

Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Projekts Murkraftwerk Graz

Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Projekts Murkraftwerk Graz

Spezifische Investitions- und Stromgestehungskosten sowie Cash-Flow-Analyse

Dr. Jürgen Neubarth
e3 consult GmbH, Innsbruck

Studie im Auftrag des
WWF Österreich
Dezember 2015

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
Executive Summary	3
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	4
2 Energiewirtschaftlicher Bewertungsansatz	5
2.1 Vorbemerkungen	5
2.2 Methodik	5
2.3 Technische und wirtschaftliche Parameter Murkraftwerk Graz.....	6
2.4 Strompreisentwicklung	9
3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung.....	14
3.1 Spezifische Investitionskosten	14
3.2 Spezifische Stromgestehungskosten	15
3.3 Cash-Flow-Analyse.....	16
4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	19
5 Literaturverzeichnis	20

Zusammenfassung

Die Energie Steiermark AG beabsichtigen gemeinsam mit der VERBUND Hydro Power AG im Stadtgebiet von Graz das Laufwasserkraftwerk *Murkraftwerk Graz* mit einer Engpassleistung von rd. 16,4 MW und einem Regelarbeitsvermögen von knapp 74 GWh/a zu errichten.

Trotz aller seit 2014 vorliegenden Genehmigungen wurde bisher von den Projektentwicklern noch keine finale Entscheidung zum Baubeginn getroffen, da die Wirtschaftlichkeit des 110 Mio. €-Projekts auf Grund der in den vergangenen Jahren deutlich gesunkenen Börsenstrompreise zunehmend in Fra-

ge gestellt wird. Allerdings sind bis auf Angaben zu den geplanten Investitionskosten bisher noch keine belastbaren Aussagen zu den wirtschaftlichen Randbedingungen des Murkraftwerks Graz öffentlich verfügbar, so dass eine sachliche Diskussion dieser Problematik nur eingeschränkt möglich ist.

Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Österreich mit der Erstellung einer Studie zu den wirtschaftlichen Perspektiven des Murkraftwerks Graz beauftragt, deren Ergebnis sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- **Investitionskosten überproportional hoch:** Das Murkraftwerk Graz zeigt mit 1,52€₂₀₁₅/kWh die höchsten spezifischen Investitionskosten in einem Benchmark mit 60 österreichischen Wasserkraftanlagen.
- **Aktuell sehr niedriges Strompreisniveau:** Die jahresmittleren Referenzpreise im deutsch-österreichischen Strommarkt liegen bis 2020 durchwegs in einem Bereich unter 30 €₂₀₁₅/MWh.
- **Langfristiges Steigen der Börsenstrompreise wahrscheinlich:** Aus fundamentaler Sicht sollten sich die Strompreise nach 2020 von ihrem aktuell niedrigen Niveau wieder nach oben bewegen. Ein Anstieg der Jahresbasepreise auf 60 €₂₀₁₅/MWh bis 2030 ist aus energiewirtschaftlicher Sicht begründbar.
- **Stromgestehungskosten nicht wettbewerbsfähig:** Die Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten für das Murkraftwerk Graz liegt mit 85 bis 95 €₂₀₁₅/MWh deutlich über den bis 2030 zu erwartenden Marktpreisen .
- **Hohes Risiko von *Stranded Investments*:** Die Investitionen in das Murkraftwerk können am Strommarkt auch in 50 Jahren Betriebszeit nicht zu den Kapitalkosten der Energie Steiermark AG und Verbund AG wieder verdient werden.
- **Attraktivität auch bei Projektfinanzierung gering:** Der projektimmanente Nachteil der sehr hohen spezifischen Investitionskosten führt in Konsequenz dazu, dass sich die Kapitalkosten auch bei einer alternativen Projektfinanzierung mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht in einem vertretbaren Zeitrahmen refinanzieren lassen.

Executive Summary

Energie Steiermark AG and VERBUND Hydro Power have jointly developed the *Murkraftwerk Graz*, a hydro run-of-river power plant located in the city of Graz with a rated electrical output of some 16.4 MW and an annual generation of about 74 GWh/a.

Despite the fact that all required legal permissions have been available since 2014 the project developers have not yet made a final decision to start construction. The main reason for this delay is that the economics of the EUR 110 million investment has been increasingly questioned since wholesale elec-

tricity prices have dramatically decreased in the last few years. However, except for the projected investment costs no reliable statements in relation to the economics of Murkraftwerk Graz have been made publicly available.

In this context, e3 consult was commissioned by WWF Austria with a study to evaluate the economic perspectives of Murkraftwerk Graz. The results of the study are summarized in the following statements:

- **Investment costs significantly above average:** The specific investment costs of the Murkraftwerk Graz (EUR₂₀₁₅ 1.52/kWh) are the highest among 60 Austrian hydropower facilities used for a benchmark analysis.
- **Currently very low wholesale electricity prices:** The annual average of wholesale electricity prices in the German-Austrian forward market are projected to be consistently below EUR₂₀₁₅ 30/MWh until 2020.
- **In the long-run wholesale electricity prices likely to increase:** From a fundamental point of view wholesale prices should increase after 2020. A level of EUR₂₀₁₅ 60/MWh for baseload contracts in the year 2030 can be predicted from an energy economics perspective.
- **Levelized costs of electricity not competitive:** The range of electricity generation costs for Murkraftwerk Graz lies between EUR₂₀₁₅ 85/MWh to EUR₂₀₁₅ 95/MWh, which is clearly above the expected wholesale electricity prices until 2030.
- **High risk of stranded investments:** The capital costs of Energie Steiermark AG and Verbund AG do not allow a payback of investment costs of Murkraftwerk Graz even in 50 years of operation.
- **Also project finance shows low attractiveness:** The intrinsic disadvantage of very high specific investment costs will make it quite unlikely that capital costs of an alternative project financing can be earned in an acceptable time frame.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Energie Steiermark AG beabsichtigen gemeinsam mit der VERBUND Hydro Power AG im Stadtgebiet von Graz das Laufwasserkraftwerk *Murkraftwerk Graz* zu errichten, das bei einer Engpassleistung von rd. 16,4 MW ein Regelarbeitsvermögen von knapp 74 GWh/a aufweisen soll [1]. Nachdem im Jahr 2014 auch der Verwaltungsgerichtshof sämtliche Beschwerden gegen das Projekt abgewiesen hat, liegen alle rechtlichen Voraussetzungen für den Baubeginn des Kraftwerks vor.

Allerdings wurde bisher noch keine finale Entscheidung zum Baubeginn des Kraftwerks getroffen, da nicht zuletzt wegen der in den vergangenen Jahren deutlich gesunkenen Börsenstrompreise die Wirtschaftlichkeit des 110 Mio. €-Projekts in Frage gestellt wird. Aus diesem Grund hat die Energie Steiermark bereits im Jahr 2014 begonnen alternativen Lösungen für eine Finanzierung des Projekts zu suchen – bspw. die Beteiligung von Investoren [2].

Bis auf Angaben durch die Projektbetreiber zu den geplanten Investitionskosten sind bisher jedoch noch keine belastbaren Aussagen zu den wirtschaftlichen Randbedingungen des Murkraftwerks Graz in der Öffentlichkeit verfügbar, so dass eine sachliche Diskussion dieser Problematik nur eingeschränkt möglich ist. Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Österreich mit der Studie „**Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Projekts Murkraftwerk Graz**“ beauftragt.

Ziel der Studie ist die Gegenüberstellung der Investitionskosten des Murkraftwerks Graz mit vergleichbaren österreichischen Wasserkraftprojekten, die Abschätzung der mittleren Erzeugungskosten sowie die Durchführung einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsanalyse für die gesamte Nutzungsdauer des Kraftwerksprojekts. Insbesondere soll in diesem Zusammenhang aufgezeigt werden, inwie-

weit die Erzeugungskosten langfristig zu den Referenzpreisen an den Strombörsen konkurrenzfähig sind und damit einen positiven Wertbeitrag für die Eigentümer des Kraftwerks leisten können.

Hierzu werden einleitend in **Kapitel 2** die Methodik und die energiewirtschaftlichen Randbedingungen für die Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Murkraftwerks Graz dargestellt. In **Kapitel 3** werden anschließend die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen (spezifische Investitions- und Stromgestehungskosten sowie Cash-Flow-Analyse) vorgestellt und im abschließenden **Kapitel 4** daraus Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet.

Ziel der Studie ist dabei nicht die Durchführung einer vollständigen Wirtschaftlichkeitsanalyse, da ein Teil der hierfür notwendigen Informationen öffentlich nicht verfügbar sind bzw. erst mit zunehmendem Projektfortschritt verfügbar sein werden. Die Ergebnisse der Studie sollen jedoch einen energiewirtschaftlich fundierten Beitrag zu den Diskussionen über die wirtschaftlichen Chancen und Risiken des Murkraftwerks Graz liefern.

2 Energiewirtschaftlicher Bewertungsansatz

2.1 Vorbemerkungen

Durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der damit verbundenen Einführung wettbewerblicher Strukturen haben sich u. a. auch 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 (geförderten) fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne oder

die durch Basel III geänderten Anforderungen von Banken an die Finanzierung von Großprojekten.

