestehungskosten einer Wasserkraftanlage hinreichend genau abgeschätzt werden.

Neben den LCOE der einzelnen Anlagen ist in Abb. 28 die historische Entwicklung der Großhandelsstrompreise seit 2001 sowie das für die Bewertung der zukünftigen Erlöspotenziale relevante *enervis Szenario Best Guess Q2/2016* inkl. der Sensitivität „Delayed“ dargestellt. Gut zu erkennen ist dabei, dass fast alle Projekte zu einem Zeitpunkt in Betrieb gegangen sind bzw. gehen werden, an dem die spezifischen Stromgestehungskosten z. T. deutlich über den Börsenstrompreisen liegen. Ohne Förderungen können Neubauprojekte im aktuellen Marktumfeld daher ihre Vollkosten i. Allg. nicht verdienen und damit die Investitionskosten nicht vollständig refinanzieren.

Abb. 28: Spezifische Stromgestehungskosten für 50 und 80 Jahre Betrachtungsdauer bei einem realen Zinssatz von 4,43%



Daten: EPEX Spot, EEX, enervis (Stützjahre 2025, 2030 und 2040 enervis Szenario Best Guess Q2/2016, dazwischen liegende Werte interpoliert). Nicht dargestellt ist eine Wasserkraftanlage mit LCOE von 159 €/MWh (50a) bzw. 151 €/MWh (80a).

Erst zwischen 2025 und 2040 werden die Börsensstrompreise (wieder) ein Niveau erreichen, das über den spezifischen Stromgestehungskosten der meisten Wasserkraftanlagen liegt. Für einen Teil der bereits errichteten bzw. in Bau oder Planung befindlichen Projekte werden die LCOEs jedoch auch mittel- und langfristig nicht unter den Großhandelsstrompreisen im deutsch-österreichischen Markt zu liegen kommen.

Tendenziell ist daher zu erwarten, dass Projekte mit späterer Inbetriebnahme eine bessere Wirtschaftlichkeit zeigen bzw. ein Verschieben der Projekte auf der Zeitachse deren Wirtschaftlichkeit verbessert. Projekte mit späterer Inbetriebnahme könnten nicht nur vom Beginn der Betriebsphase an ihre Vollkosten verdienen, sondern es könnte letztendlich auch der Förderbedarf gesenkt werden, da heute ein Erreichen der Wirtschaftlichkeit für viele Projekte ohne Förderung nicht möglich erscheint.

Allerdings kann ohne Berücksichtigung der Erlöse sowie der Finanzierungsstrukturen keine abschließende Aussage in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der im Rahmen dieser Studie indikativ bewerteten Wasserkraftanlagen getroffen werden. Die spezifischen Stromgestehungskosten können jedoch einen ersten Anhaltspunkt über die grundsätzlichen Randbedingungen für ein Projekt aus wirtschaftlicher Sicht liefern sowie diese unabhängig von den projektspezifischen Kapitalkosten untereinander vergleichbar zu machen.

3.2.3 Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung - Interner Zinsfuß

Für die Berechnung des internen Zinsfußes (Internal rate of Return, IRR) werden zusätzlich zu dem in Abschnitt 3.1.2 besprochenen bewertungsrelevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter die folgenden Randbedingungen als Basisannahmen für das Cash-Flow-Modell zur dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung festgelegt:

- Zahlungsströme werden auf den 1.1. des Inbetriebnahmejahrs als Bezugspunkt diskontiert und vereinfachend als nachschüssig unterstellt (d. h. zum 31.12. des jeweiligen Jahres).
- Für die Projektentwicklung werden 4 Jahre und für die Bauzeit 3 Jahre angenommen, wobei für den Zahlungsplan bzw. für die Ermittlung der Bauzeitzinsen vereinfachend unterstellt wird, dass in jedem Jahr ein Drittel der Investitionskosten anfallen.
- Als Inflationsrate wird 1,5% p. a. und als Steuersatz 25% unterstellt.
- Für Wasserkraftanlagen, die bereits in Betrieb sind, werden die erlösrelevanten Börsenstrompreise der Vergangenheit aus den historischen EPEX Spotpreisen ex post abgeleitet.
- Investitionsförderungen werden dem benötigten Eigenkapital gutgeschrieben.

Für die 159 bewerteten Wasserkraftanlagen wird der interne Zinsfuß in acht verschiedenen Sensitivitäten ermittelt, die sich aus den beiden unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen mit einem WACC von 4,5 bzw. 5,5%²⁰, den Strompreisszenarios *energis Best Guess Q2/2016* und „Delayed“ sowie einer Betrachtungsdauer von 50 und 80 Jahren ableiten. Abb. 29 zeigt als zusammenfassende Darstellung den aufsteigend sortierten internen Zinsfuß der Projekte aufgetragen über dem kumulierten Regelarbeitsvermögen.

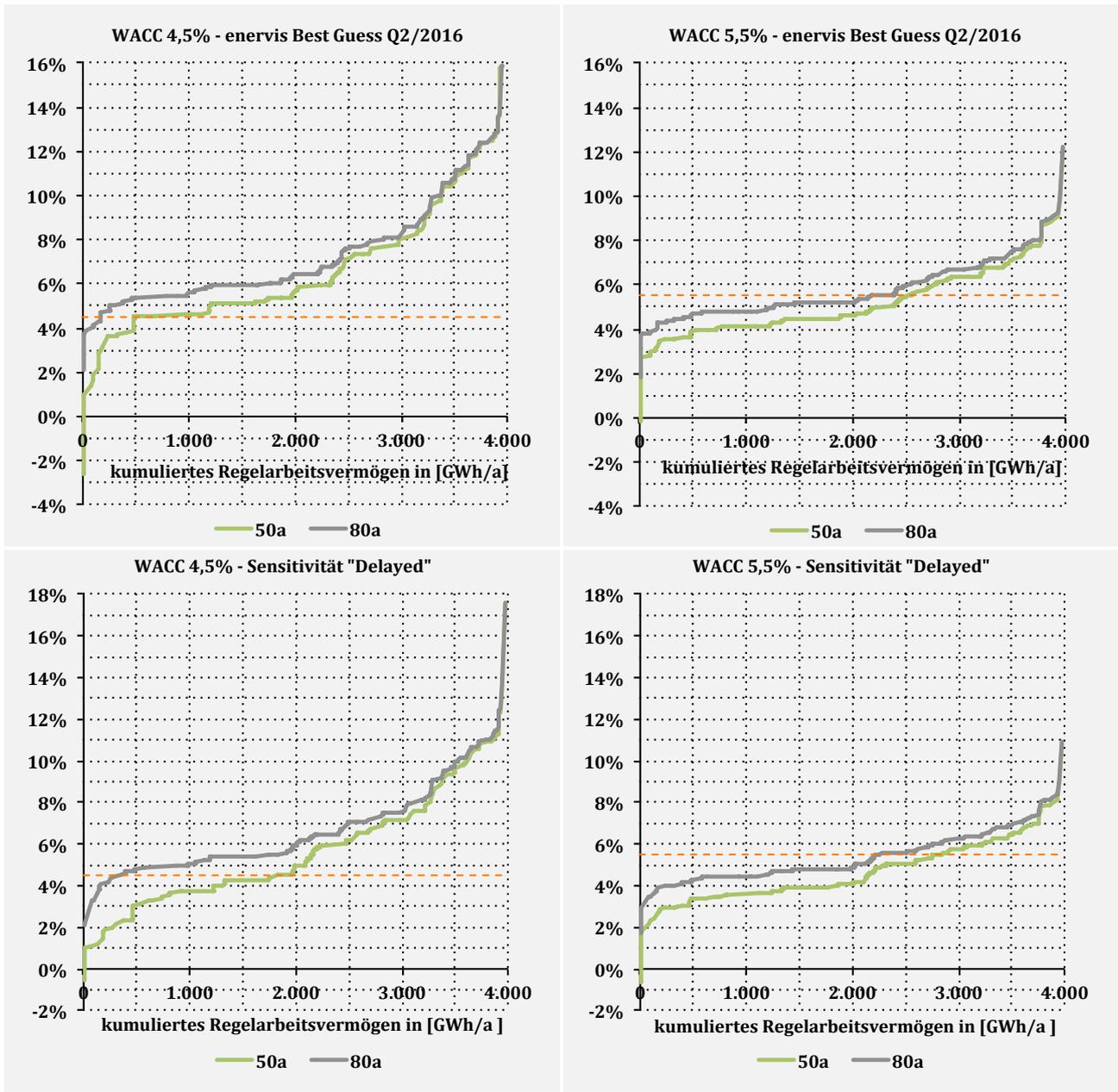
Die mit diesem Ansatz erhaltenen Kurven können auch als Merit Order der Wirtschaftlichkeit der bewerteten Wasserkraftanlagen interpretiert werden, d. h. neben der Verteilung des internen Zinsfußes der einzelnen Wasserkraftanlagen kann aus den Grafiken abgeleitet werden, welcher Anteil des Regelarbeitsvermögens aller Projekte (in Summe knapp 4.000 GWh/a) wirtschaftlich dargestellt

werden kann. Projekte unterhalb des Schnittpunktes der sortierten IRR-Kurven mit den durchschnittlichen Kapitalkosten (orange gestrichelte Linie) können über die Betrachtungsdauer die Investitionsaufwendungen nicht zu den gegebenen Kapitalkosten refinanzieren und sind damit aus Betreiber-sicht unwirtschaftlich. So erreichen bspw. in der Sensitivität WACC 4,5%, 50 Jahre Betrachtungsdauer sowie Erlöse entsprechend der Strompreissensitivität „Delayed“ (linke unterer Grafik in Abb. 29) Wasserkraftanlagen mit in Summe ca. 1.800 GWh/a Regelarbeitsvermögen nicht die Wirtschaftlichkeit. Bei einer Betrachtungsdauer von 80 Jahren würden demgegenüber fast alle Projekte die geforderte Kapitalverzinsung liefern können – nur 14 Projekte mit in Summe etwa 300 GWh/a Regelarbeitsvermögen haben einen IRR von unter 4,5%. Allerdings muss in diesem Zusammenhang berücksichtigt werden, dass Fremdkapitalgeber i. Allg. eine Amortisationszeit fordern, die deutlich unter der Lebensdauer eines Wasserkraftwerks liegt – „typische“ Anforderungen sind etwa 25 bis 30 Jahre. Innerhalb dieses Zeitraums sollten bei einer Projektfinanzierung die Fremdkapitalmittel inkl. der Zinsen aus den laufenden Erträgen des Wasserkraftwerks rückgezahlt werden können. Eine Betrachtungsdauer von 80 Jahren spiegelt damit die Realität der Projektfinanzierung nicht notwendigerweise wider.

Diese Herausforderung bei einer Projektfinanzierung lässt sich auch über eine sehr vereinfachte Betrachtung der am Beginn einer Anlagenlaufzeit aufzuwendenden jährlichen Zinszahlungen darstellen. Für ein Beispiel-Kraftwerk mit einer Jahreserzeugung von 10.000 MWh und spezifischen Investitionskosten von 1 €/kWh liegen die Investitionskosten bei 1 Mio. €. Bei einer Fremdkapitalquote von 80% und einem Fremdkapitalzinsatz von 4,0% fallen für einen Kredit über 0,8 Mio. € (d. h. 80% von 1 Mio. €) Zinszahlungen von rd. 32.000 €/a an.

²⁰ WACC 4,5% leitet sich aus Eigen- zu Fremdkapitalanteil von 20 : 80% mit Fremdkapitalzinse von 4,0 % und Eigenkapitalrendite von 6,5% ab; WACC 5,5% leitet sich aus Eigen- zu Fremdkapitalanteil von 45 : 55% mit Fremdkapitalzinsen von 4,0% und Eigenkapitalrendite von 7,34% ab.