Die Wirtschaftlichkeit einer Investition in ein Wasserkraftprojekt wird dabei grundsätzlich von einer Reihe unterschiedlicher Randbedingungen bestimmt. Neben der Kosten- und Erlösseite (Investitions- und Betriebskosten bzw. Einnahmen aus Strom- und Regelenergiemarkt) sind dies insbesondere die Art der Finanzierung (d. h. Anteil Eigen- und Fremdkapital) sowie mögliche Förderungen. Da ein Großteil dieser für das Murkraftwerk Graz spezifischen Randbedingungen öffentlich und damit auch für die vorliegende Studie nicht verfügbar ist, werden die für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung benötigten Parameter im Folgenden anhand der Analyse von vergleichbaren Wasserkraftwerken sowie von Literaturwerten hergeleitet und transparent dargestellt. Zu Beginn wird zusätzlich auf den gewählten methodischen Ansatz zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten, der Stromgestehungskosten sowie des Kapitalwerts eingegangen.

2.2 Methodik

Spezifische Investitionskosten

Technisch-wirtschaftliche Kennzahlen, wie bspw. die spezifischen Investitionskosten (d. h. Investitionskosten bezogen auf das Regelarbeitsvermögen in €/kWh oder bezogen auf die Engpassleistung in €/kW) werden häufig für eine erste Aussage zur potenziellen Wirtschaftlichkeit eines Wasserkraftprojekts herangezogen. Im Rahmen dieser Studie werden die spezifischen Investitionskosten des Murkraftwerks Graz daher mit den spezifischen Investitionskosten von in jüngster Vergangenheit realisierter bzw. aktuell in Bau oder konkreter Planung befindlicher Wasserkraftanlagen in Österreich gebenchmarkt. Hierzu wird auf eine umfangreiche

Projektdatenbank zurückgegriffen, die von der e3 consult gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur im Zuge einer Studie für den *Ökomasterplan III* aufgebaut wurde [3]. Von den in der Kraftwerksdatenbank erfassten knapp 200 Wasserkraftanlagen werden jedoch Anlagen unter 1 MW, Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sowie Anlagen ohne abschließend validierbare Investitionskosten für diesen Vergleich ausgeschieden, so dass in Summe 60 Kraftwerke für den Benchmark mit dem Murkraftwerk Graz zur Verfügung stehen. Diese 60 Anlagen bilden dabei knapp 770 MW Engpassleistung sowie rd. 3.100 GWh/a Regelarbeitsvermögen ab und weisen ein von den Projektentwicklern angegebenes Investitionsvolumen von rd. 3,3 Mrd. € auf.

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 ([4], [5]):

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

LCOE	Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Betriebskosten im jeweiligen Jahr in €/a
M_{el}	Erzeugte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh/a
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 Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Investition zu.

Kapitalwert – Cash-Flow-Analyse

Im Entscheidungsfindungsprozess potenzieller Investoren stellen die spezifischen Stromgestehungskosten 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.

Neben der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten wird daher im Rahmen dieser Studie auf Grundlage der Kapitalwertmethode eine vereinfachte dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Projekt Murkraftwerk Graz durchgeführt. Der Kapitalwert (Net Present Value, NPV) stellt dabei die Differenz aus der Summe der Barwerte (Discounted Cash Flows, DCF) aller Einnahmen und Ausgaben innerhalb des Betrachtungszeitraums einer Investition dar (vgl. u. a. [5]). Im Gegensatz zum Ergebnis der LCOE-Berechnung lassen sich durch die Berücksichtigung der Einnahmenseite unmittelbar Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Investition ableiten.

2.3 Technische und wirtschaftliche Parameter Murkraftwerk Graz

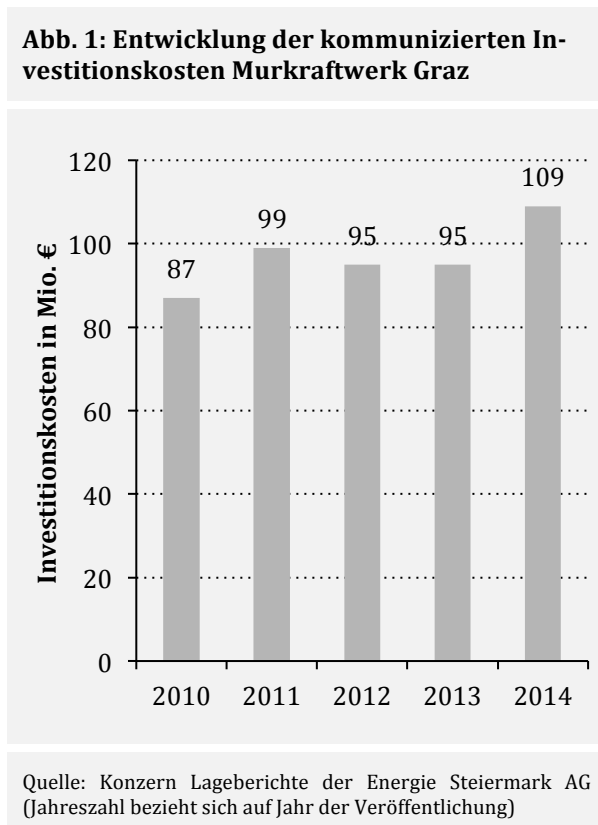
Regelarbeitsvermögen

Die jährliche Brutto-Stromerzeugung (d. h. Erzeugung an der Generator клемме) des Murkraftwerks Graz soll bei 73,8 GWh/a liegen [1]. Unter Berücksichtigung des Eigenbedarfs des Kraftwerks sowie der internen elektrischen Verluste (u. a. Transformator) in der Höhe von 2% [6], bestimmt sich aus

dem Regelarbeitsvermögen (RAV) die in das öffentliche Netz eingespeiste und damit vermarktungsrelevante Strommenge mit 72,3 GWh/a.

Investitionskosten

Die aktuellste von den Projektentwicklern kommunizierte Zahl zu den Investitionskosten des Kraftwerksprojekts stammt aus dem Geschäftsbericht der Energie Steiermark AG für das Jahr 2013 und liegt bei 109 Mio. € [7]. Innerhalb der vergangenen 5 Jahre sind damit die Investitionskosten um knapp 25% gestiegen, wobei rd. die Hälfte dieser Kostenentwicklung auf inflationsbedingte Preissteigerungen zurückgeführt werden kann. (Abb. 1).



Aus den genannten Investitionskosten lässt sich jedoch nicht ableiten, ob darin bspw. auch die Planungs- und Genehmigungskosten, Bauzeitinsen, oder Kosten für Versicherungen während der Bauzeit enthalten sind., welche ggf. den Investitionsbedarf weiter erhöhen können.

Demgegenüber ist davon auszugehen, dass in den 109 Mio. € die an die Stadt Graz von den Projekt-

entwicklern fließenden Zahlungen von 20 Mio. € für den geplanten Bau eines Speicherkanals entlang des linken Murufers bereits berücksichtigt sind [8], auch wenn hierzu keine offizielle Stellungnahme durch die Projektentwickler vorliegt.¹ Für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie werden als Basisannahme daher 109 Mio. € Investitionskosten im Geldwert 2013 unterstellt.

Gemäß § 27 Ökostromgesetz 2012 können für Mittlere Wasserkraftanlagen (d. h. Engpassleistung zwischen 10 und 20 MW) Investitionszuschüsse bis 10% der förderfähigen Investitionskosten, maximal jedoch 400 €/kW bzw. 6 Mio. € pro Projekt beantragt werden. Für das Murkraftwerk Graz sind demnach 6 Mio. € Investitionszuschüsse in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen.

Kosten für Betrieb und Wartung

Für das Murkraftwerk Graz sind keine Angaben zu den laufenden Kosten für u. a. Betrieb, Wartung und Versicherungen verfügbar, so dass für die weiteren Analysen auf Literaturwerte zurückgegriffen werden muss. 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 [9]. Für Österreich geht demgegenüber der Verbund in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2007 davon aus, dass die Betriebskosten von Wasserkraftanlagen bei optimaler Auslegung und wartungsarmem Betrieb zumeist unter 10 €/MWh liegen [10]. Bei Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerung zwischen dem Veröffentlichungsjahr und 2015 entspricht dies einem heutigen Geldwert von etwa 14 €₂₀₁₅/MWh.

¹ Als kraftwerksbegleitende Baumaßnahme ist ein Kanal zur Sammlung der Seitenwässer entlang des Staubereichs des Murkraftwerks Graz erforderlich (Kostenschätzung 20 Mio. €). Anstelle dieser „kleinen Lösung“ ist von der Stadt Graz jedoch die Errichtung eines Speicherkanals mit einem Investitionsvolumen von 76 Mio. € vorgesehen in dessen Investitionstopf die 20 Mio. € der Projektentwickler fließen sollen.

Auf Basis dieser Größenordnung erfolgt auch die weitere Abschätzung der jährlichen Betriebskosten des Murkraftwerks Graz, die bei einem RAV von rd. 74 GWh/a damit bei rd. 1,0 Mio. €/a oder 0,9% p.a. der Investitionskosten liegen. Dabei wird unterstellt, dass darin auch die Aufwendungen für die Vermarktung der erzeugten Strommengen berücksichtigt sind (u. a. Absicherung von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten, Portfoliomanagement, Overhead der Verwaltung).

Die Kosten für Betrieb und Wartung berücksichtigen jedoch i. Allg. 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 sowie die Erzeugungsverluste während der Revisionen für die weiteren Analysen nicht berücksichtigt. Umgekehrt fließt jedoch auch ein möglicher Restwert des Kraftwerks nach Ende des unterstellten Betrachtungszeitraums von 50 Jahren (sog. Terminal Value) nicht in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ein.

Kosten für Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung

Gemäß §53 Abs. 1 und § 56 Abs. 2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EiWOG) 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.² Zusätzlich müssen die hiervon betroffenen Einspeiser gemäß § 66 Abs. 2 Z1 die Kosten für die Primärregelung übernehmen. Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt werden vom österreichischen Regula-

² 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.

tor E-Control jährlich durch Novelle der Systemnutzungstarife-Verordnung 2012 festgelegt und betragen im Jahr 2015 0,58 €/MWh (Netzverlustentgelt Netzebene 4 Steiermark)³ bzw. 2,51 €/MWh (Systemdienstleistungsentgelt). Die Kosten der Primärregelung werden von der APG direkt an die betroffenen Einspeiser verrechnet (bspw. 0,326 €/MWh für 1. Quartal 2015), wobei die quartalsweise angepassten Entgelte nicht veröffentlicht werden.

In Summe würde damit die Kostenbelastung für das Murkraftwerk Graz durch Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung derzeit bei rd. 3,4 €/MWh liegen. Unklar ist allerdings, inwieweit die bestehenden regulatorischen Regelungen und damit potenziellen Kostenbelastungen für das Murkraftwerk Graz bestehen bleiben bzw. wie sich diese in der Zukunft weiter entwickeln. Tendenziell ist dabei mit einer Reduzierung der Kostenbelastungen in den kommenden Jahren zu rechnen, da insbesondere das Systemdienstleistungsentgelt bei einer Anpassung des aktuell sehr hohen Preisniveaus im österreichischen Regelenergiemarkt deutlich sinken würde (vgl. u. a.[11]). Daher wird für die weiteren Berechnungen im Rahmen dieser Studie ein Wert von 2,0 €/MWh für die Bewertung des Murkraftwerks Graz berücksichtigt.

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

³ Energieableitung aus Murkraftwerk Graz über 20 kV Erdkabel in das Umspannwerk Graz/Süd mit unterstellter Einspeisung

bestimmt. Da in Abhängigkeit von der gewählten Finanzierungsstruktur unterschiedliche Anforderungen an die Verzinsung des eingesetzten Kapitals gestellt werden (bspw. höherer Anteil von günstigerem Fremdkapital in einer eigens gegründeten Kraftwerks-Projektgesellschaft), kann ein für Investor A unwirtschaftliches Projekt für Investor B durchaus wirtschaftlich sein. Vor diesem Hintergrund sind auch die Bemühungen der Energie Steiermark nach einer Beteiligung von Investoren am Murkraftwerk Graz zu sehen [2].

Die durchschnittlichen Kapitalkosten⁴ nach Steuern der beiden Projektentwickler liegen entsprechend der Geschäftsberichte 2014 für die Energie Steiermark bei 5,4% [1] und für die Laufwasserkraftwerke des Verbundes an der Mur bei 5,75% [12]. Da im Rahmen dieser Studie eine vereinfachende Cash-Flow-Betrachtung vor Steuern durchgeführt wird und die Kapitalkosten vor Steuern durch die beiden Unternehmen jedoch nicht veröffentlicht werden, müssen die WACCs vor Steuer aus den Fremdkapitalkosten sowie Eigen- zu Fremdkapitalverhältnissen abgeleitet werden:

- Für den Verbund können die Kapitalkosten vor Steuern aus den veröffentlichten Fremdkapitalkosten (4,1%) sowie dem Eigen- zu Fremdkapitalverhältnis (44,7% : 55,3%) aus dem Jahr 2014 mit 7,3% abgeleitet werden.
- Demgegenüber sind für die Energie Steiermark die Fremdkapitalkosten nicht verfügbar. Da neben den Kapitalkosten vor Steuern auch die Eigen- zu Fremdkapitalverhältnissen dem Verbund sehr ähnlich sind (47,3% : 52,7%), dürfen jedoch auch die Kapitalkosten vor Steuern im Jahr 2014 in einer ähnlichen Größenordnung (d. h. 7,3%) gelegen haben.

Da 2015 die Eigen- und insbesondere die Fremdkapitalkosten noch einmal deutlich gesunken sind

[13], werden für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie die Kapitalkosten vor Steuern angepasst und ein Wert von 6,5% unterstellt. Die hohe Sensitivität der Kapitalkosten auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird dadurch berücksichtigt, dass zusätzlich zu diesem Basisfall ein projektfinanzierter Ansatz mit 4,5% WACC vor Steuern betrachtet wird.

Nutzungsdauer

Die wasserrechtliche Bewilligungsdauer für das Murkraftwerk Graz wurde im UVP-Bescheid bis zum 31.12.2102 ausgestellt [14], d. h. der Betrachtungszeitraum könnte bei einer unterstellten Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2020 grundsätzlich 83 Jahre betragen. Allerdings wird i. Allg. die für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung unterstellte Nutzungsdauer der einzelnen Anlagenkomponenten unabhängig von den Laufzeiten der wasserrechtlichen Bewilligungen bestimmt [12]. Die einzelnen Anlagenkomponenten haben dabei sehr unterschiedliche Nutzungsdauern zwischen 5 Jahren (einzelne elektrische Anlagenteile) und bis zu 100 Jahren (einzelne Komponenten im Wasserbau), so dass grundsätzlich eine komponentenscharfe Betrachtung mit den entsprechenden Reinvestitionszyklen erforderlich wäre. Allerdings sind die Anteile der einzelnen Anlagenkomponenten an den gesamten Investitionskosten des Murkraftwerks Graz nicht bekannt, so dass daher vereinfachend als mittlere Nutzungsdauer für alle Anlagenkomponenten 50 Jahre unterstellt wird.

2.4 Strompreisentwicklung

Für die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerkprojekten wird neben der Kosten- auch die Erlösseite betrachtet. Bei Erzeugungsanlagen, die bspw. über das Ökostromgesetz zumindest für einen Teil ihrer Lebensdauer garantierte Einspeisetarife beziehen, ist die Herleitung der erlösbestimmenden Strompreise vergleichsweise einfach. Anders stellt sich die Situa-

⁴ Häufig wird hierfür die englische Abkürzung WACC für Weighted Average Cost of Capital verwendet.

tion bei Wasserkraftanlagen dar, die zusätzlich zum Kostenrisiko auch das Marktrisiko von Beginn der Betriebsphase vollständig übernehmen müssen. Vor diesem Hintergrund kommt den im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse des Murkraftwerks Graz unterstellten Strompreisen ein hoher Stellenwert zu. Im Folgenden werden hierzu die aktuellen Entwicklungen im Strommarkt analysiert sowie ein Ausblick auf das mögliche zukünftige Marktumfeld für Laufwasserkraftanlagen gegeben.

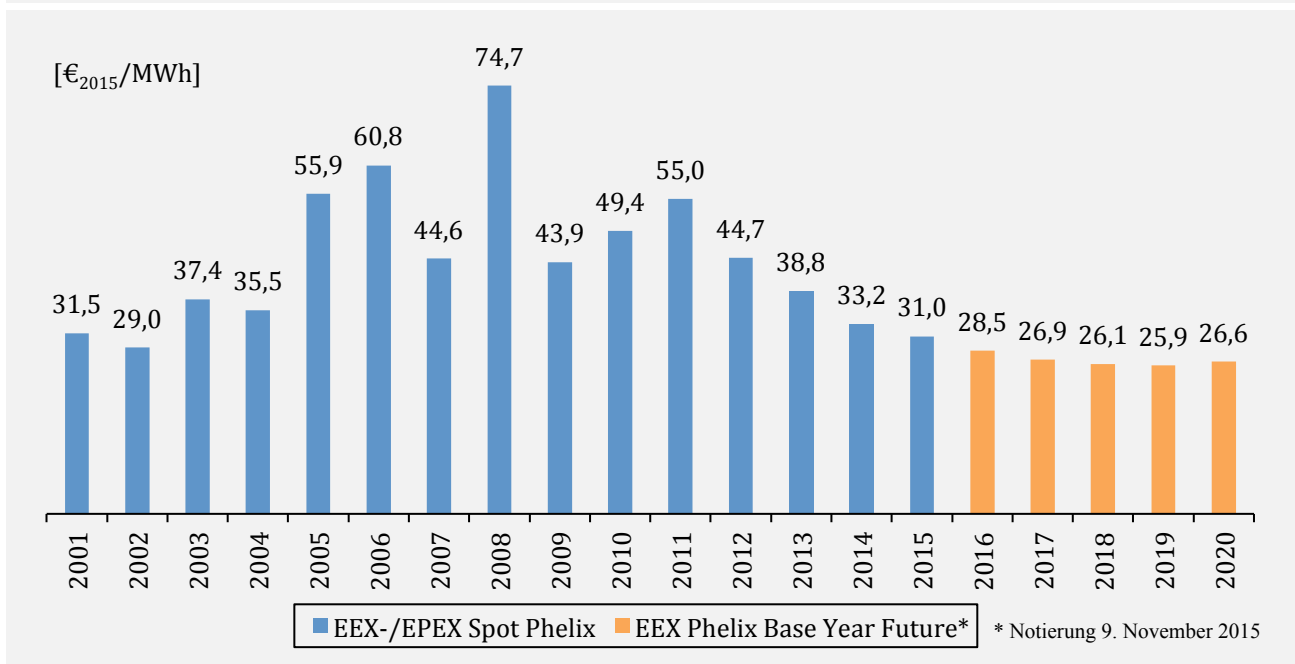
Aktuelle Entwicklung

Insgesamt befinden sich die Strompreise derzeit sowohl im Spot- als auch Terminmarkt auf einem vergleichsweise moderaten Niveau. Abb. 2 zeigt die 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 2015 dargestellt sind und damit von den auf nominaler Basis notierenden

Preisen (d. h. im Geldwert des jeweiligen Jahres) abweichen.