Abb. 29: Interner Zinsfuß für Variation WACC/Finanzierungsstruktur, erlösrelevante Strompreise und Betrachtungsdauer



Quelle: Eigene Berechnungen (Förderungen auf Grundlage des Ökostromgesetzes sind in den Berechnungen berücksichtigt)

Damit müsste alleine für diese Zinszahlungen ein Strompreisniveau von 32 €/MWh bzw. unter Berücksichtigung der betrieblichen Aufwendungen von bspw. 10 €/MWh von rd. 42 €/MWh bereits am Beginn der Betriebsphase erreicht werden. Ein solches Strompreisniveau sollte sich jedoch erst wieder gegen 2025 einstellen, so dass das Beispiel-Kraftwerk bis dahin zusätzliches Kapital benötigt, um überhaupt seine Zinslasten tragen zu können.

Generell zeigen die Analysen in Abb. 29, dass die Ergebnisse sehr sensitiv auf die variierten Randbedingungen WACC/Finanzierungsstruktur, Strompreis und Betrachtungsdauer reagieren. Während im günstigsten der betrachteten Fälle (WACC 4,5%, enervis Szenario best Guess Q2/2016 und 80 Jahre Betrachtungsdauer) praktisch alle Wasserkraftanlagen wirtschaftlich wären, kann im ungünstigsten der betrachteten Sensitivitäten (WACC 5,5%,

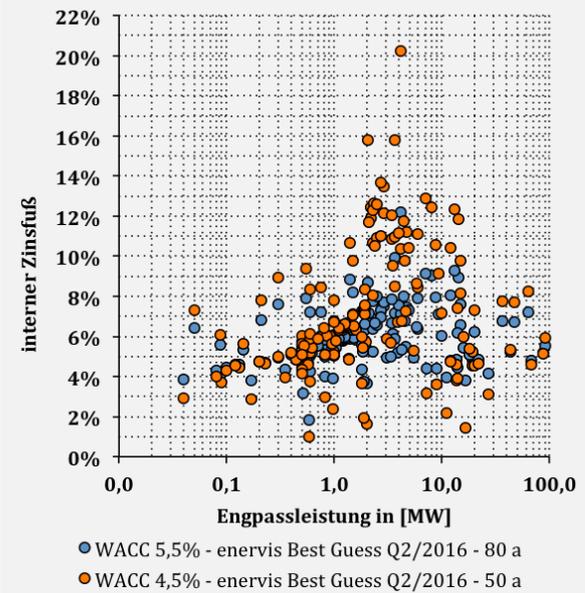
Strompreissensitivität „Delayed“ und 50 Jahre Betrachtungsdauer) nur knapp 1/3 des Regelarbeitsvermögens wirtschaftlich dargestellt werden. Bildet man über alle acht betrachteten Sensitivitäten den arithmetischen Mittelwert würden knapp 110 Projekte mit einem Regelarbeitsvermögen von rd. 2.500 GWh/a in einem wirtschaftlichen Bereich liegen. Umgekehrt bedeutet dies jedoch auch, dass die restlichen 50 Projekte (RAV 1.500 GWh/a) mit hoher Wahrscheinlichkeit den für eine Wirtschaftlichkeit erforderlichen Kapitalrückfluss nicht erreichen können.

Betrachtet man den internen Zinsfuß als Funktion der Engpassleistung zeigen Wasserkraftanlagen zwischen etwa 1 und 10 MW die tendenziell höchste Wirtschaftlichkeit – also jener Leistungsbereich, der durch vergleichsweise günstige spezifische Investitionskosten bei gleichzeitig in Relation zu den anderen Größenklassen attraktivsten Förderrandbedingungen gekennzeichnet ist. In Abb. 30 ist dies exemplarisch anhand der Ergebnisse von zwei Sensitivitäten dargestellt – die Zusammenhänge gelten jedoch auch für die anderen sechs analysierten Kombinationen aus WACC/Finanzierungsstruktur, Strompreisentwicklung und Betrachtungsdauer.

Trotz dieser leichten Tendenz zu einer höheren Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich 1 bis 10 MW haben die bisherigen Analysen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die insgesamt 159 Wasserkraftanlagen gezeigt, dass die Ergebnisse in hohem Maße von projektspezifischen Randbedingungen abhängig sind, die über die bloßen Standortfaktoren hinausgehen. Damit ist bspw. auch die Herleitung einer Matrix zur schnellen Einordnung eines Projekts ohne hohen Berechnungsaufwand anhand seiner technisch-wirtschaftlicher Parameter nicht ohne weiteres möglich. Über die spezifischen Investitionskosten und spezifischen Stromgestehungskosten kann zwar anhand eines Benchmarks eine erste Einschätzung für ein Neubauprojekt durchgeführt

werden. Durch die fehlende Berücksichtigung der konkreten Finanzierungsstrukturen sowie der Erlöseseite dürfen diese beiden Kennzahlen jedoch nicht überinterpretiert werden.

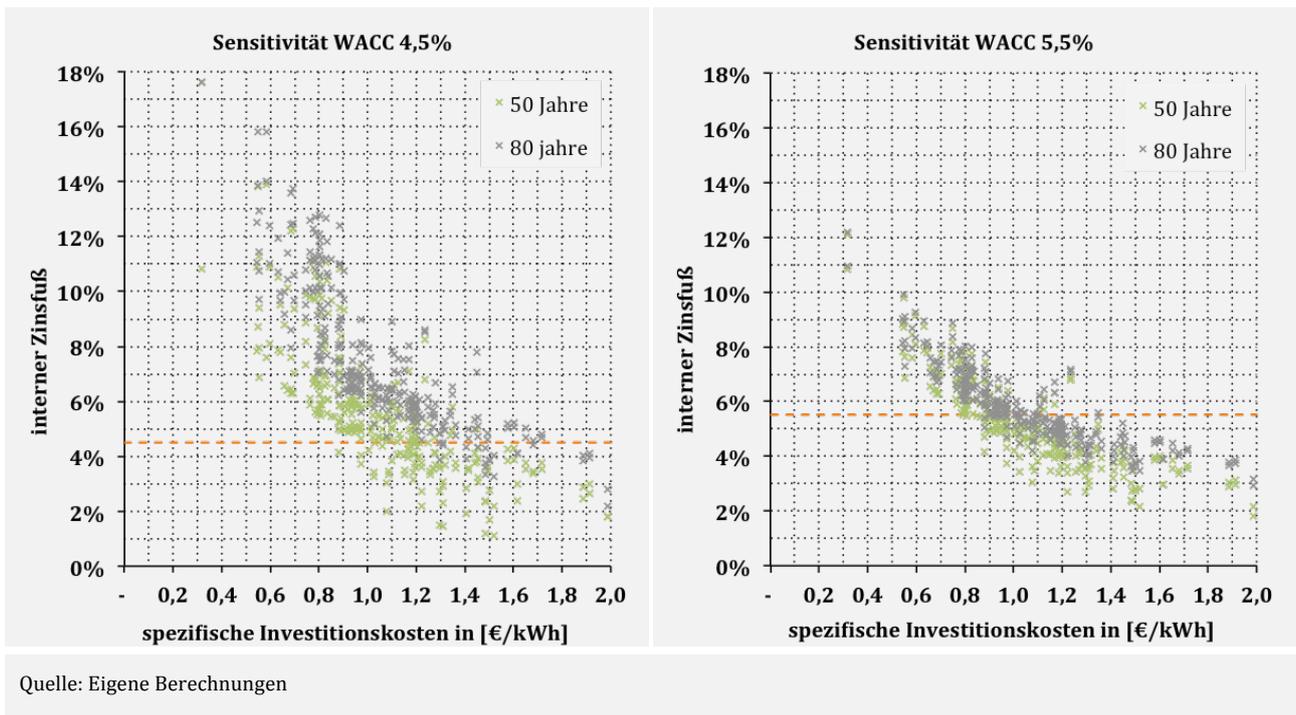
Abb. 30: Interner Zinsfuß in Abhängigkeit von Engpassleistung für zwei Sensitivitäten



Quelle: Eigene Berechnung

Um eine weitergehende Einordnung der Wirtschaftlichkeit eines konkreten Neubauprojekts zu ermöglichen, ist in Abb. 31 der interne Zinsfuß der Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von den arbeitsbezogenen spezifischen Investitionskosten dargestellt. Dabei sind Ergebnisse jeweils für die Strompreisszenarios *enervis Best Guess Q2/2016* und „Delayed“ zusammengefasst, d. h. die Bandbreite der Ergebnisse berücksichtigt neben projektspezifischen Unterschieden (u. a. Jahr der Inbetriebnahme, Förderhöhe und saisonale Abflusscharakteristik) auch Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Entwicklung der Strompreise. Der interne Zinsfuß ist somit für die Sensitivität WACC 4,5% (Projektfinanzierung mit 80% Fremdkapitalanteil; linke Grafik) und WACC 5,5% („typische Finanzierungsstruktur eines EVUs mit 45% Eigenkapitalanteil; rechte Grafik) jeweils als Punktwolke geplottet, wobei zusätzlich die beiden Betrachtungsdauern 50 und 80 Jahre farblich unterschieden werden.

Abb. 31: Interner Zinsfuß in Abhängigkeit von spezifischen Investitionskosten



Aus Abb. 31 kann nun für die spezifischen Investitionskosten eines konkreten Neubauprojekts eine IRR-Bandbreite abgeleitet und den Kapitalkosten gegenübergestellt werden. Die Kapitalkosten müssen dabei kleiner als der interne Zinssatz sein, damit das Projekt wirtschaftlich ist. Umgekehrt lassen sich bei gegebenen Kapitalkosten die maximalen spezifischen Investitionskosten abschätzen, die zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit nicht überschritten werden dürfen. Bspw. sollten bei spezifischen Investitionskosten von 1,0 €/kWh und einem projektfinanzierten Ansatz (Sensitivität WACC 4,5%) die Kapitalkosten 5 bis 6% nicht überschreiten - ein Bereich der im aktuellen Marktumfeld umsetzbar wäre. Es lässt sich bspw. aber auch ableiten, dass bei einem projektfinanzierten Ansatz mit einem WACC von 4,5% die Investitionskosten nicht höher als etwa 1,2 €/kWh liegen sollten, um eine Wirtschaftlichkeit grundsätzlich ermöglichen zu können. Demgegenüber liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze für „typische“ Finanzierungsstrukturen von Energieversorgungsunternehmen (Sensitivität WACC 5,5%) bei etwa 1,0 €/kWh, d. h. eine Projektfinan-

zierung zeigt aktuell eine höhere Attraktivität. Dies gilt jedoch nur dann, wenn die Projekte einen ausreichenden Cash Flow zur Rückzahlung des Fremdkapitals generieren können, da anderenfalls ein Fremdkapitalanteil von 80% – wie in der Sensitivität WACC 4,5% unterstellt – nicht realisierbar ist.

Abschließend anzumerken ist, dass die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung insbesondere eine hohe Sensitivität in Bezug auf die zukünftige Strompreisentwicklung zeigen. Eine von den unterstellten Strompreisszenarios abweichende Erwartung kann daher zu entsprechend abweichenden Ergebnissen führen.

3.2.4 Detailanalyse für ausgewählte Kraftwerksprojekte

Während in den vorangegangenen Abschnitten die Analyse und Diskussion der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen weitgehend ohne Bezug auf eine konkrete Wasserkraftanlage erfolgte, werden in diesem Abschnitt sieben, in Abstimmung mit dem Auftraggeber der Studie ausgewählte Kraftwerksprojekte detaillierter bewertet.

In Tabelle 3 sind hierzu die wesentlichen technisch-wirtschaftlichen Parameter der Projekte zusammenfassend dargestellt, die sich aktuell alle im Genehmigungsverfahren bzw. in einer fortgeschrittenen Planungsphase befinden.

Tabelle 3: Technisch-wirtschaftliche Parameter ausgewählter Wasserkraftwerksprojekte

Kraftwerk	BL	IBN	EPL	RAV	Invest*
[-]	[-]	[-]	[MW]	[GWh/a]	[Mio. €]
Schwarze Sulm	St	2018	3,3	16,3	20,8
Rosenburg (Kamp)**	NÖ	2019	1,0	6,0	9,7
Schwarzach Oberstufe	T	2019	5,8	22,5	20,0
Gurgler Ache	T	2020	14,2	42,7	27,0
Ferschnitz (Ybbs)	NÖ	2021	2,3	9,0	8,0
Tauernbach	T	2021	27,0	85,0	110,0
Meng	V	2012	10,0	37,0	37,4

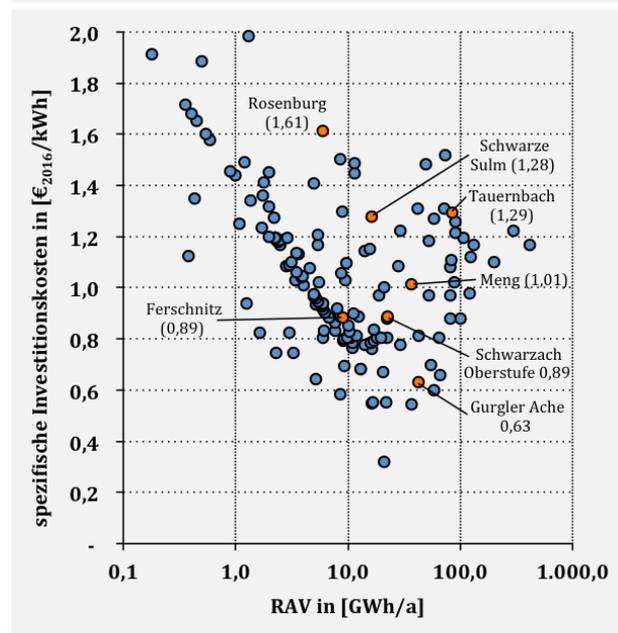
* Angaben der Projektwerber bzw. öffentlicher Quellen über VPI in Geldwert 2016 umgerechnet; ** ökologisch optimierte Variante

Im Zusammenhang mit der Beurteilung der Qualität der bewertungsrelevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter der einzelnen Kraftwerksprojekte ist anzumerken, dass diese ausschließlich öffentlich zugänglichen Quellen entnommen wurden (u. a. Internetauftritte der Projektentwickler, Presseartikel, Einreichunterlagen, Genehmigungsbescheide). Trotzdem bestehen Unsicherheiten in Bezug auf die Aktualität der Daten, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind. Dies sei am Beispiel der Investitionskosten des von der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG am Osttiroler Tauernbach geplanten Ausleitungskraftwerks aufgezeigt. So wurde in einem Artikel der Tiroler Tageszeitung am 30. Jänner 2015 eine Investitionssumme von 100 Mio. € genannt.²¹ Andererseits gibt die TIWAG-Tochter Wasser Tirol in dem Ende Mai 2015 abgeschlossenen Ressourcenbewirtschaftungs-

programm für den Osttiroler Planungsverband 34 eine Investitionssumme von 110 Mio. € an.²² Demgegenüber werden in einer APA-Meldung zum positiven UVP-Bescheid für den Ausbau des Speicherkraftwerks Sellrain-Silz für das Kraftwerksprojekt Tauernbach 74 Mio. € als Investitionskosten genannt.²³ Da diese Angaben zu den Investitionskosten jedoch nicht durch eine offizielle Ausweisung der TIWAG verifiziert werden können (bspw. Informationen zum Projektstand auf TIWAG-Homepage²⁴), werden in diesem Fall die letztverfügbaren offiziellen unternehmensinterne Angabe der TIWAG-Tochter Wasser Tirol als Referenz für die weiteren Berechnungen herangezogen.

Abb. 32 zeigt die arbeitsbezogenen spezifischen Investitionskosten aller bewerteten 159 Wasserkraftanlagen, wobei die sieben für eine Detailanalyse ausgewählten Kraftwerksprojekte farblich hervorgehoben sind.

Abb. 32: Arbeitsbezogene spezifische Investitionskosten



Quelle: Eigene Berechnung

²¹ <http://www.tt.com/politik/landespolitik/9565430-91/umstrittene-kraftwerke-das-tiroler-wasser-als-konfliktzone.csp>

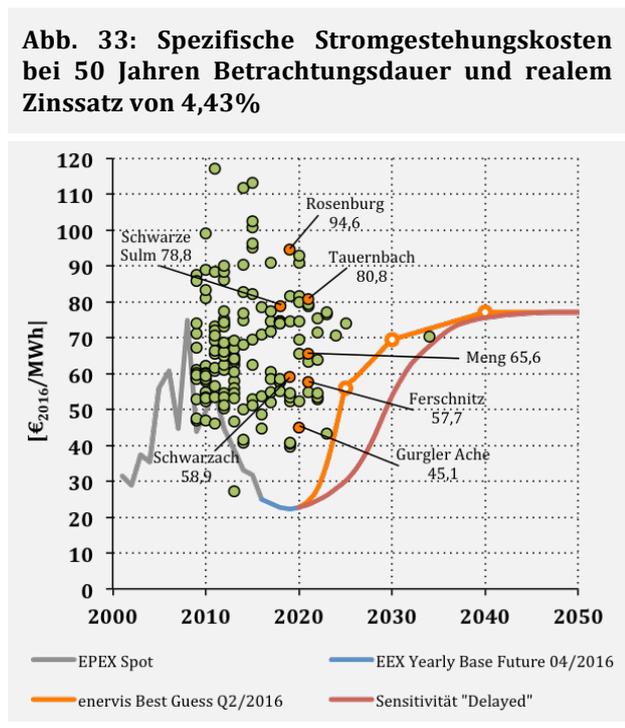
²² http://www.matrei-ost.tirol.gv.at/Ressourcenbewirtschaftungsprogramm_Planungsverband_34_-_Eigene_Ressourcen_nutzen_1

²³ http://www.energynewsmagazine.at/de#/positiver+uvp-bescheid+f%3bc3%bcr+kraftwerksprojekt+sellrain-silz_n8867

²⁴ <https://wasserkraftausbau.tiwag.at/index.php?id=115>

Gegenüber dem RAV-gewichteten Mittelwert aller Wasserkraftwerke von 1,05 €/kWh liegen die spezifischen Investitionskosten der Kraftwerke Rosenberg, Schwarze Sulm und Tauernbach deutlich höher. Demgegenüber liegen das Kraftwerksprojekt Meng etwa 4% und die Kraftwerke Ferschnitz und Schwarzach Oberstufe knapp 10% unter dem österreichweiten Mittelwert. Das Projekt der Wasserkraft Sölden an der Gurgler Ache weist mit 0,63 €/kWh eine der geringsten spezifischen Investitionskosten aller betrachteten Anlagen auf.

Auch die Einordnung der ausgewählten Kraftwerksprojekte in die spezifischen Stromgestehungskosten aller bewerteten Wasserkraftanlagen liefert ein ähnliches Ergebnis (Abb. 33).



Daten: EPEX Spot, EEX, enervis (Stützjahre 2025, 2030 und 2040 aus *enervis Szenario Best Guess Q2/2016*, dazwischen liegende Werte interpoliert). Nicht dargestellt ist eine Wasserkraftanlage mit LCOE von 159 €/MWh (50a). Eigene Berechnungen.

Die Kraftwerke Schwarze Sulm, Tauernbach und vor allem Rosenberg sind in einem Bereich, der nicht nur sehr deutlich über dem aktuellen Strompreisniveau liegt, sondern auch langfristig die Großhandelspreise des *enervis Szenarios Best Guess Q2/2016* nicht unterschreiten kann. Bei den vier anderen

Kraftwerksprojekten bewegen sich die LCOE hingegen in einem Bereich der sich perspektivisch unter dem Marktpreisniveau befindet, wobei das Kraftwerk Gurgler Ache die mit Abstand geringsten spezifischen Stromgestehungskosten der sieben Projekte aufweist.

Während die spezifischen Investitionskosten und spezifischen Stromgestehungskosten im Benchmark mit den anderen in der Projektdatenbank erfassten Wasserkraftanlagen eine relative Einordnung der Wirtschaftlichkeit ermöglichen, können die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung eine Aussage zur absoluten Wirtschaftlichkeit liefern. Abb. 34 zeigt hierzu den internen Zinsfuß der Projekte in Abhängigkeit von WACC/Finanzierungsstruktur, erlösrelevanten Strompreisen und Betrachtungsdauer.

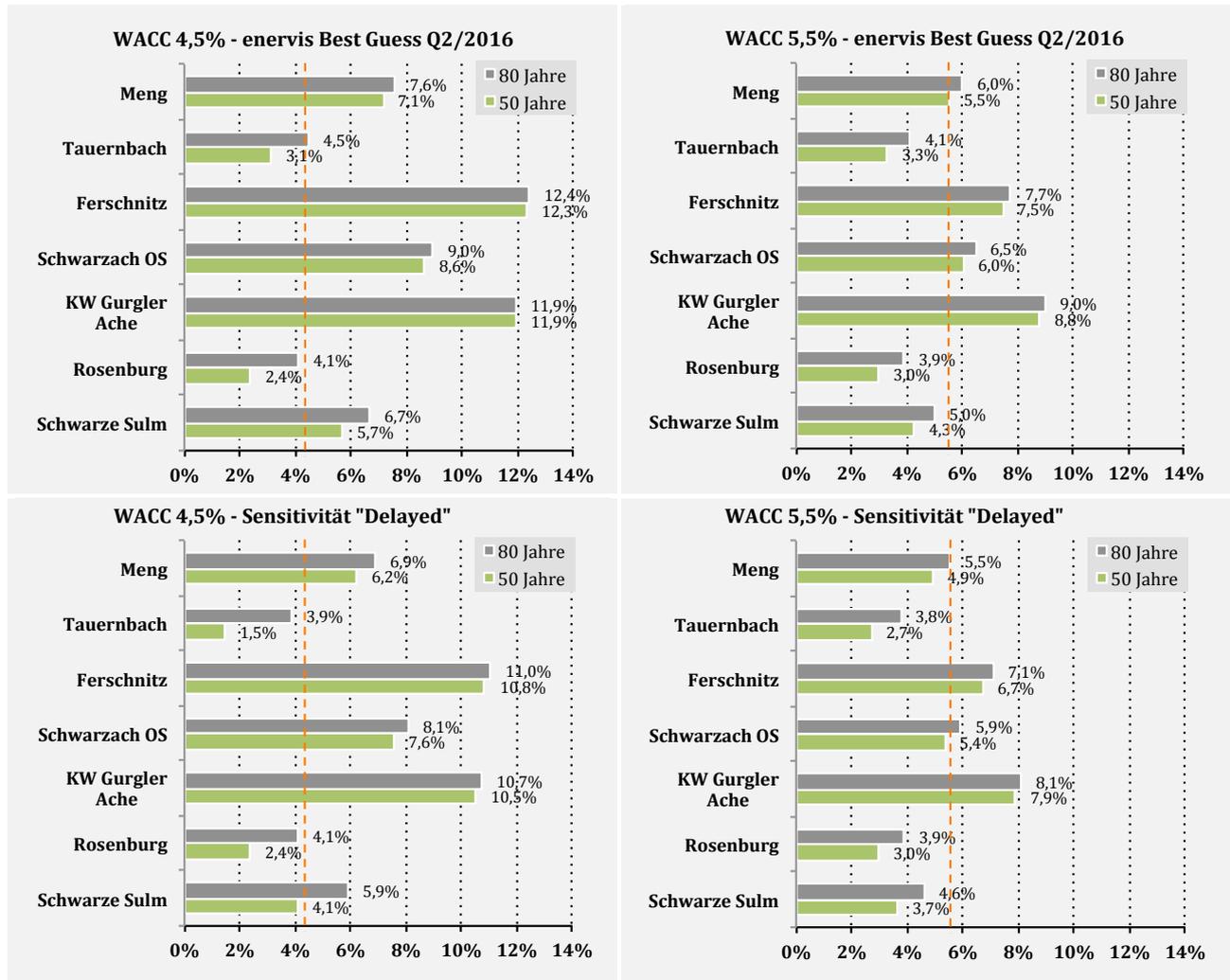
Das Kraftwerk Rosenberg zeigt auf Basis der berücksichtigten technischen und wirtschaftlichen Parameter in keiner der betrachteten acht Sensitivitäten einen positiven Business Case. Ähnlich liegt das Kraftwerk Tauernbach, das auf Grund der ungünstigen projektspezifischen Randbedingungen nur in einer der acht Sensitivitäten knapp die Grenze der Wirtschaftlichkeit erreichen kann. Aber auch das Projekt Schwarze Sulm ist aus wirtschaftlicher Sicht tendenziell negativ zu beurteilen, da es in 5 der analysierten 8 Sensitivitäten keine Refinanzierung der Investitionskosten zu den unterstellten Kapitalkosten ermöglicht.