Die nicht nur aus Sicht der Wasserkraft tendenziell 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 niedrigen Preisen von Kohle und Erdgas sowie CO₂-Emissionszertifikaten. 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. Vor allem die hohe mittagszeitliche Einspeisung aus PV-Anlagen führt in den Sommermonaten zu einer kontinuierlichen „Erosion“ der in der Vergangenheit in diesen laststarken Zeiten auftretenden Strompreisspitzen und damit zu einem auf Jahressicht moderaten mittleren Strompreis.

Abb. 2: 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 2015; für 2015 Spotpreisen Jänner bis Oktober und Phelix Baseload Month Futures November und Dezember; Indexierung über VPI 2000 bzw. ab 2016 jährliche Preissteigerung von 2 % unterstellt)

Die aktuellen Notierungen im Terminmarkt zeigen dabei 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. 3 am Beispiel der Notierungen des Forwards für das Lieferjahr 2016 aus den vergangenen 5 Jahren dargestellt ist.

Abb. 3: EEX Phelix Baseload Year Future 2016

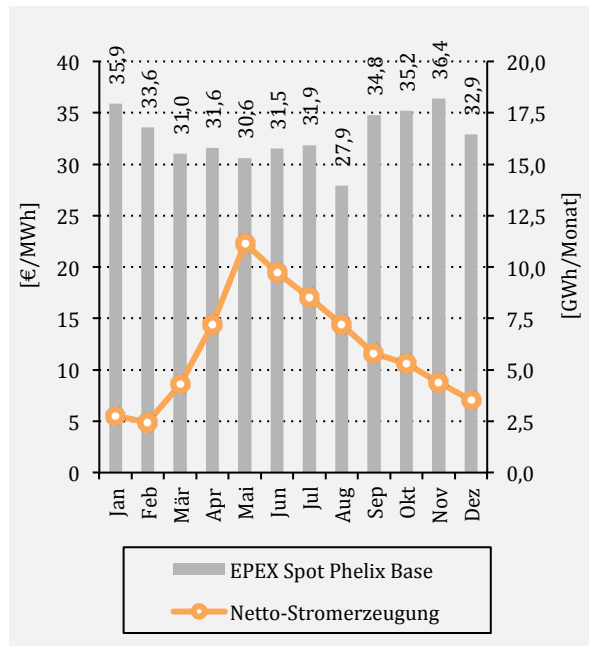


Quelle: EEX (www.eex.com)

Auf Grund der im Vergleich zu den saisonalen Schwankungen der Strompreise tendenziell ungünstigen Erzeugungsstruktur von Laufwasserkraftwerken in Österreich spiegelt diese jahresdurchschnittliche Betrachtung jedoch nicht notwendigerweise die tatsächliche Erlössituation eines Laufwasserkraftwerks wider. Abb. 4 zeigt hierzu beispielhaft die mittlere monatliche Netto-Erzeugung des Murkraftwerks Graz sowie die monatsmittleren EPEX-Spotpreise 2014.

Deutlich zu erkennen ist dabei, dass die Strompreise im Sommerhalbjahr mit Ausnahme des lastschwachen Dezembers (Weihnachtsfeiertage) niedriger liegen als im Winterhalbjahr. Da gleichzeitig der nutzbare Abfluss der Mur im Sommer höher als im Winter ist, liegen die durchschnittlichen spezifischen Erlöse des Murkraftwerks Graz unter dem durchschnittlichen Jahresstrompreis – im dargestellten Jahr 2014 mit 32,2 /MWh rd. 0,6 €/MWh unter dem Basepreis von 32,8 €/MWh.

Abb. 4: EPEX Spot Phelix Base 2014 und Netto-Stromerzeugung Murkraftwerk Graz



Daten: EPEX Spot, Energie Steiermark AG

Im Vergleich zu Laufwasserkraftanlagen mit hochalpinen Einzugsgebieten und damit stärker ausgeprägtem Sommerschwerpunkt des Abflussregimes, ist der „Abschlag“ für das Murkraftwerk Graz jedoch vergleichsweise gering. Im Mittel der vergangenen 14 Jahren hätten somit knapp 97,5% des Basespreises vom geplanten Murkraftwerk Graz erlöst werden können.

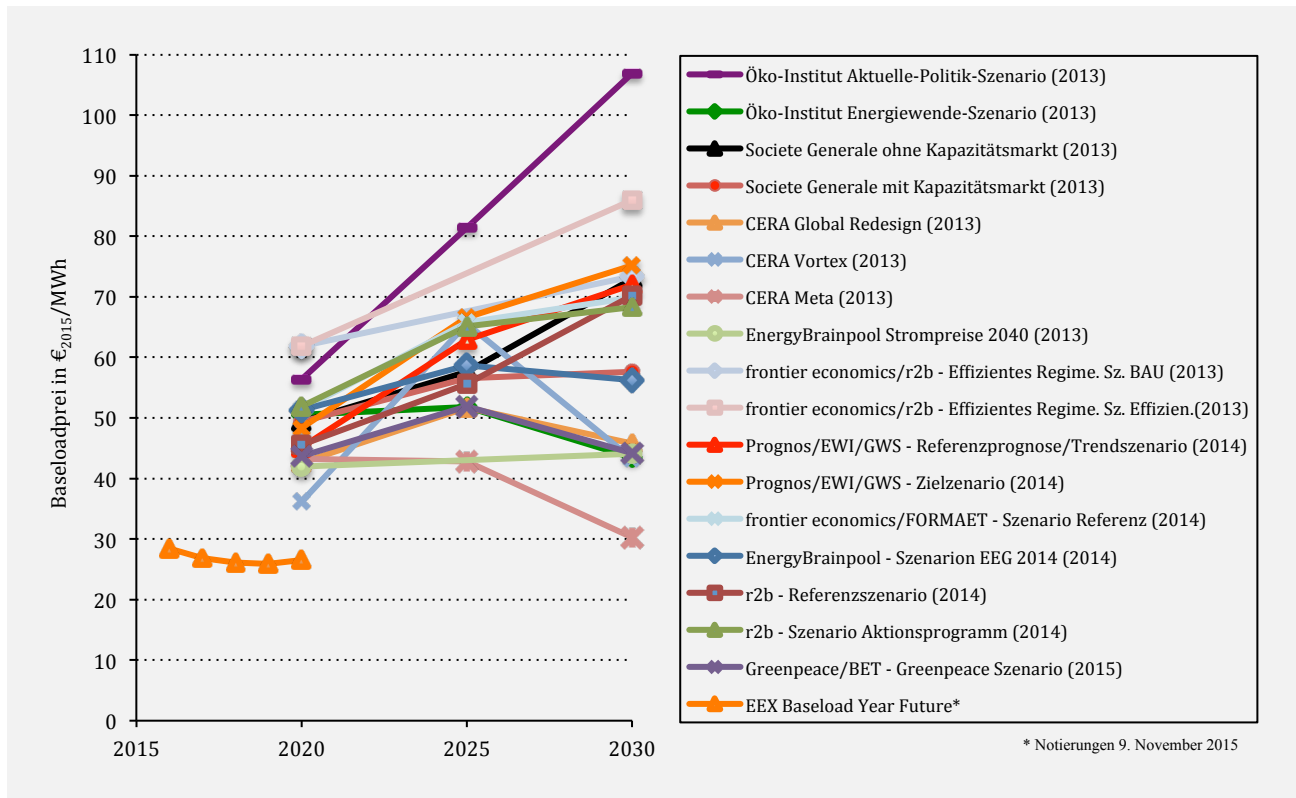
Ausblick 2020 bis 2030

Gerade für Wasserkraftwerke, die typischerweise eine sehr lange Planungs- und Genehmigungs- sowie Bauphase haben, können die aktuellen Spot- und Forward-Notierungen im Strommarkt nur eingeschränkt im Rahmen einer Investitionsentscheidung herangezogen werden, da diese nicht notwendigerweise die langfristige Entwicklung der Marktpreise widerspiegeln. Häufig erfolgt die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerken daher mit Hilfe von langfristigen Strompreisprognosen fundamentaler Strommarktmodelle. Wesentliche Eingangsgrößen in die Marktmodelle sind u. a. die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Strom-

nachfrage, des überregionalen Netzausbaus sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse von fundamentalen Strommarktmodellen können die langfristige Strompreisentwicklung jedoch nur mit einer der Unsicherheit dieser Eingangsgrößen entsprechenden Bandbreite prognos-

tizieren und unterscheiden sich in ihren Ergebnissen mitunter sehr deutlich. Abb. 5 zeigt dies am Beispiel verschiedener Prognosen für den Großhandelspreis zwischen 2020 und 2030 im deutsch-österreichischen Strommarkt.