Das andere Ende der wirtschaftlichen Bandbreite markieren die Projekte Gurgler Ache und Ferschnitz mit einem in allen Sensitivitäten deutlich über den Kapitalkosten liegenden internen Zinsfuß. In einem ähnlich positiven Bereich liegt auch das Kraftwerksprojekt Schwarzach. Gegenüber dem Kraftwerk Ferschnitz, das die identen spezifischen Investitionskosten aufweist, hat das Kraftwerk Schwarzach auf Grund der geringeren Förderquote und einer um 2 Jahre früheren Inbetriebnahme jedoch einen

etwas niedrigeren IRR. Zwischen diesen beiden Gruppen liegt das Kraftwerk Meng, das unter Maßgabe der für die Bewertung berücksichtigten pro-

jektspezifischen Parameter insgesamt jedoch kein unattraktives Projekt darstellt.

Abb. 34: Interner Zinsfuß in Abhängigkeit von WACC/Finanzierungsstruktur, erlösrelevanten Strompreisen und Betrachtungsdauer



Quelle: Eigene Berechnungen (Förderungen auf Grundlage des Ökostromgesetzes sind in den Berechnungen berücksichtigt)

4 Förderung des Wasserkraftausbaus in Österreich

Der Neubau und die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen bis 20 MW Engpassleistung wird in Österreich – wie für andere Ökostromerzeuger – durch das Ökostromgesetz gefördert. Die Analysen im vorangegangenen Kapitel 3 haben jedoch gezeigt, dass zumindest ein Teil der in den vergangenen Jahren in Betrieb gegangenen bzw. in den kommenden Jahren noch in Betrieb gehenden Wasserkraftanlagen trotz dieser Förderungen mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Kapitel das Ökostromgesetz in Bezug auf die Förderung von Wasserkraftanlagen näher betrachtet und dessen „Wirkung“ auf die Wirt-

schaftlichkeit einzelner Kraftwerksprojekte analysiert. Hierzu werden nach einem Überblick über den rechtlichen Rahmen des Ökostromgesetzes die seit 2003 für die Wasserkraft aufgewendeten Fördermittel zusammenfassend dargestellt. Für die im Rahmen dieser Studie berücksichtigten Wasserkraftprojekte, die nach 2016 in Betrieb gehen, wird anschließend aufgezeigt, welchen Beitrag die Ökostrom-Förderung zur Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksprojekte leisten kann. Ein besonderer Fokus wird dabei auf die vom WWF Österreich im Szenario „WWF Energiewende“ des *WWF-Ökomasterplans III* als Ausschluss eingestuft Projekte gelegt.

4.1 Ökostromgesetz im Überblick

4.1.1 Rechtlicher Rahmen

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Österreich seit dem Jahr 2003 durch das Ökostromgesetz geregelt, das letztmalig im Jahr 2012 (ÖSG 2012) novelliert wurde.²⁵ Im Kern sieht das ÖSG 2012 eine Abnahmepflicht für Ökostrom zu festen Einspeisetarifen für 13 Jahre (bzw. 15 Jahre für Biomasse und Biogas) ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme vor. Abweichend davon erfolgt die Förderung der kleinen (bis 10 MW Engpassleistung) und mittleren Wasserkraft (10 bis 20 MW Engpassleistung) über Investitionszuschüsse, wobei Kleinwasserkraftanlagen unter 2 MW zwischen einer Förderung durch einen Einspeisetarif oder einem Investitionszuschuss wählen können. Neben der Neuerrichtung von Wasserkraftanlagen fördert das ÖSG 2012 auch die Revitalisierung bestehender Anlagen, wenn dadurch eine Erhöhung

der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15% erreicht werden kann.²⁶

Die Einspeisetarife für Ökostromanlagen werden jedes Kalenderjahr in der Ökostromverordnung neu festgelegt und gelten jeweils für die gesamte Dauer der Tarifförderung einer Ökostromanlage. Tabelle 4 zeigt hierzu die mengengestaffelten Einspeisetarife für Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW Engpassleistung, die zum Zeitpunkt der jeweiligen Antragstellung gegolten haben bzw. gelten. Kleinwasserkraftanlagen, die 2016 einen Antrag auf Förderung bei der für die Abwicklung der Förderung zuständigen Ökostromabwicklungsstelle OeMAG stellen, erhalten somit für 13 Jahre ab der Inbetriebnahme (z. B. 2018) für die jährlich ersten 500 MWh Ökostromeinspeisung 10,35 ct/kWh (103,5 €/MWh). Für Einspeisemengen über 500 MWh/a sinkt die Vergütung in definierten Schritten – bspw. auf 7,43 ct/kWh (74,3 €/MWh) für Einspeisemengen zwischen 500 und 1.000 MWh/a.

²⁵ 75. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012); <http://www.e-control.at/marktteilnehmer/news/monats-archiv/august-2011/oekostromgesetz-2012>

²⁶ Bei einer Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 50% gelten die Fördertarife für Neubau.

Tabelle 4: Einspeisetarife in ct/kWh Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW Engpassleistung in Abhängigkeit vom Jahr der Antragsstellung

Neubau	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0 - 500 MWh	10,60	10,55	10,45	10,35	10,35	10,25
500 - 1.000 MWh	7,63	7,59	7,51	7,43	7,43	7,36
1.000 - 2.500 MWh	6,66	6,63	7,00	6,49	6,49	6,43
2.500 - 5.000 MWh	5,56	5,53	5,47	5,42	5,42	5,37
5.000 - 7.500 MWh	5,25	5,22	5,17	5,12	5,12	5,07
Über 7.500 MWh	5,00	4,97	4,92	4,87	4,87	4,83
Revitalisierung	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0 - 500 MWh	8,30	8,26	8,18	8,10	8,10	8,02
500 - 1.000 MWh	6,06	6,03	5,97	5,91	5,91	5,85
1.000 - 2.500 MWh	5,25	5,22	5,17	5,12	5,12	5,07
2.500 - 5.000 MWh	3,83	3,81	3,77	3,73	3,73	3,69
5.000 - 7.500 MWh	3,54	3,52	3,48	3,45	3,45	3,42
Über 7.500 MWh	3,25	3,23	3,2	3,17	3,17	3,14

Quelle: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung

Die OeMAG ist zum Abschluss eines Fördervertrages²⁷ und damit zur Abnahme der Ökostrommengen nach Inbetriebnahme der Anlage verpflichtet, solange die hierfür gesetzlich vorgesehenen finanziellen Mittel für neue Anlagen nicht ausgeschöpft sind (First-come-first-served-Prinzip). Das für neue tarifgeförderte Ökostromanlagen vorgesehene jährliche Unterstützungsvolumen ist im ÖSG 2012 mit 50 Mio. €/a für 2012 festgeschrieben und reduziert sich jedes Jahr um 1. Mio. €.²⁸ Davon stehen mindestens 1,5 Mio. € für die Kleinwasserkraft unter 2 MW Engpassleistung zur Verfügung. Zusätzlich gibt es einen sog. Resttopf, der neben der Photovoltaik und Windkraft auch von der Wasserkraft „genutzt“ werden kann. Die finanzielle Ausstattung des Resttopfs

²⁷ Der Antrag auf Förderung kann frühestens nach Vorliegen aller erstinstanzlichen Bescheide (Ausnahme Energierechtlicher Bescheid spätestens bei Inbetriebnahme) erfolgen.

²⁸ Bspw. stehen für neue Ökostromanlagen im Jahr 2016 damit 46 Mio. € für die Tarifförderung zur Verfügung. Diese 46 Mio. € stellen dann die Basis der jährlich über die gesamte Tariflaufzeit von 13 bzw. 15 Jahren an die hierfür im Jahr 2016 qualifizierten Ökostromanlagen vergüteten Tarife dar (d.h. die 46 Mio. € stehen nicht einmalig, sondern jährlich für die kommenden 13 Jahre zur Verfügung). Im Jahr 2017 reduziert sich das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen auf 45 Mio. €, d. h. insgesamt erhöht sich das Unterstützungsvolumen um 45 Mio. €.

für Neuanlagen lag im Jahr 2012 bei 19 Mio. € und reduziert sich seitdem jedes Jahr um 1. Mio. €.

Im Vergleich zur Tarifförderung ist für die Investitionsförderung der Wasserkraft deutlich mehr an Fördermitteln im ÖSG 2012 vorgesehen. Für Kleinwasserkraftanlagen stehen jährlich 16 Mio. € zur Verfügung. Demgegenüber ist der Fördertopf für mittlere Wasserkraftanlagen mit in Summe 50 Mio. € gedeckelt. Die Höhe der konkreten Investitionsförderung für eine Wasserkraftanlage ist abhängig von der Höhe der als förderfähig anerkannten Investitionskosten – bspw. werden die Kosten für Grundstücke nicht als förderfähig anerkannt. Zusätzlich bestehen in Abhängigkeit von der installierten Engpassleistung Obergrenzen für den maximalen Förderbetrag. In Tabelle 5 sind für die im ÖSG 2012 definierten Größenklassen die anlegbaren Förderhöhen zusammengefasst, wobei für die maximal mögliche Förderhöhe das aus den unterschiedlichen Berechnungsansätzen resultierende kleinste Ergebnis maßgeblich ist.

Ab einer Engpassleistung von 500 kW ist der Förderbedarf vom Antragsteller zusätzlich mittels einer dynamischen Kapitalwertberechnung mit einem Durchrechnungszeitraum von 50 Jahren und einem Zinssatz von 6% nach Steuern nachzuweisen. Für Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung zwischen 500 kW und 2 MW, 2 und 10 MW sowie 10 und 20 MW ist die Höhe des maximal möglichen Investitionszuschusses durch lineare Interpolation zu ermitteln. Im Weiteren können aus EU-beihilferechtlichen Gründen in Abhängigkeit der Unternehmensgröße maximal 65% der umweltrelevanten Investitionsmehrkosten gewährt werden. Die umweltrelevanten Investitionsmehrkosten beschreiben im Wesentlichen die Mehrkosten der Stromerzeugung der Wasserkraftanlage gegenüber einer Referenzanlage auf Basis fossiler Energieträger (vgl. auch § 12 Förderrichtlinien 2015).²⁹

²⁹ http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/FoerderRL_2015.pdf

Tabelle 5: Investitionsförderung für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen

	< 50 kW	50 - 100 kW	100 - 500 kW	500 kW - 2 MW	2 - 10 MW	10 - 20 MW
€ je kW Engpassleistung	1.500	1.500	1.500	1.500 - 1.000	1.000 - 400	400
% der Investitionskosten	-	30%	30%	30 - 20%	20 - 10%	10%
Maximale Förderung	-	-	-	-	-	6 Mio. €
Investitionsrechnung	nein	nein	nein	ja	ja	ja

Quelle: Ökostromgesetz 2012

4.1.2 Förderaufwendungen 2003 - 2015

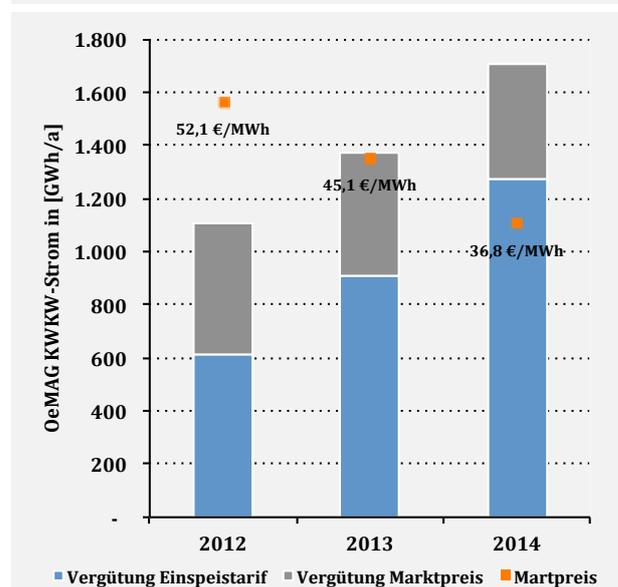
Die Entwicklung der Ökostromerzeugung in Österreich und damit auch der jährlichen Förderungen für den Neubau und die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen werden in den jährlichen Ökostromberichten der E-Control veröffentlicht.³⁰ Zu beachten ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass die darin ausgewiesenen Ökostrommengen und Vergütungszahlungen der Kleinwasserkraft sich nicht ausschließlich auf tarifgeförderte Wasserkraftanlagen beziehen, sondern auch jene Mengen und Vergütungen berücksichtigen, die von der OeMAG auf Grundlage von § 13 Abs. 1 ÖSG 2012 von investitionsgeförderten Kleinwasserkraftanlagen abgenommen werden. Kleinwasserkraftanlagen, die außerhalb der Tarifförderung ihre Erzeugung an die OeMAG liefern, erhalten hierfür den sog. Marktpreis, abzüglich der durchschnittlichen Aufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle für Ausgleichsenergie.³¹ Umgekehrt repräsentieren die OeMAG-Mengen jedoch auch nur einen kleinen Teil der gesamten Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft in Österreich. Während die OeMAG im Jahr 2014 391 MW Kleinwasserkraft unter Vertrag hatte, waren österreichweit 1.281 MW in Kleinwasserkraftanlagen installiert.