Abb. 5: Prognose Großhandelspreis Baseload verschiedener Studien bis 2030



Quelle: Öko-Institut, Societe Generale, CERA, Energy Brainpool, frontier economics/r2b, Prognos/EWI/GWS, frontier economics/FORMAET, r2b, Greenpeace, EEX (in Klammer Jahr der Veröffentlichung; die Ergebnisse der Studien beziehen sich auf unterschiedliche Basisjahre und wurden daher auf einen einheitlichen Geldwert des Jahres 2015 umgerechnet)

Die wesentlichen Ursachen für diese vergleichsweise großen Unterschiede liegen vor allem in den unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise sowie der Stromnachfrage – die Studien gehen bspw. für das Jahr 2020 von Gaspreisen zwischen 25 und 40 €/MWh und CO₂-Preisen zwischen 12 und 50 €/tCO₂ aus. Im Vergleich dazu liegen derzeit für den Lieferzeitraum 2016 die Notierungen für Erdgas bei etwa 17 €/MWh (GASPOOL EEX) und für CO₂-Zertifikate bei rd. 8,5 €/tCO₂. Entsprechend befinden sich auch die aktuellen Forward-Notierungen im Strommarkt für 2016 bis 2020 deutlich unter den Strompreis-

prognosen für das Jahr 2020. Allerdings muss in diesem Zusammenhang angemerkt werden, dass die Liquidität (d. h. Angebot und Nachfrage) im EEX Terminmarkt in den Jahren 2018 bis 2020 relativ gering ist. Damit bilden die längerfristigen Terminmarkt-Notierungen eher die aktuelle Marktlage als die Erwartungshaltung der Marktteilnehmer über die Entwicklungen im Strommarkt nach 2018 ab.

Es erscheint jedoch sehr unwahrscheinlich, dass sich die Strompreise bis 2020 dem Niveau der in Abb. 5 dargestellten Prognosen angleichen werden. Trotzdem lassen die übergeordneten energiewirtschaftli-

chen Randbedingungen einen zumindest moderaten Anstieg der Strompreise für den Zeitraum nach 2020 erwarten. Die wesentlichen „Treiber“ dieser Entwicklung werden im Folgenden kurz diskutiert:

- **Steigende Brennstoffpreise:** Die meisten Prognosen gehen von einem langfristig wieder steigenden Erdgaspreis aus. Analysen zeigen dabei, dass bei einer Erhöhung der Gaspreise von 20 auf 40 €/MWh die Großhandelspreise für Strom um rd. 8 €/MWh ansteigen würden [16].
- **Steigende CO₂-Preise:** Die aktuell niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate werden auf europäischer Ebene im Hinblick auf die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele sehr kritisch bewertet. Durch das sog. Backloading konnte sich der CO₂-Preis zwar von seinem Tiefststand von 2,6 auf über 8 €/t_{CO2} erholen, trotzdem werden weitere Maßnahmen erforderlich werden, um den in der politischen Diskussion genannten Zielwert von 20 bis 25 €/t_{CO2} erreichen zu können. Modellgestützte Analysen gehen davon aus, dass ein Anstieg der CO₂-Preise von etwa 8 auf 20 - 25 €/t_{CO2} den Strompreis um rd. 11 €/MWh erhöhen würde [17]. Allerdings ist nicht davon auszugehen, dass eine solche Erholung der CO₂-Preise vor dem Jahr 2020 erfolgen wird.
- **Market Splitting Deutschland - Österreich:** Zur kurzfristigen Entlastung innerdeutscher Netzengpässe steht aktuell eine Trennung der seit 2002 bestehenden gemeinsamen Preiszone zwischen Österreich und Deutschland im Raum. Die daraus resultierenden Mehrkosten für die österreichischen Stromverbraucher durch höhere Großhandelspreise werden mit rd. 300 Mio. € abgeschätzt [18]. Umgelegt auf die österreichische Stromaufbringung (inkl. Importe) von knapp 75 TWh/a wären dies rd. 4 €/MWh, die letztendlich auch den durchschnittlichen Mehrerlöse eines Kraftwerks in Österreich darstellen.

- **Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten:** Neben den niedrigen Preisen für fossile Brennstoffe und CO₂-Zertifikate wird das aktuell niedrige Strompreiseniveau auch von den vorhandenen Überkapazitäten im Markt geprägt. Ein Teil dieser Überkapazitäten wird dabei durch den Kernenergieausstieg in Deutschland bis 2022 sowie Stilllegungen von Kohle- und Gaskraftwerken bei Erreichen der technischen Lebensdauer oder bei fehlender Wirtschaftlichkeit abgebaut werden können. Zusätzlich werden in Deutschland 2.700 MW an Braunkohlekraftwerke bis 2020 in eine sog. Klimareserve übergeführt und anschließend stillgelegt. Die strompreiserhöhenden Effekte zusätzlicher Stilllegungen konventioneller Kraftwerke wurden in jüngster Zeit in einer Reihe von Studien bewertet und liegen in einem Bereich zwischen etwa 0,4 und 1 €/MWh je 1.000 MW stillgelegter Kraftwerkskapazitäten [19], [20], [21].

Vor diesem Hintergrund kann ein Anstieg der jahresmittleren Großhandelspreise nach dem Jahr 2020 an zumindest die untere Grenze des in Abb. 5 dargestellten Prognosekorridors als nicht unwahrscheinlich eingeschätzt werden. Als Basis für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Murkraftwerks Graz wird daher unterstellt, dass sich der Jahresbasepreis ausgehend von 40 €₂₀₁₅/MWh im Jahr 2020 auf 50 €₂₀₁₅/MWh im Jahr 2025 und weiter auf 60 €₂₀₁₅/MWh im Jahr 2030 und 70 €₂₀₁₅/MWh im Jahr 2040 entwickeln wird.

Die Effekte einer ggf. stärker auseinanderlaufenden Entwicklung der saisonalen Spotpreise von den monatlichen Erzeugungsmengen wird bei der Bewertung der mittel- und langfristigen Erlössituation des Murkraftwerks Graz nicht berücksichtigt, d. h. es wird unterstellt, dass 97,5% des Basepreises tatsächlich erlöst werden können .

3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung

3.1 Spezifische Investitionskosten

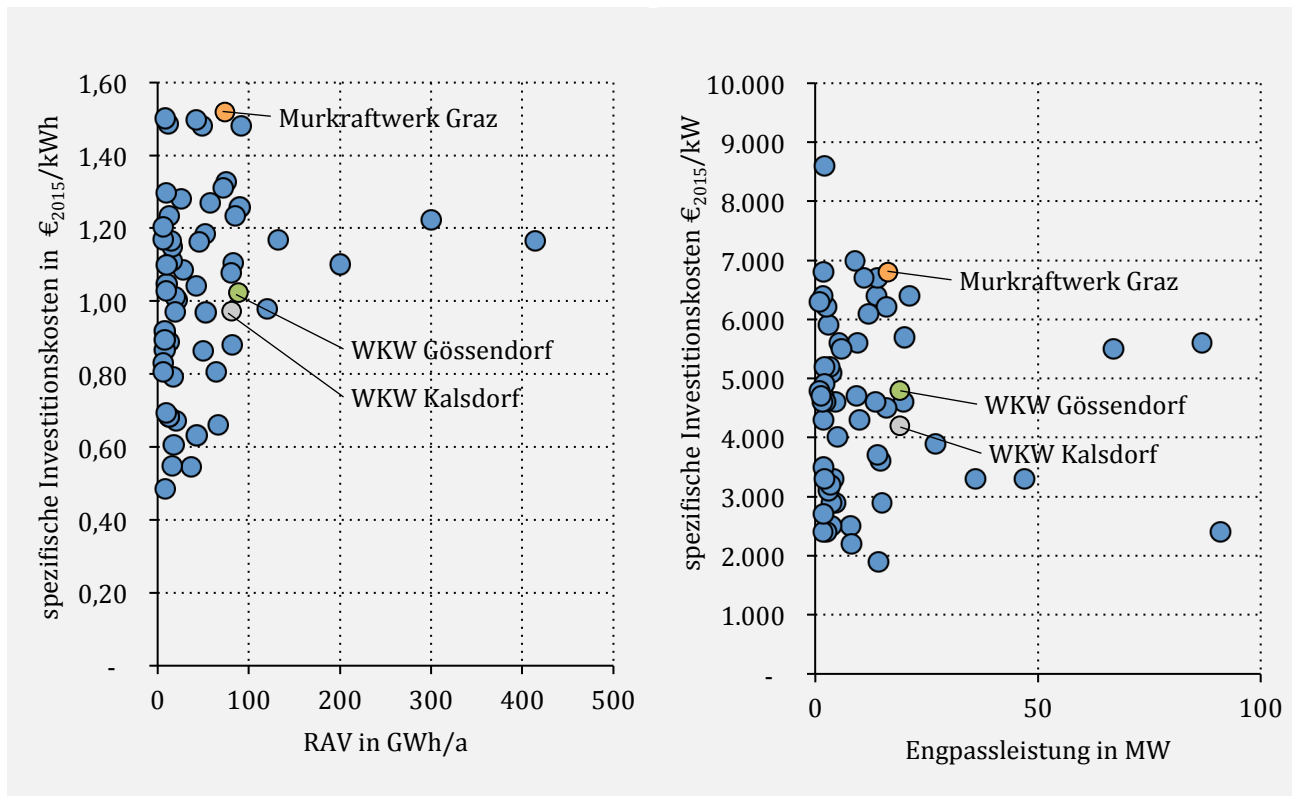
Aus der aktuellsten von der Energie Steiermark AG veröffentlichten Angabe zu den Investitionskosten für das Projekt Murkraftwerk Graz 109 Mio. € (Preisbasis 2013) und dem projektierten Regelarbeitsvermögen von 73,8 GWh/a bzw. der projektierten Engpassleistung von 16,4 MW leiten sich spezifische Investitionskosten von 1,48 €₂₀₁₃/kWh bzw. 6.600 €₂₀₁₃/kW ab.