³⁰ <http://www.e-control.at/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht>

³¹ Der Marktpreis wird quartalsweise aus dem Phelix Base Quarter Future an der EEX abgeleitet und von der E-Control veröffentlicht (<http://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>). Die Aufwendungen für Ausgleichsenergie der OeMAG werden von der E-Control jährlich ermittelt (<http://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichs-energie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen>).

Insgesamt werden im aktuellsten verfügbaren Ökostrombericht 2015 rd. 1.700 GWh an Ökostrommengen aus Kleinwasserkraft für das Jahr 2014 ausgewiesen, wovon etwa 75% oder 1.300 GWh auf tarifgeförderte Anlagen entfallen [33]. Abb. 35 zeigt hierzu die in den Jahren 2012 bis 2014 von der OeMAG abgenommenen und vergüteten Ökostrommengen aus Kleinwasserkraft mit Vergütung nach Einspeisetarif bzw. nach Marktpreis.

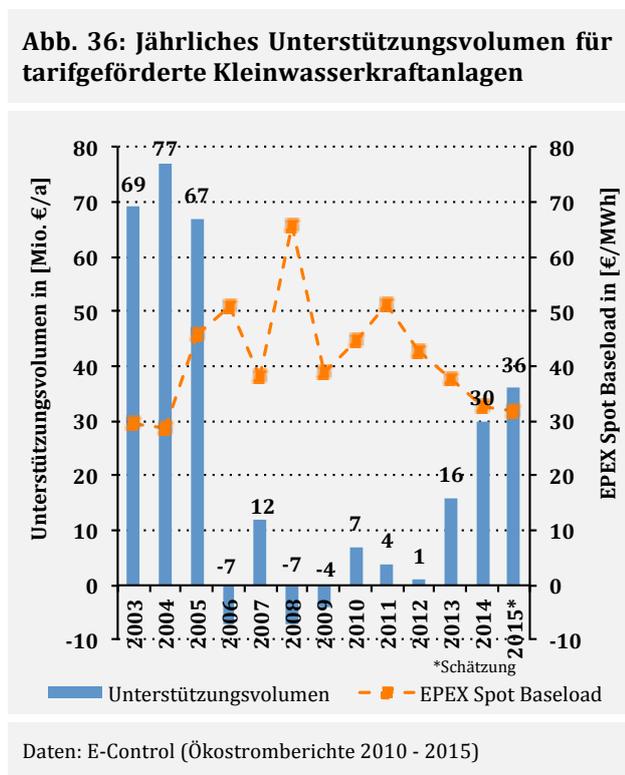
Abb. 35: Ökostrommengen aus Kleinwasserkraft und jahresmittlerer Marktpreis



Daten: E-Control (Ökostrombericht 2015)

Für die 1.700 GWh Ökostrommengen aus Kleinwasserkraft wurden in Summe 81,4 Mio. € an die Anlagenbetreiber vergütet. Diesem Vergütungsvolumen steht ein Unterstützungsvolumen (d. h. effektiver Förderbedarf nach Abzug Marktwert) von rd. 30 Mio. € im Jahr 2014 gegenüber, da die OeMAG

den aufgenommen Ökostrom gemäß § 40 ÖSG 2012 an die Stromhändler in Österreich zum Marktwert zuweist und verrechnet.³² Das Unterstützungsvolumen zeigt dabei tendenziell eine zeitlich leicht verzögerte negative Korrelation zu den Großhandelspreisen, da die Differenz zwischen Fördertarif und Marktwert bei steigenden Börsenstrompreisen kleiner bzw. bei sinkenden Börsenstrompreisen größer wird. In Abb. 36 ist dies anhand des Unterstützungsvolumens und der EPEX Spot Baseloadpreise von 2005 bis 2015 dargestellt.



Insgesamt wurde die Kleinwasserkraft zwischen 2003 und 2015 mit knapp 300 Mio. € unterstützt. Bezogen auf die gesamte Einspeisemenge aus tarifgeförderten Kleinwasserkraftanlagen in diesem Zeitraum von rd. 22 TWh liegt damit der spezifische Unterstützungsbetrag bei im Mittel knapp 13,6 €/MWh. Auf Grund des aktuell niedrigen Marktpreinsniveaus lag der spezifische Unterstüt-

zungsbetrag in den vergangenen beiden Jahren jedoch deutlich über dem langjährigen Mittelwert-bspw. rd. 23,5 €/MWh im Jahr 2014.

Neben dem Unterstützungsvolumen für die tarifgeförderte Kleinwasserkraft bis 2 MW Engpassleistung werden in den Ökostromberichten der E-Control auch die Aufwendungen der Investitionsförderung für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen veröffentlicht. Tabelle 6 zeigt die Zusammenfassung der bisher genehmigten sowie bereits endabgerechneten Anträge zur Investitionsförderung mit Stand 31. Juli 2015.

Tabelle 6: Engpassleistung und maximale Fördersumme von investitionsgeförderten kleinen und mittleren Wasserkraftanlagen (Stand 31. Juli 2015)

	Kleine WK		Mittlere WK	
	[MW]	[Mio. €]	[MW]	[Mio. €]
Neubau				
genehmigt	139	107	120	42
endabgerechnet	60	48	16	6
Revitalisierung				
genehmigt	11	4	29	2
endabgerechnet	7	4	0	0
Gesamt	217	163	165	50

Quelle: E-Control (Ökostrombericht 2015)

Insgesamt wurden bisher in Anträge über 382 MW mit einer Fördersumme von maximalen 213 Mio. € genehmigt wovon bereits 83 MW (58 Mio. €) endabgerechnet wurden.

Ein unmittelbarer Vergleich der Aufwendungen für die Tarif- und Investitionsförderung ist auf Grund der unterschiedlichen Berechnungsansätze schwierig – den einmalige Aufwendungen bei der Investitionsförderung steht der vom Marktpreis abhängige Unterstützungsbedarf der Tarifförderung für 13 Jahre gegenüber. Wird jedoch die Investitionsförderung in Relation zur Erzeugungsmenge in 13 Jahre gebracht, kann damit die mittlere spezifische Förderung je MWh berechnet und mit dem spezifische Unterstützungsbetrag der Tarifförderung verglichen werden. Werden hierzu beispielhaft 4.500

³² Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dem Vergütungsvolumen. Der Marktwert stellt im Gegensatz zum quartalsweise abgeleiteten Marktpreis den tatsächlichen kalendertäglichen Wert des Ökostroms im Großhandelsmarkt dar.

Jahresvollaststunden unterstellt, kann aus den in Tabelle 6 genannten Fördersummen und Engpassleistungen für die Kleinwasserkraft eine spezifische Förderung von 12,8 €/MWh (13,3 €/MWh für Neubau bzw. 7,6 €/MWh für Revitalisierung) abgeleitet werden. Für die mittlere Wasserkraft ermittelt sich die spezifische Förderung für 13 Jahre Bezugszeitraum mit 5,5 €/MWh (6,0 €/MWh für Neubau und 1,2 €/MWh für Revitalisierung). Für die Kleinwasserkraft liegt damit die spezifische Investitionsförderung auf dem Niveau des mittleren spezifischen Unterstützungsbetrags der Jahre 2003 bis 2015 von 13,6 €/MWh. Demgegenüber erhalten mittlere Wasserkraftanlagen im Durchschnitt nur etwa 40% des spezifischen Investitionszuschusses bzw. des mittleren spezifischen Unterstützungsbetrags von Kleinwasserkraftanlagen.

4.2 Effekte des Ökostromgesetzes auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen

Von den insgesamt 159 im Rahmen dieser Studie bewerteten Wasserkraftprojekten, werden auf Basis der öffentlich verfügbaren Informationen 52 Anlagen nach 2016 in Betrieb gehen. Für diese Neubauprojekte werden im folgenden Abschnitt die Effekte der Förderungen durch das Ökostromgesetz auf deren Wirtschaftlichkeit analysiert. Darauf aufbauend werden Kraftwerksprojekte, die nach dem Szenario „WWF Energiewende“ im *WWF-Ökomasterplan III* des WWF Österreichs als Abschluss bewertet sind [22], einer detaillierteren Betrachtung unterzogen, wobei auf die in Abschnitt 3.2.4 detaillierter analysierten Kraftwerksprojekte im besonderen eingegangen wird

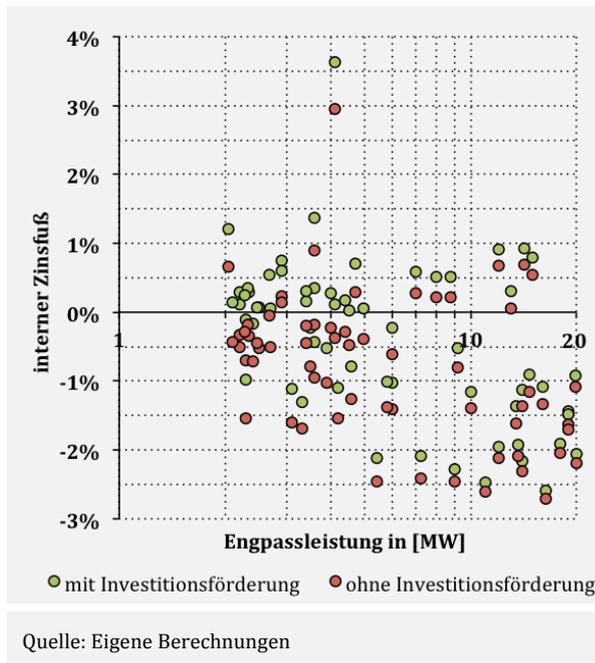
4.2.1 Aktuelle Neubauprojekte

Gemäß § 24 Abs. 3 ÖSG 2012 muss bei einem Antrag auf Investitionskostenzuschüsse für den Neubau oder die Revitalisierung einer Wasserkraftanlage ab einer Engpassleistung von 500 kW der Förderbedarf vom Antragsteller mittels einer dynamischen

Kapitalwertberechnung nachgewiesen werden. Als Randbedingungen für diese Wirtschaftlichkeitsrechnung sind im Gesetz ein Zinssatz von 6% nach Steuern und eine Betrachtungsdauer von 50 Jahren festgelegt, wobei die Erlöse über den Betrachtungsraum aus dem Durchschnittswert der letztverfügbaren EEX-Forwardpreise der drei folgenden Kalenderjahre bestimmt werden. Auf Grund der aktuell ungünstigen Marktlage mit vergleichsweise niedrigen Börsenstrompreisen wird damit eine mittel- und langfristig sehr wahrscheinliche Erholung der Strompreise bei der Bewertung gemäß ÖSG 2012 nicht berücksichtigt. Dadurch können die aktuellen Neubauprojekte auch nicht annähernd die Grenze zur Wirtschaftlichkeit erreichen. Abb. 37 zeigt dies am Beispiel der Neubauprojekte über 2 MW Engpassleistung – als EEX-Forwardpreise werden für die Wirtschaftlichkeitsrechnung 22,9 €₂₀₁₆/MWh als Mittelwert der Notierungen für die Jahre 2017 bis 2019 im April 2016 verwendet. Zusätzlich wird unterstellt, dass die Finanzierung vollständig über Eigenkapital erfolgt, da das Gesetz keine konkreten Angaben über die zu unterstellende Finanzierungsstruktur macht. Die Höhe der Investitionsförderung wird entsprechend der aktuellen gesetzlichen Regelungen bestimmt.