Da für das Benchmarking der spezifischen Investitionskosten mit den ausgewählten 60 österreichischen Vergleichsanlagen ein einheitliches Bezugsjahr erforderlich ist, werden die Kennzahlen über den Verbraucherpreisindex auf das Jahr 2015 bezogen. Damit ergeben sich spezifische Investitionskosten für das Murkraftwerk Graz im Geldwert 2015 von rd.

1,52 €₂₀₁₅/kWh bzw. 6.800 €₂₀₁₅/kW, die für den in Abb. 6 dargestellten Benchmark der spezifischen Investitionskosten berücksichtigt werden.

Die arbeitsabhängigen spezifischen Investitionskosten des Murkraftwerks Graz (1,52 €₂₀₁₅/kWh) liegen dabei nicht nur deutlich über den beiden 2012 und 2013 an der Mur in Betrieb genommenen Kraftwerken Gössendorf und Kalsdorf (jeweils knapp 1,00 €₂₀₁₅/kWh), sondern auch über der Kennzahl aller weiteren Vergleichskraftwerken. Auch bei den leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten zeigt sich ein ähnliches Bild: Das Murkraftwerk Graz hat mit 6.800 €₂₀₁₅/kW deutlich höhere spezifische Investitionskosten wie die Kraftwerke Gössendorf und Kalsdorf (4.800 bzw. 4.200 €₂₀₁₅/kW) und liegt im obersten Bereich des Benchmarks.

Abb. 6: Spezifische Investitionskosten von Laufwasserkraftanlagen in Österreich



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Internetrecherchen (Inbetriebnahme ab 2009, in Bau oder fortgeschrittenem Projektstadium; ohne Förderungen)

3.2 Spezifische Stromgestehungskosten

Die spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) werden mit der in Abschnitt 2.1 dargestellten Systematik ermittelt. Häufig wird dabei jedoch 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 [5]:

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

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

Daraus ermittelt sich für einen nominalen Zinssatz von 6,5% (Basisannahme) ein realer Zinssatz von rd. 4,41%. Mit den weiteren Basisannahmen von

- 114 Mio. €₂₀₁₅ (109 Mio. €₂₀₁₃) Investitionskosten,
- 6 Mio. €₂₀₁₅ Investitionskostenzuschuss aus dem Ökostromgesetz,
- 16,0 €₂₀₁₅/MWh für Betrieb und Wartung, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt,
- 72,3 GWh/a jährlicher Netto-Stromerzeugung sowie
- 50 Jahren Nutzungsdauer

bestimmen sich die LCOE mit 90,5 €₂₀₁₅/MWh.

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

$$\frac{108 \text{ Mio. €} + \sum_{t=1}^{50} \frac{1,16 \text{ Mio. €/a}}{(1+0,0441)^t}}{\sum_{t=1}^{50} \frac{72,3 \text{ GWh/a}}{(1+0,0441)^t}} = 90,5 \text{ €/MWh}$$

Die Stromgestehungskosten liegen damit etwa um das Dreifache über dem aktuellen Strompreisniveau von ca. 30 €/MWh bzw. knapp 50% über der für 2030 unterstellten Prognose der Strompreise von 60 €₂₀₁₅/MWh.

Da bei der Herleitung der Basisannahmen für die LCOE-Berechnung jedoch Unsicherheiten bestehen,

wird im Folgenden eine Variation ausgewählter Eingangsparameter durchgeführt und ihre Sensitivität auf die spezifischen Stromgestehungskosten diskutiert (Tabelle 1).

Tabelle 1: Parametervariation LCOE

Parameter	Basisannahme	Variation	LCOE
Investitionskosten ⁵	108 Mio. €	+ 20 Mio. €	104,3 €/MWh
		- 10 Mio. €	83,6 €/MWh
Betriebskosten	16 €/MWh	+ 2 €/MWh	92,5 €/MWh
		- 2 €/MWh	88,5 €/MWh
Nutzungsdauer	50 Jahre	+ 10 Jahre	87,2 €/MWh
		+ 30 Jahre	84,1 €/MWh
Kapitalkosten	6,5%	+ 1%-Pkt.	102,8 €/MWh
		- 2%-Pkt.	68,2 €/MWh

Während Änderungen bei den variablen Betriebskosten einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, führen Änderungen der Investitionskosten zu spürbar höheren bzw. niedrigeren LCOE. Bspw. würden die Stromgestehungskosten bei einer Erhöhung der Investitionskosten um 20 Mio. € auf rd. 104 €/MWh ansteigen.

Eine geringe LCOE-Sensitivität zeigt sich demgegenüber bei einer Verlängerung des Betrachtungszeitraums. Bei einer Nutzungsdauer der Anlage von 80 Jahren liegen die spezifischen Stromgestehungskosten auch ohne Berücksichtigung notwendiger Ersatzinvestitionen bei rd. 84 €/MWh.

Umgekehrt lassen sich durch eine günstigere Finanzierung (niedrigere Kapitalkosten) die Stromgestehungskosten mitunter deutlich senken. Bei einer Projektfinanzierung mit sehr hohem Fremdkapitalanteil und Kapitalkosten von 4,5% können die LCOE bspw. von über 90 auf unter 70 €/MWh reduziert werden. Dies zeigt auch den großen Hebel, den geeignete Finanzierungsmodelle auf die Wirtschaft-

⁵ Unter Berücksichtigung von 6 Mio. € Investitionskostenzuschuss aus dem Ökostromgesetz.

lichkeit von Erzeugungsprojekten haben können. Allerdings können die spezifischen Stromgestehungskosten des Murkraftwerks Graz selbst bei günstigen Finanzierungsstrukturen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit keinen Wert erreichen, der im Bereich der bis 2030 zu erwartenden Entwicklung der Großhandelspreise liegt.

Zusammenfassend lässt sich damit für das Murkraftwerk Graz eine mittlere Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten zwischen 85 und 95 €/2015/MWh ableiten.

3.3 Cash-Flow-Analyse

Für die Berechnung des Kapitalwerts (NPV) werden zusätzlich zu den aus der LCOE-Bewertung übernommenen Eingangsparametern die folgenden Randbedingungen als Basisannahmen für das vereinfachte Cash-Flow-Modell festgelegt:

- Zahlungsströme (Cash Flows, CF) werden auf den 31.12.2015 als Bezugspunkt diskontiert und vereinfachend als nachschüssig unterstellt (d. h. zum 31.12. des jeweiligen Jahres).
- Als Investitionskosten werden 114 Mio. €/2015 (109 Mio. €/2013) abzüglich 6 Mio. €/2015 Förderung durch das Ökostromgesetz unterstellt. Hiervon werden 7 Mio. €/2015 als Planungskosten auf die Jahre 2010 bis 2016 und die restlichen 101 Mio. €/2015 als eigentliche Baukosten auf die Jahre 2017 bis 2019 zu jeweils gleichen Teilen im Modell allokiert.
- Als jahresmittlerer Börsenstrompreis werden 40 €/2015/MWh (2020), 50 €/2015/MWh (2025) und 60 €/2015/MWh (2030) berücksichtigt. Zusätzlich wird eine Steigerung der Großhandelspreise auf 70 €/2015/MWh bis 2040 unterstellt. Anschließend bleibt der Basepreis real konstant. Als Erlöspotenzial werden 97,5% vom Basepreis unterstellt

- Die Inflationsrate beträgt 2% p. a.. Es erfolgt eine reine Vor-Steuer-Betrachtung.

Die Ergebnisse der Cash-Flow-Analyse sind zusammenfassend in Abb. 7 und detailliert in Tabelle 2 dargestellt. Bei einem negativen Kapitalwert von -44,7 Mio. €/2015 und einem internen Zinsfuß (IRR) von 3,7% können sich die Investitionen in das Projekt Murkraftwerk Graz innerhalb des Betrachtungszeitraums von 50 Jahren nicht amortisieren. Zur Erreichung einer Zielrendite von 6,5% vor Steuern müssten die Strompreise gegenüber dem Basisfall um 63% höher liegen – d. h. bei 65 €/2015/MWh im Jahr 2020, 81 €/2015/MWh im Jahr 2025 und 98 €/2015/MWh im Jahr 2030. Dies ist jedoch ein Bereich, der selbst in sehr optimistischen Szenarios zur Strompreiseentwicklung nicht erreicht wird.