Im Ergebnis besteht damit ein de facto pauschaler Anspruch auf Förderung für die kleine und mittlere Wasserkraft, da auf Basis der im ÖSG 2012 vorgegebenen Randbedingungen die Wirtschaftlichkeit deutlich verfehlt wird. Allerdings kann bei einer Bewertung mit dem ÖSG-Ansatz auch durch die Investitionszuschüsse keine merkliche Verbesserung der wirtschaftlichen Situation der Neubauprojekte erreicht werden. Insofern könnte an dieser Stelle aus rein wirtschaftlicher Sicht die Sinnhaftigkeit der Investitionsförderung bzw. des Wasserkraftausbaus an sich hinterfragt werden, wenn mit den vom Gesetzgeber vorgegebenen Randbedingungen die Wirtschaftlichkeit mehr als deutlich verfehlt wird.

Abb. 37: Interner Zinsfuß für Wasserkraftprojekte mit und ohne Investitionsförderung bei WACC 6% und 50 Jahre Betrachtungsdauer (ÖSG 2012-Ansatz)



Problematisch ist jedoch weniger das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung selbst als vielmehr die im ÖSG 2012 vorgegebenen Randbedingungen. Insbesondere die fehlende Berücksichtigung praxisrelevanter Finanzierungsstrukturen sowie einer für die Bewertung der zukünftigen Erlöse relevanten Strompreisprognose führen zwangsweise zu den dargestellten Ergebnissen. Dabei kann es aber auch nicht Aufgabe des Gesetzgebers sein, diese projektspezifischen Randbedingungen vorzugeben. Jedoch kann insgesamt die Aussagekraft der Wirtschaftlichkeitsrechnung gemäß ÖSG 2012 in Frage gestellt werden, da diese offensichtlich nicht geeignet ist, den tatsächlichen Förderbedarf einer Wasserkraftanlage nachzuweisen.

Im Folgenden wird daher entsprechend der in Kapitel 3 angewendeten Methodik der Effekt der Investitionszuschüsse auf die Wirtschaftlichkeit der nach 2016 in Betrieb gehenden Wasserkraftanlagen analysiert. Abb. 38 zeigt hierzu beispielhaft die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung für die Sensitivität WACC 5,5% (55% Fremdkapitalanteil) und einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren. Als Strom-

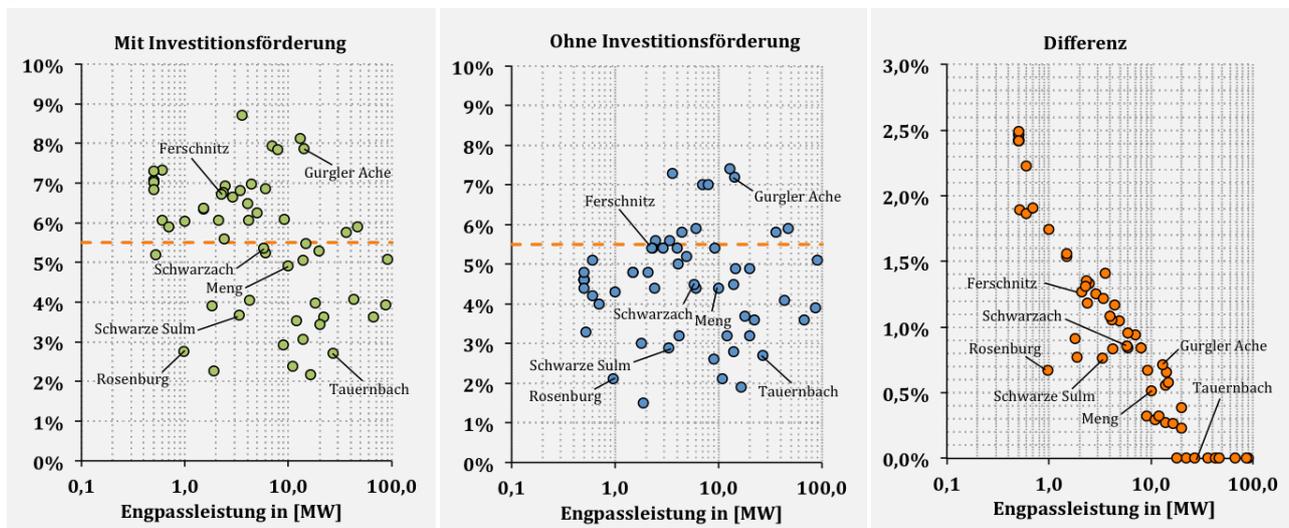
preisszenario wird der konservativere Ansatz der Sensitivität „Delayed“ unterstellt.

Es zeigt sich, dass einzelne Projekte auch ohne Förderung einen positiven Business Case liefern können, wobei von den insgesamt sieben in Abschnitt 3.2.4 detaillierter analysierten Kraftwerksprojekten nur für das Kraftwerk Gurgler Ache der interne Zinssatz auch ohne Förderung über den Kapitalkosten liegt. Jedoch können die Investitionszuschüsse vor allem bei Projekten im kleineren Leistungsbe- reich die Wirtschaftlichkeit einer Investition deutlich verbessern. Demgegenüber sind die Effekte vor allem bei mittleren Wasserkraftanlagen zwischen 10 und 20 MW Engpassleistung vergleichsweise gering, da mit zunehmender Leistung der spezifische Investitionskostenzuschuss abnimmt.

Von den im Rahmen dieser Studie zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen herangezogenen Kombination der Parameter WACC/Finanzierungsstruktur, Betrachtungsdauer und Strompreisentwicklung zeigt die in Abb. 38 betrachtete Variante die Ergebnisse mit den geringsten internen Zinsfüßen und damit umgekehrt mit dem grundsätzlich höchsten Förderbedarf einzelner Projekte zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit (vgl. Abb. 29, Abschnitt 3.2.3). Bei einem projektfinanzierten Ansatz, einer längeren Betrachtungsdauer oder einem schnelleren Strompreisanstieg liegen die internen Zinsfüße der Projekte z. T. deutlich höher, so dass in diesen Varianten der Förderbedarf zur Erreichung der Wirtschaftlichkeitsgrenze sogar noch deutlich geringer wäre.

Die im Einzelfall mögliche Überförderung von Projekten ist dabei ein grundsätzliches Problem von Fördersystemen, die von den tatsächlichen Investitionskosten faktisch unabhängige Zuschüsse gewähren. Mit Blick auf die Investitionskostenzuschüsse für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen kann jedoch festgehalten werden, dass Projekte im kleineren Leistungsbereich deutlich stärker von der

Abb. 38: Interner Zinsfuß für Sensitivität WACC 5,5%, Strompreisszenario „Delayed“ und 50 Jahre Betrachtungsdauer



Quelle: Eigene Berechnungen

bestehenden Förderung als Anlagen im mittleren Leistungsbereich profitieren. Zusätzlich kann die potenzielle Förderung von Projekten mit an sich sehr ungünstigen wirtschaftlichen Randbedingungen dazu führen, dass diese nicht der notwendigen Projektselektion „zum Opfer fallen“, sondern weiter entwickelt und ggf. auch realisiert werden. Anzudenken wäre daher eine Anpassung der aktuell von der Engpassleistung abhängigen Fördersystematik für Investitionskostenzuschüsse bspw. in Richtung einer in Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten oder spezifischen Stromgestehungskosten gestaffelten maximalen Förderhöhe. Dadurch könnte auch die Ungleichbehandlung von Projekten mit unterschiedlichen Leistungsgrößen vermieden werden, zumal der spezifische Förderbedarf nicht notwendigerweise proportional zur Engpassleistung ist.

4.2.2 Projekte im Ausschluss nach Szenario „WWF Energiewende“

In die Diskussion zur weiteren Nutzung der Wasserkraft hat der WWF Österreich im Jahr 2014 mit dem *WWF-Ökomasterplan III* einen Vorschlag für eine aus seiner Sicht ökologisch verträgliche, strategische Entwicklung des österreichischen Wasserkraftausbaus eingebracht. Der *WWF-Ökomasterplan III* be-

rücksichtigt sechs ökologische Szenarios, in welchen die Schutzwürdigkeit der Fließgewässer anhand einer unterschiedlich starken Gewichtung von ökologischen Einzelkriterien bestimmt und daraus das szenariospezifische Ausbaupotenzial abgeleitet wird. Nach dem Szenario „Strenger Schutz“ definiert das Szenario „WWF Energiewende“ die strengsten Anforderungen in Bezug auf die Schutzwürdigkeit eines Fließgewässers und damit auf den Ausschluss eines Wasserkraftprojekts. Aus Sicht des Auftraggebers dieser Studie ist das Szenario „WWF Energiewende“ dabei von besonderem Interesse, weil es für den WWF Österreich einen vertretbaren Kompromiss zwischen den Interessen von Ökologie und Energiewirtschaft darstellen kann. Ergänzend zu den energiewirtschaftlichen Analysen im *WWF-Ökomasterplan III* soll daher für dieses Szenario eine Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit der vom Ausschluss betroffenen bzw. nicht betroffenen Kraftwerksprojekte unter Berücksichtigung der Förderungen durch das Ökostromgesetz erfolgen.

Insgesamt liegen im Szenario „WWF Energiewende“ 50 der für die Bewertung im *WWF-Ökomasterplan III* berücksichtigten 102 Wasserkraftprojekte in einer Ausschlussstrecke. Die Ausschlussstrecken

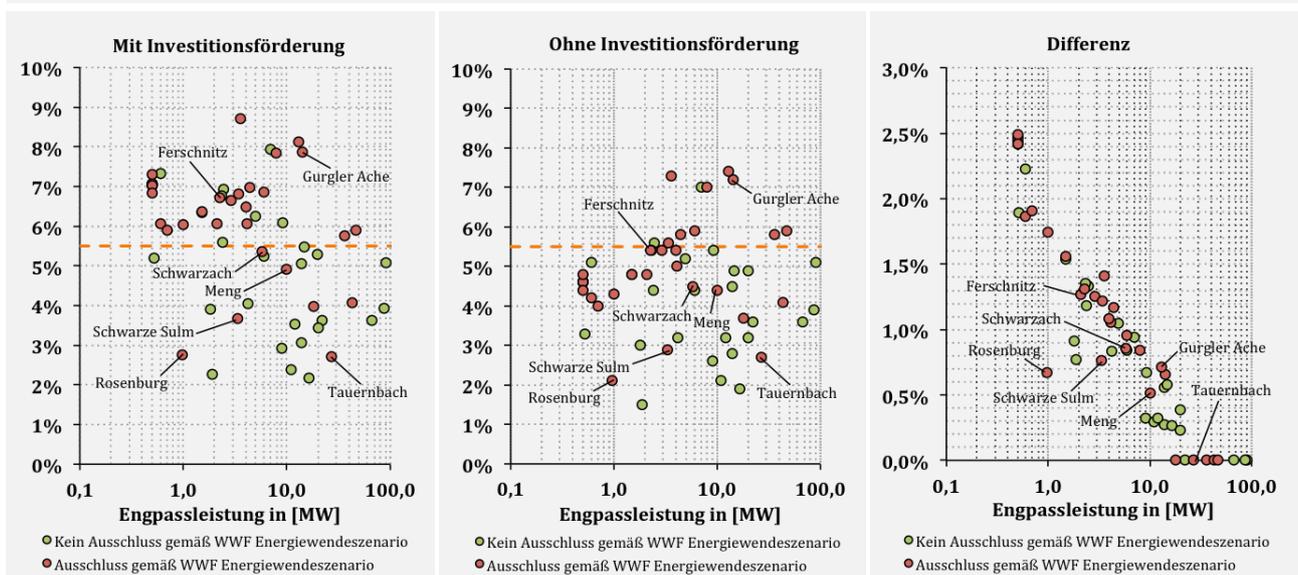
haben einen Anteil von knapp 56% an der Engpassleistung von 4.750 MW bzw. 46% am Regelarbeitsvermögen von 4.300 GWh/a aller 102 Wasserkraftanlagen. Anders als im *WWF-Ökomasterplan III* werden im Rahmen dieser Studie jedoch keine Pumpspeicherkraftwerke mit bzw. ohne Erzeugung aus natürlichem Zufluss (bspw. Ausbau der Kraftwerke Kaunertal und Sellrain-Silz) sowie Erzeugungserhöhungen im Zuge von Großrevisionen (bspw. Sanierung Kraftwerk Kirchbichl) berücksichtigt. Daher repräsentieren die 58 Einzelprojekte aus Abb. 38 mit einer Engpassleistung von 710 MW und einem Regelarbeitsvermögen von 2750 GWh/a nur eine Teilmenge der vom *WWF-Ökomasterplan III* erfassten Projekte, da zusätzlich auch die zwischen 2013 und 2016 in Betrieb genommenen Anlagen in den 58 Projekten nicht berücksichtigt sind.