Auf Grund des deutlich negativen NPV könnte selbst bei einer spürbaren Reduzierung der Investitionskosten keine Wirtschaftlichkeit für das Projekt erreicht werden. Da auch die Betriebskosten nur einen geringen Optimierungsspielraum zeigen, verbleibt als wesentlicher Hebel zur Verbesserung der wirtschaftlichen Randbedingungen für das Murkraftwerk Graz die Erhöhung des Fremdkapitalanteils und damit Reduzierung der Kapitalkosten durch eine alternative Projektfinanzierung. Allerdings könnte erst bei Kapitalkosten von 3,7% eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 50 Jahren erreicht werden; solche günstigen Finanzierungskonditionen erscheinen jedoch selbst bei dem aktuell sehr niedrigen Zinsniveau eher unwahrscheinlich.

Zusätzlich 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

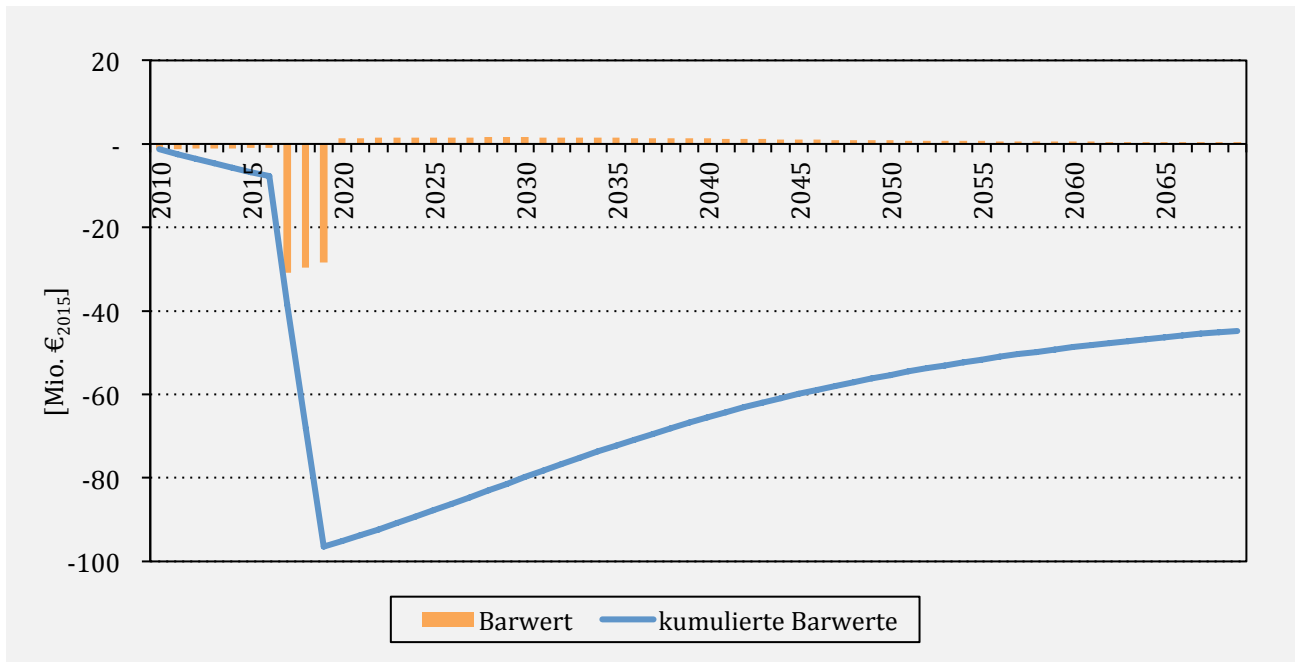
Zinsen aus den laufenden Erträgen des Wasserkraftwerks rückgezahlt werden können.

Diese Herausforderung lässt sich über eine sehr vereinfachte Betrachtung der am Beginn der Anlagenlaufzeit aufzuwendenden jährlichen Zinszahlungen darstellen. Bei einer Fremdkapitalquote von bspw. 80% und einem Fremdkapitalzinssatz von 4,0% fallen für einen Kredit über 86 Mio. € (d. h. 80% von 108 Mio. €) Zinszahlungen von rd. 3,5 Mio. €/a an. Damit müsste alleine für diese Zinszahlungen ein Strompreisniveau von 49 €₂₀₁₅/MWh bzw. unter Berücksichtigung der (unvermeidlichen) betrieblichen Aufwendungen (16,0 €₂₀₁₅/MWh) von rd. 65 €₂₀₁₅/MWh bereits am Beginn der Betriebsphase erreicht werden. Berücksichtigt man

zusätzlich noch die notwendige Tilgung des geliehenen Kapitals müssten die Strompreise bereits im Jahr 2020 jedoch deutlich über den genannten 65 €₂₀₁₅/MWh liegen, um diese Anforderungen erfüllen zu können.

Diese grundsätzlich sehr ungünstigen energiewirtschaftlichen Randbedingungen bleiben auch bei einer Variation der Investitionskosten, der jährlichen betrieblichen Aufwendungen oder der Inflationsrate bestehen. Insbesondere unter Berücksichtigung einer plausibel argumentierbaren Strompreisentwicklung lässt sich zumindest bei einer Inbetriebnahme vor 2030 kein positiver Business Case für das Murkraftwerk Graz ableiten.

Abb. 7: DCF- und Cash Flow-Analyse Murkraftwerk Graz (Basisannahmen)



Quelle: eigene Berechnung

Tabelle 2: Cash-Flow-Analyse Murkraftwerk Graz (Zinssatz 6,5%)

Jahr	Investition		Betrieb/Wartung, NNE/SDLE		Strompreis Baseload		Erlöse	Cash Flow	Diskontier- ungsfaktor	Barwert (DCF)	Kumulierte Barwerte
	[Mio. € ₂₀₁₅]	[Mio. €/a]	[Mio. € ₂₀₁₅]	[Mio. €/a]	[€ ₂₀₁₅ /MWh]	[€/MWh]					
2010	1,00	0,91					-	-0,91	137,0%	-1,24	-1,24
2011	1,00	0,92	-	-			-	-0,92	128,6%	-1,19	-2,43
2012	1,00	0,94	-	-			-	-0,94	120,8%	-1,14	-3,57
2013	1,00	0,96	-	-			-	-0,96	113,4%	-1,09	-4,66
2014	1,00	0,98	-	-			-	-0,98	106,5%	-1,04	-5,70
2015	1,00	1,00	-	-			-	-1,00	100,0%	-1,00	-6,70
2016	1,00	1,02	-	-			-	-1,02	93,9%	-0,96	-7,66
2017	33,67	35,03	-	-			-	-35,03	88,2%	-30,88	-38,54
2018	33,67	35,73	-	-			-	-35,73	82,8%	-29,58	-68,12
2019	33,67	36,44	-	-			-	-36,44	77,7%	-28,33	-96,45
2020			1,16	1,28	40,00	44,16	3,11	1,84	73,0%	1,34	-95,11
2021			1,16	1,30	42,00	47,30	3,33	2,03	68,5%	1,39	-93,71
2022			1,16	1,33	44,00	50,54	3,56	2,23	64,4%	1,44	-92,28
2023			1,16	1,36	46,00	53,90	3,80	2,44	60,4%	1,48	-90,80
2024			1,16	1,38	48,00	57,36	4,04	2,66	56,7%	1,51	-89,29
2025			1,16	1,41	50,00	60,95	4,30	2,89	53,3%	1,54	-87,75
2026			1,16	1,44	52,00	64,66	4,56	3,12	50,0%	1,56	-86,19
2027			1,16	1,47	54,00	68,49	4,83	3,36	47,0%	1,58	-84,61
2028			1,16	1,50	56,00	72,44	5,11	3,61	44,1%	1,59	-83,02
2029			1,16	1,53	58,00	76,53	5,39	3,87	41,4%	1,60	-81,42
2030			1,16	1,56	60,00	80,75	5,69	4,14	38,9%	1,61	-79,81
2031			1,16	1,59	61,00	83,74	5,90	4,31	36,5%	1,58	-78,24
2032			1,16	1,62	62,00	86,81	6,12	4,50	34,3%	1,54	-76,69
2033			1,16	1,65	63,00	89,98	6,34	4,69	32,2%	1,51	-75,18
2034			1,16	1,69	64,00	93,24	6,57	4,89	30,2%	1,48	-73,71
2035			1,16	1,72	65,00	96,59	6,81	5,09	28,4%	1,44	-72,26
2036			1,16	1,75	66,00	100,03	7,05	5,30	26,6%	1,41	-70,85
2037			1,16	1,79	67,00	103,58	7,30	5,51	25,0%	1,38	-69,47
2038			1,16	1,82	68,00	107,23	7,56	5,73	23,5%	1,35	-68,12
2039			1,16	1,86	69,00	110,98	7,82	5,96	22,1%	1,32	-66,81
2040			1,16	1,90	70,00	114,84	8,10	6,20	20,7%	1,28	-65,52
2041			1,16	1,94	70,00	117,14	8,26	6,32	19,4%	1,23	-64,29
2042			1,16	1,97	70,00	119,48	8,42	6,45	18,3%	1,18	-63,12
2043			1,16	2,01	70,00	121,87	8,59	6,58	17,1%	1,13	-61,99
2044			1,16	2,05	70,00	124,31	8,76	6,71	16,1%	1,08	-60,91
2045			1,16	2,10	70,00	126,80	8,94	6,84	15,1%	1,03	-59,87
2046			1,16	2,14	70,00	129,33	9,12	6,98	14,2%	0,99	-58,88
2047			1,16	2,18	70,00	131,92	9,30	7,12	13,3%	0,95	-57,93
2048			1,16	2,22	70,00	134,56	9,49	7,26	12,5%	0,91	-57,02
2049			1,16	2,27	70,00	137,25	9,67	7,41	11,8%	0,87	-56,15
2050			1,16	2,31	70,00	139,99	9,87	7,55	11,0%	0,83	-55,32
2051			1,16	2,36	70,00	142,79	10,07	7,71	10,4%	0,80	-54,52
2052			1,16	2,41	70,00	145,65	10,27	7,86	9,7%	0,76	-53,76
2053			1,16	2,46	70,00	148,56	10,47	8,02	9,1%	0,73	-53,03
2054			1,16	2,50	70,00	151,53	10,68	8,18	8,6%	0,70	-52,32
2055			1,16	2,55	70,00	154,56	10,90	8,34	8,1%	0,67	-51,65
2056			1,16	2,61	70,00	157,65	11,11	8,51	7,6%	0,64	-51,01
2057			1,16	2,66	70,00	160,81	11,34	8,68	7,1%	0,62	-50,39
2058			1,16	2,71	70,00	164,02	11,56	8,85	6,7%	0,59	-49,80
2059			1,16	2,76	70,00	167,30	11,79	9,03	6,3%	0,57	-49,24
2060			1,16	2,82	70,00	170,65	12,03	9,21	5,9%	0,54	-48,70
2061			1,16	2,88	70,00	174,06	12,27	9,39	5,5%	0,52	-48,18
2062			1,16	2,93	70,00	177,54	12,52	9,58	5,2%	0,50	-47,68
2063			1,16	2,99	70,00	181,09	12,77	9,77	4,9%	0,48	-47,20
2064			1,16	3,05	70,00	184,72	13,02	9,97	4,6%	0,46	-46,75
2065			1,16	3,11	70,00	188,41	13,28	10,17	4,3%	0,44	-46,31
2066			1,16	3,18	70,00	192,18	13,55	10,37	4,0%	0,42	-45,90
2067			1,16	3,24	70,00	196,02	13,82	10,58	3,8%	0,40	-45,49
2068			1,16	3,30	70,00	199,94	14,09	10,79	3,6%	0,38	-45,11
2069			1,16	3,37	70,00	203,94	14,38	11,01	3,3%	0,37	-44,74

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Basis der öffentlich verfügbaren Informationen haben gezeigt, dass für das Murkraftwerk Graz unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Wirtschaftlichkeit nicht dargestellt werden kann. Vor allem auf Grund der hohen spezifischen Investitionskosten von $1,52\text{€}_{2015}/\text{kWh}$ würden Referenzpreise an den Strombörsen von über $85\text{€}_{2015}/\text{MWh}$ erforderlich werden, um das Projekt erfolgreich refinanzieren zu können. Dies ist trotz eines mittelfristig wieder zu erwartenden Anstiegens der Großhandelspreise jedoch ein sehr unwahrscheinliches Szenario.

Die de facto fehlenden wirtschaftlichen Perspektiven des Murkraftwerks Graz sind dabei nicht grundsätzlich ein projektspezifisches Problem, da sich im aktuell ungünstigen Marktumfeld Investitionen in Wasserkraftprojekte generell immer schwerer wirtschaftlich umsetzen lassen. Für das Murkraftwerk Graz sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch besonders ungünstig, da es mit $1,52\text{€}_{2015}/\text{kWh}$ am absoluten oberen Ende eines Benchmarks der spezifischen Investitionskosten von 60 Wasserkraftprojekten in Österreich steht.

Zusätzlich zu diesen für die Energie Steiermark AG und Verbund Hydro Power GmbH bzw. deren Eigentümern relevanten wirtschaftlichen Herausforderungen besteht aus übergeordneter energiewirtschaftlicher Sicht die Herausforderung den weiteren Ausbau der Wasserkraft auf den Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik abzustimmen. Während Wasserkraftwerke mit Speicherfunktion durch die Möglichkeit einer bedarfsorientierten Betriebsweise den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien unterstützen können, entsteht durch den starken Ausbau der PV-Stromerzeugung in Österreich aber insbesondere in

Deutschland zunehmend eine „Konkurrenzsituation“ zwischen der Laufwasserkraft und Photovoltaik. Insofern sollte beim Ausbau der Wasserkraft in Österreich diese Problematik dahingehend berücksichtigt werden, dass ein stärkerer Fokus auf den Ausbau von Wasserkraftwerken mit Speicheroption gelegt wird bzw. reine Laufwasserkraftwerke nur noch dann gebaut werden, wenn diese ausgesprochen günstige wirtschaftliche Kennzahlen aufweisen.

Nicht zuletzt auf Grund der in der Öffentlichkeit bereits laufenden Diskussionen zur Wirtschaftlichkeit des Murkraftwerks Graz, scheint eine transparente Diskussion der Eingangsparameter und Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durch die Projektpartner zumindest mit den politischen EntscheidungsträgerInnen dringend geboten zu sein. Dabei sollte u. a. auch geprüft werden, inwieweit die von den Projektbetreibern unterstellten Szenarios für die weitere Entwicklung der Strompreise und damit der Erlössituation des Murkraftwerks Graz durch einen unabhängigen externen Experten validiert werden können.

In jedem Fall sollte die Bauentscheidung nur dann getroffen werden, wenn eine Wirtschaftlichkeit des Murkraftwerks Graz unter Berücksichtigung sämtlicher Risiken mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten ist. Anderenfalls sollte das Projekt nicht weiter verfolgt und stattdessen alternative Investitionsvorhaben im Strom- und Wärmebereich geprüft werden, die den strategischen energiepolitischen Zielen des Landes Steiermark – nämlich den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Sinne einer zukunftsorientierten, nachhaltigen und leistbaren Energieversorgung weiter auszubauen [22] – besser entsprechen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] **Energie Steiermark AG (2015):** Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2014.
- [2] **Kleine Zeitung (2014):** Estag will die Staustufe retten; Online-Ausgabe 21.01.2014, http://www.kleinezeitung.at/s/steiermark/graz/4120157/Murkraftwerk_Estag-will-die-Staustufe-retten (abgerufen am 9.11.2015).
- [3] **WWF (2014):** Ökomasterplan Stufe III. Studie der Universität für Bodenkultur und e3 consult GmbH, für WWF Österreich.
- [4] **Kost, C. et al (2013):** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Version: November 2013), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- [5] **Konstantin, P. (2009):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.
- [6] **Energie Steiermark AG (2010):** Murkraftwerk Graz - Einreichprojekt zum UVP-Verfahren (Umweltverträglichkeitserklärung).
- [7] **Energie Steiermark AG (2014):** Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2013.
- [8] **Kleine Zeitung (2015):** Wirbel um Kanalbau an der Mur; Online-Ausgabe 3.11.2015, http://www.kleinezeitung.at/s/steiermark/graz/4857215/Graz_Wirbel-um-Kanalbau-an-der-Mur (abgerufen am 6.11.2015).
- [9] **International Energy Agency (IEA) (2010):** Energy Technology Perspectives 2010, IEA, Paris.
- [10] **Verbund AG (2007):** Caring for Future - Verbund Nachhaltigkeitsbericht 2006, Verbund, Wien.
- [11] **Neubarth, J. (2015):** Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen - Überarbeitung und Aktualisierung 2015; Studie im Auftrag der IG Windkraft, Innsbruck.
- [12] **Verbund AG (2015):** Geschäftsbericht 2014.
- [13] **KPMG (2015):** Kapitalkostenstudie 2015, KPMG, Düsseldorf.
- [14] **Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2012):** Genehmigungsbescheid Wasserkraftanlage Murkraftwerk Graz (UVP-Verfahren).
- [15] **Neubarth, J. (2011):** Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Schwerpunktthema in Energie für Deutschland 2011, Weltenergieinstitut Deutschland e. V., Berlin.
- [16] **EnergyBrainpool (2014):** Erhöhung des Erdgaspreises durch Russland würde nur geringen Anstieg der Strompreise für Großhändler und Endkunden bewirken; verfügbar unter <http://www.energy-brainpool.com/news-details/datum/2014/07/31/-erhoehung-des-erdgaspreises-durch-russland-wuerde-nur-geringen-anstieg-der-strompreise-fuer-grosshae.html> (abgerufen am 10.11.2015).
- [17] **Citi Investment Research & Analysis (2012):** German Power Market, Industry Overview vom 30. Mai 2012.
- [18] **Der Standard (2015):** Österreich muss teureren Strom fürchten; Online-Ausgabe 26.6.2015, <http://derstandard.at/2000018039748/Oesterreich-muss-teueren-Strom-fuerchten> (abgerufen am 10.11.2015).
- [19] **Reitz, F. et.al. (2014):** Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten. DIW Wochenbericht 47/2014, Berlin.
- [20] **r2b, HWWI (2014):** Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI).
- [21] **Enervis (2015):** Strompreiseffekt einer Braunkohlereserve, <http://www.enervis.de/de/news-strommarkt/451-strompreiseffekt-einer-braunkohlereserve> (abgerufen am 11.11.2015).
- [22] **Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2009):** Energiestrategie 2025.