Wird nun zwischen Projekten im Ausschluss und solchen außerhalb von Ausschlussstrecken unterschieden, ergibt sich das in Abb. 39 dargestellte Bild (wiederum beispielhaft für die Variante WACC 5,5%, Betrachtungsdauer 50 Jahre und Strompreisszenario „Delayed“): 32 Projekte (55%) mit einer Engpassleistung von 270 MW (38%) und einem

Regelarbeitsvermögen von 950 GWh (35%) liegen im Ausschluss. Auffallend ist dabei, dass zum einen die Kleinwasserkraft häufiger von einem Ausschluss betroffen ist als die mittlere oder große Wasserkraft. Zum anderen sind Projekte mit einer höheren Wirtschaftlichkeit überdurchschnittlich häufig von einem Ausschluss betroffen; der mit der Engpassleistung gewichtete interne Zinsfußes liegt für Projekte außerhalb von Ausschlussstrecken bei 4,3% und für Projekte im Ausschluss bei 5,5% (jeweils unter Berücksichtigung der Investitionskostenzuschüsse).

Abschließend anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass bei einer Projektfinanzierung, einer längeren Betrachtungsdauer oder einer schnelleren Erholung der Strompreise auch die vom Ausschluss nicht betroffenen Kraftwerksprojekte eine insgesamt höhere Wirtschaftlichkeit als in der hier betrachteten Variante zeigen können. Davon unabhängig liegen die aus (energie)wirtschaftlicher Sicht oftmals attraktiveren Vorhaben in gewässerökologisch sensiblen Gewässerstrecken und sind daher häufiger im Szenario „WWF Energiewende“ vom Ausschluss betroffenen.

Abb. 39: Interner Zinsfuß von Projekten im bzw. außerhalb von Ausschlussstrecken gemäß Szenario „WWF Energiewende“ für Sensitivität WACC 5,5%, Strompreisszenario „Delayed“ und 50 Jahre Betrachtungsdauer



Quelle: Eigene Berechnungen

5 Literaturverzeichnis

- [1] **European Commission (2008):** EU Klima- und Energiepaket. 17. Dezember 2008.
- [2] **European Commission (2014):** Klima- und energiepolitische Ziele für eine wettbewerbsfähige, sichere und CO₂-arme EU-Wirtschaft bis 2030. 22. Januar 2014.
- [3] **European Commission (2011):** A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (Energy Roadmap 2050). COM(2011) 885/2.
- [4] **Beurskens, L.W.M.; Hekkenberg, M. (2011):** Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Studie im Auftrag der European Environment Agency, Energy Research Center of the Netherlands.
- [5] **Pöyry Energy GmbH (2008):** *Wasserkraftpotentialstudie Österreich*. Studie im Auftrag des VEÖ, Wien.
- [6] **Streicher, W. et al. (2010):** Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility Study im Auftrag des Lebensministeriums, Wien.
- [7] **Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010):** Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.
- [8] **Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010):** Energiestrategie Österreich – Maßnahmen-vorschläge. Wien.
- [9] **ACER (2015):** Opinion of the agency for the cooperation of energy regulators No 09/2015 (verfügbar unter http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf).
- [10] **Muggenheimer, G. et al. (2015):** Trennung des deutsch-österreichischen Strommarktes - Ein Überblick. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (verfügbar unter <http://www.energieinstitut-linz.at/index.php?menuid=60&downloadid=1162&reporeid=301>). Linz.
- [11] **Klobasa, M. et al. (2009):** Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.
- [12] **Buttler, A. et al. (2015):** Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor. Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil I, Lehrstuhl für Energiesysteme an der TU München.
- [13] **Saint-Drenan, Y. et al. (2009):** Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel.
- [14] **enervis energy advisors GmbH (2014):** Der „ideale Kraftwerkspark der Zukunft. Studie im Auftrag der Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG, Berlin.
- [15] **Fraunhofer IWES (2015):** The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum *Region*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- [16] **enervis energy advisor GmbH (2016):** Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2016 - 2050; Szenario enervis Best Guess Q II 2016, Berlin.
- [17] **International Energy Agency (2015):** World Energy Outlook 2015 - Chapter 1: Introduction and scope., Paris.
- [18] **E3MLab (2016):** EU Reference scenario 2016. DRAFT Energy, transport and CO₂ emissions Projection results, 5 April 2016.
- [19] **Kost, C. et al. (2013):** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Version: November 2013), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- [20] **Konstantin, P. (2009):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.
- [21] **Bundesamt für Energie (2013):** Perspektiven für die Großwasserkraft in der Schweiz, Ittigen.
- [22] **WWF (2014):** Ökomasterplan Stufe III. Studie der Universität für Bodenkultur und e3 consult GmbH, für WWF Österreich.

- [23] **Energie Steiermark AG (2010):** Murkraftwerk Graz - Einreichprojekt zum UVP-Verfahren (Umweltverträglichkeitserklärung).
- [24] **OeMAG (2015):** Statistische Auswertungen Investitionszuschuss Kleinwasserkraft (verfügbar unter <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/investitionsfoerderung/>), Stand Q1 2015.
- [25] **International Energy Agency (IEA) (2010):** Energy Technology Perspectives 2010, IEA, Paris.
- [26] **Verbund AG (2007):** Caring for Future - Verbund Nachhaltigkeitsbericht 2006, Verbund, Wien.
- [27] **E-Control (2015):** Einspeisetarife Ökostrom – Neufestsetzung für alle Bereiche für die Jahre 2016 und 2017, Gutachten im Auftrag des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, Wien.
- [28] **OeMAG (2016):** Informationen zur Investitionsförderung von Kleinwasserkraftanlagen - Muster Wirtschaftlichkeitsrechnung Kleinwasserkraft Neuanlage (Excel-Datei verfügbar unter <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/investitionsfoerderung/>).
- [29] **Filippini M, Geissmann T (2014):** Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).
- [30] **Energie Steiermark AG (2015):** Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2014.
- [31] **Verbund AG (2015):** Geschäftsbericht 2014.
- [32] **Neubarth, J. (2015):** Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen. Studie im Auftrag der IG Windkraft - Überarbeitung und Aktualisierung 2015.
- [33] **E-Control (2015):** Ökostrombericht 2015, Wien.
- [34] **Betz, R. et al (2016):** Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit, White Paper 1 - März/2016 der Swiss Competence Centers for Energy Research.
- [35] **Verbund (2014):** Geschäftsbericht der Verbund AG 2013.

Anhang

Tabelle 7: Projektdatenbank

Kraftwerk	Projektspezifische Eingangsparameter					Spezifische Investitionskosten	
	Projektstatus	Inbetriebnahmejahr	Engpassleistung	Regelarbeitsvermögen	Investitionskosten	[€/kWh]	[€/kW]
	[-]	[-]	[MW]	[GWh/a]	[Mio. €]		
KW Judenbrücke	in Betrieb	2009	1,4	6,3	5,7	0,90	4.100
KW Loiblbach	in Betrieb	2009	0,7	3,5	3,7	1,06	5.000
KW Zwettl	in Betrieb	2009	0,2	1,3	1,2	0,94	5.600
KW Mamlinger Wehr	in Betrieb	2009	0,2	1,0	1,4	1,44	6.300
KW Werfen Pfarrwerfen	in Betrieb	2009	16,0	81,6	71,8	0,88	4.500
KW Andexer	in Betrieb	2009	1,0	3,5	4,0	1,14	4.000
KW Etrachbach	in Betrieb	2009	0,6	2,5	3,0	1,19	5.000
KW Künsten Schöderbach	in Betrieb	2009	1,2	5,4	5,1	0,95	4.300
KW Penz	in Betrieb	2009	2,9	13,0	8,9	0,68	3.100
KW Rantenbach	in Betrieb	2009	0,8	5,0	7,0	1,41	8.700
KW Alpsteg Brixlegg	in Betrieb	2009	1,2	5,6	5,2	0,93	4.300
KW Dorfer Bach	in Betrieb	2009	1,8	9,0	7,1	0,79	4.000
KW Kematen Melach	in Betrieb	2009	1,6	8,0	7,3	0,92	4.600
KW Rettenbach	in Betrieb	2009	2,7	9,3	6,4	0,69	2.400
KW Eberstein II	in Betrieb	2010	1,1	5,0	4,8	0,97	4.400
KW Gailitz	in Betrieb	2010	1,9	13,0	8,9	0,68	4.700
KW Graden I	in Betrieb	2010	3,4	16,0	12,6	0,79	3.700
KW Trattnach	in Betrieb	2010	0,1	0,5	0,7	1,65	7.400
KW Hollersbach	in Betrieb	2010	3,9	11,5	16,6	1,45	4.300
KW Dorfer Alm	in Betrieb	2010	0,6	2,0	2,6	1,32	4.600
KW Hinteregg 1	in Betrieb	2010	1,9	6,1	5,1	0,83	2.700
KW Kainischtraun	in Betrieb	2010	3,5	12,5	11,1	0,89	3.200
KW Oberzeiring	in Betrieb	2010	1,3	5,8	5,4	0,93	4.200
KW Pöllaudörfel Eselsbergb.	in Betrieb	2010	0,5	1,8	2,4	1,36	4.800
KW St. Gallen	in Betrieb	2010	1,3	5,9	5,4	0,93	4.200
KW Wasserkonz. Donawitz	in Betrieb	2010	2,3	10,5	8,5	0,80	3.600
KW Hieflau	in Betrieb	2010	63,0	100,0	88,0	0,88	1.400
KW Bärenbad	in Betrieb	2010	1,3	6,0	5,5	0,91	4.200
KW Ködnitzbach III	in Betrieb	2010	1,9	9,0	7,2	0,80	3.800
KW Allersdorf Greinsfurth	in Betrieb	2011	0,5	1,3	2,6	1,98	5.100
KW SchüttWaidhofen	in Betrieb	2011	2,0	9,4	9,7	1,03	4.900
KW Grimmer Pießl. Teichl	in Betrieb	2011	1,0	6,0	4,8	0,81	4.800
KW Dientenbach	in Betrieb	2011	4,7	20,5	13,8	0,67	2.900
KW Großarl Hüttschlag	in Betrieb	2011	2,3	9,6	10,5	1,10	4.600
KW Jassingau 3 Erzbach	in Betrieb	2011	0,6	2,5	2,9	1,17	5.300
KW Johnsbach II	in Betrieb	2011	0,6	2,0	2,9	1,45	4.800
KW Kreuzer Rössler	in Betrieb	2011	1,5	6,0	5,6	0,94	3.700
KW Moarhof	in Betrieb	2011	1,2	5,2	5,0	0,96	4.300
KW Sallabach	in Betrieb	2011	1,9	7,7	6,7	0,86	3.500
KW Sumann St. Michael	in Betrieb	2011	0,9	4,0	4,1	1,05	4.500
KW Bruckhäusl	in Betrieb	2011	3,1	15,8	18,2	1,15	5.900
KW Rofnawerk	in Betrieb	2011	0,1	0,4	0,4	1,13	8.600
KW Mühlkamp Grafenw.	in Betrieb	2012	0,3	1,7	1,4	0,83	4.500
KW Winterwehr	in Betrieb	2012	1,4	5,4	6,5	1,21	4.700
KW Mattig I Braunau	in Betrieb	2012	0,5	2,3	2,7	1,19	5.400
KW Hirzbach	in Betrieb	2012	1,4	3,3	2,5	0,75	2.800
KW Gaalbach	in Betrieb	2012	1,2	5,4	5,1	0,95	4.300
KW Gössendorf	in Betrieb	2012	19,0	88,6	90,7	1,02	4.800
KW Großsölkbach	in Betrieb	2012	2,2	9,9	7,9	0,80	3.600
KW Hammerjäger	in Betrieb	2012	0,5	2,8	3,0	1,08	6.100
KW Hansenalm	in Betrieb	2012	1,1	5,0	4,8	0,97	4.400
KW Ingeringbach	in Betrieb	2012	1,8	5,5	5,6	1,02	3.100

Kraftwerk	Projektspezifische Eingangsparameter					Spezifische Investitionskosten	
	Projektstatus	Inbetriebnahmejahr	Engpassleistung	Regelarbeitsvermögen	Investitionskosten		
[-]	[-]	[-]	[MW]	[GWh/a]	[Mio. €]	[€/kWh]	[€/kW]
KW Königsbach	in Betrieb	2012	0,5	1,8	2,5	1,41	5.000
KW Krumegger Bach	in Betrieb	2012	0,9	3,9	4,0	1,04	4.700
KW Mödringbach	in Betrieb	2012	0,6	2,4	2,8	1,18	4.600
KW Olsa	in Betrieb	2012	0,2	0,9	1,3	1,46	6.500
KW Schalldorf	in Betrieb	2012	1,0	5,4	6,3	1,17	6.300
KW Seifriedbach	in Betrieb	2012	2,2	11,0	8,4	0,76	3.800
KW Mühlen	in Betrieb	2012	2,0	11,5	17,1	1,49	8.600
KW Bolgenach	in Betrieb	2012	0,1	1,1	1,3	1,25	9.400
KW Rauzbach	in Betrieb	2012	0,6	3,0	3,3	1,09	5.400
KW Walkerbach	in Betrieb	2012	0,8	2,9	3,4	1,19	4.200
KW Kaningbach	in Betrieb	2013	0,8	4,0	4,0	1,01	5.100
KW Kremsbach	in Betrieb	2013	2,3	8,5	7,5	0,89	3.300
KW Kremsbrücke	in Betrieb	2013	2,5	10,0	8,5	0,85	3.400
KW Hallstadt	in Betrieb	2013	4,1	21,0	6,7	0,32	1.600
KW Hammergraben	in Betrieb	2013	0,8	3,0	2,5	0,82	3.300
KW Stadl Paura	in Betrieb	2013	3,6	19,0	18,5	0,97	5.100
KW Kleinarl	in Betrieb	2013	1,8	8,7	9,2	1,06	5.000
KW Sohlstufe Lehen	in Betrieb	2013	13,7	81,0	87,4	1,08	6.400
KW Bärenwerk	in Betrieb	2013	15,0	66,3	43,7	0,66	2.900
KW Kalsdorf	in Betrieb	2013	19,0	81,2	78,9	0,97	4.200
KW Niklasdorf II	in Betrieb	2013	1,9	9,3	7,4	0,80	3.800
KW Schwarzviertel	in Betrieb	2013	1,2	5,6	5,3	0,94	4.200
KW Finsing	in Betrieb	2013	4,6	20,9	21,0	1,00	4.600
KW Blasnitzen	in Betrieb	2014	0,2	0,5	0,9	1,89	5.500
KW Feistritzbach III	in Betrieb	2014	0,6	2,3	1,7	0,74	3.100
KW Tröpolach Oselitzen	in Betrieb	2014	8,8	16,5	9,1	0,55	1.000
KW Taufkirchen Pram	in Betrieb	2014	0,1	0,4	0,6	1,35	6.700
KW Grafenberg	in Betrieb	2014	1,0	4,6	5,0	1,08	5.200
KW Auer II	in Betrieb	2014	0,4	1,2	1,8	1,49	5.100
KW Stiller Bach	in Betrieb	2014	2,0	8,5	5,0	0,58	2.400
KW Stanzertal Rosanna	in Betrieb	2014	13,5	52,2	61,9	1,18	4.600
KW Illspitz	in Betrieb	2014	7,2	29,0	35,4	1,22	4.900
KW Kirchberg	in Betrieb	2015	0,1	0,6	0,9	1,58	7.100
KW Aumühle	in Betrieb	2015	0,1	0,4	0,7	1,68	7.600
KW Kleine Gusen Wartberg	in Betrieb	2015	0,05	0,2	0,3	1,91	8.600
KW Klingwehr Altheim	in Betrieb	2015	0,1	0,4	0,6	1,72	7.700
KW Michlbergstufe Weng	in Betrieb	2015	0,1	0,5	0,9	1,60	7.200
KW Pappelleiten	in Betrieb	2015	0,3	1,4	1,8	1,34	6.000
KW Fritzbach	in Betrieb	2015	5,4	28,0	30,4	1,09	5.600
KW Bretsteinbach	in Betrieb	2015	1,1	5,0	4,8	0,97	4.400
KW Jerzens	in Betrieb	2015	4,5	17,0	13,5	0,79	3.000
KW Kanzingbach	in Betrieb	2015	3,6	16,4	12,5	0,76	3.500
KW Kohlstatt-Ehrenbach	in Betrieb	2015	0,6	1,3	3,6	2,77	6.200
KW Fleiß I	in Betrieb	2016	2,7	11,9	9,7	0,81	3.600
KW Dürnau Vöcklabruck	in Betrieb	2016	1,0	3,6	4,1	1,13	3.900
KW Flexenbach Stuben	in Bau	2016	0,4	2,2	2,8	1,27	6.400
KW Palüdbach	in Bau	2016	1,5	5,2	3,3	0,64	2.200
KW Rellswerk II	in Bau	2016	12,0	55,0	38,5	0,70	3.200
KW Gail	Vorhaben	2017	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Gassen	in Bau	2017	1,0	5,2	4,9	0,93	4.900
KW Greimpersdorf	in Planung	2017	2,9	14,0	10,9	0,78	3.800
KW Bad Goisern	in Bau	2017	4,2	14,0	16,0	1,15	3.800
KW Arnstein	in Planung	2017	0,6	1,7	2,1	1,23	3.500
KW Innervillgraten	in Bau	2017	2,1	7,7	6,4	0,83	3.000

Kraftwerk	Projektspezifische Eingangsparameter					Spezifische Investitionskosten	
	Projektstatus	Inbetriebnahmejahr	Engpassleistung	Regelarbeitsvermögen	Investitionskosten		
[-]	[-]	[-]	[MW]	[GWh/a]	[Mio. €]	[€/kWh]	[€/kW]
KW Winkeltal	in Bau	2017	2,4	11,1	10,0	0,90	4.200
KW Alvierbach	eingereicht	2017	1,9	8,5	12,8	1,50	6.800
KW Bad St. Leonhard	Vorhaben	2018	1,5	6,8	6,0	0,88	4.000
KW Doberbach	in Planung	2018	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Gamschitz Nöringbach	Vorhaben	2018	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Obere Gurk	Vorhaben	2018	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Podlanig	Vorhaben	2018	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Stahlhammer	Vorhaben	2018	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Tweng	Vorhaben	2018	1,5	6,8	6,0	0,88	4.000
KW Twengbach	Vorhaben	2018	0,5	2,3	2,8	1,18	5.300
KW Gulling Aigen	genehmigt	2018	4,1	16,9	14,2	0,84	3.500
KW Schwarze Sulm	eingereicht	2018	3,3	16,3	20,8	1,28	6.300
KW GK Oberer Inn	in Bau	2018	86,9	414,3	483,3	1,17	5.600
KW Argenbach Au	eingereicht	2018	6,0	22,5	19,8	0,88	3.300
KW Albeck Gurk	eingereicht	2019	4,0	18,0	14,5	0,80	3.600
KW Asten	Vorhaben	2019	0,5	2,3	2,7	1,20	5.400
KW Vorderkrams	eingereicht	2019	2,3	11,0	8,6	0,79	3.700
KW Rosenberg (ökol. Var.)	in Planung	2019	1,0	6,0	9,7	1,61	10.000
KW Gries	genehmigt	2019	9,0	42,0	55,0	1,31	6.100
Kraftwerk Gfäll	eingereicht	2019	5,0	22,3	17,9	0,80	3.600
KW Debantbach Oberstufe	eingereicht	2019	3,6	16,2	8,9	0,55	2.500
KW Kalserbach	eingereicht	2019	8,0	36,5	19,9	0,55	2.500
KW Schwarzach (Tiwag)	eingereicht	2019	7,0	22,0	12,1	0,55	1.700
KW Schwarzach Oberstufe	eingereicht	2019	5,8	22,5	20,0	0,89	3.400
KW Tumpen Habichen	genehmigt	2019	14,7	65,0	52,4	0,81	3.600
KW Hammersäge	Vorhaben	2020	0,6	3,4	3,5	1,03	5.800
KW Stegenwald Werfen	genehmigt	2020	14,0	72,0	94,4	1,31	6.700
KW Gasenbrücke	Vorhaben	2020	0,7	3,2	3,5	1,10	5.000
KW Gratkorn Hartboden	genehmigt	2020	11,0	49,5	73,4	1,48	6.700
KW Graz-Puntigam	genehmigt	2020	16,4	73,8	112,1	1,52	6.800
KW Egerndorf	eingereicht	2020	1,8	9,0	11,6	1,30	6.400
KW Fotscherbach	eingereicht	2020	3,4	16,0	12,6	0,79	3.700
KW Gurgler Ache	eingereicht	2020	14,2	42,7	27,0	0,63	1.900
KW Subersach	Vorhaben	2020	0,4	2,0	2,4	1,20	6.000
KW Ferschnitz	eingereicht	2021	2,3	9,0	8,0	0,89	3.500
KW Danzermühl	in Planung	2021	9,2	43,0	35,0	0,81	3.800
KW Kendlbruck	in Planung	2021	20,0	90,0	113,1	1,26	5.700
KW Stübing	in Planung	2021	12,0	57,8	73,4	1,27	6.100
Kraftwerk Sellrain	in Planung	2021	14,0	53,0	51,4	0,97	3.700
KW Tauernbach	eingereicht	2021	27,0	85,0	110,0	1,29	4.100
KW Meng	eingereicht	2021	10,0	37,0	37,4	1,01	3.700
KW Obervellach II	eingereicht	2022	36,0	120,0	117,4	0,98	3.300
KW Judenburg	in Planung	2022	6,0	29,0	22,5	0,78	3.800
KW Murau West	in Planung	2022	4,4	19,8	15,9	0,80	3.600
KW Trins	in Planung	2022	2,5	10,4	8,6	0,83	3.500
KW Bregenzerach / Lochau	Vorhaben	2022	43,0	125,0	140,0	1,12	3.300
KW Kapf	Vorhaben	2022	22,0	106,0	126,9	1,20	5.500
KW Tittmoning	in Planung	2023	18,0	90,0	109,3	1,21	6.000
KW Imst Haiming	eingereicht	2023	67,0	300,0	366,9	1,22	5.500
KW Warth	Vorhaben	2023	13,0	58,5	35,0	0,60	2.700
KW Sanna	in Planung	2024	19,8	83,0	91,9	1,11	4.600
KW Obere Isel	in Planung	2025	47,0	132,0	154,1	1,17	3.300
KW Prutz-Imst	in Planung	2034	91,0	200,0	220,2	1,10	2.400