

Kostenoptimaler Kraftwerksbetrieb mittels Wasserkraft-spezifischem Benchmarking

Klaus Engels, Christoph Müser, Bernhard Möstl und Clemens Griebel

Abstract

Cost Performance Improvements by Hydropower-specific Benchmarking

European hydropower operators are facing major challenges in today's business environment. Therefore, a thorough understanding of the absolute and relative cost positions of their assets is essential for maintaining competitive advantage.

In this context, a hydropower benchmarking can reveal performance differences regarding operation and maintenance (O&M) costs. Pöyry Management Consulting together with E.ON and other participants developed a customized approach which neutralizes hydropower specific cost drivers by systematically accounting for structural and technical differences of the plants in order to extract real performance gaps only.

The analysis is based on a comprehensive database containing information on more than 20 technical parameters and O&M cost structured into several O&M cost types costs for all 250+ participating plants. A multivariate regression analysis finally selects and weights the appropriate set of cost drivers in order to normalize the respective O&M cost position of every hydropower plant and to make individual cost performances comparable and visible.

The results not only identify indicative performance gaps and pinpoint their possible drivers but also provide insights on cause-effect relationships of O&M costs. In this way a transparent comparison of a wide range of different hydropower plants across Europe could be achieved by combining hydropower expert know-how and statistically proven methods.

Einleitung

Wasserkraft ist die erzeugungsstärkste Technologie unter allen erneuerbaren Energien in ganz Europa und somit eine der wichtigsten Quellen ressourcenschonender und CO₂-armer Stromerzeugung. Daneben leistet sie einen entscheidenden Beitrag zur Integration intermittierender Erzeugung aus anderen erneuerbaren Technologien, indem sie kontinuierlich verfügbar und sehr gut regelbar ist sowie effizient Spitzenlast zur Verfügung stellen kann. Des Weiteren ist sie der einzige regenerative Energieträger mit bedeutendem Zusatznutzen, wie zum Beispiel Hochwasserschutz, Ufersicherung, Speicherung von Energie und dem Ausbau der Wasserstraßen.

Doch wie der gesamte Energiesektor stehen auch europäische Wasserkraftbetreiber im aktuellen Marktumfeld eines liberalisierten Binnenmarktes vor großen Herausforderungen. Insbesondere auf der Einnahmenseite bringen erodierende Marktpreise und zunehmende regulatorische Auflagen sinkende Erlöse mit sich. Nachhaltige Wachstumsmöglichkeiten zur Generierung neuer Einnahmequellen sind dagegen für die kapitalintensive Wasserkraft derzeit nur sehr begrenzt vorhanden, da Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten langfristige Investitionssicherheit und stabile politische Rahmenbedingungen erfordern, denen jedoch staatliche Zusatzlasten, administrative Hemmnisse und eine unsichere Marktentwicklung gegenüberstehen.

Wasserkraftbetreiber können sich zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit somit nicht auf Wachstumsoptionen stützen, sondern sind auf eine permanente Verbesserung ihrer Effizienz angewiesen, welche in erster Linie nur durch Kostenoptimierung erreicht werden kann. Hierfür ist ein umfassendes Verständnis der Kostenstruktur in den Bereichen Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance, O&M) unerlässlich. Aufgrund des sehr hohen Diversifikationsgrads innerhalb des Anlagenportfolios einzelner Wasserkraftbetreiber – sowohl technologisch als auch die regulatorischen Rahmenbedingungen betreffend – reicht es für belastbare Aussagen zur Kosteneffizienz nicht aus, die globalen O&M-Kosten zu betrachten. Die

Kostenpositionen müssen auf Anlagen-ebene analysiert werden. Für einen Effizienzvergleich zur Ableitung von Verbesserungspotenzialen können zudem nicht die absoluten Kosten von Wasserkraftanlagen miteinander verglichen werden, da diese zunächst unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Voraussetzungen verschiedener Anlagen vergleichbar gemacht werden müssen. Erst anschließend können aus den normalisierten Kosten tatsächliche Effizienzunterschiede abgeleitet werden.

Diese Vorarbeit ist zwingend erforderlich, um mithilfe eines Kostenbenchmarkings eine umfassende Analyse der Kostenperformance durchzuführen. Bisher wurden dafür meist einfache kaufmännische ‚Key Performance Indicators‘ (KPIs) wie EUR/MW oder EUR/MWh herangezogen, um Kosten zumindest mit der Anlagengröße zu normalisieren. Jedoch sind diese KPIs für den Vergleich von Wasserkraftwerken nicht zielführend, da sie die oft sehr unterschiedlichen Betriebsbedingungen, technischen Ausstattungen und baulichen Gegebenheiten verschiedener Anlagen unberücksichtigt lassen und – viel wichtiger – installierte Leistung und produzierte Energie für wesentliche Bestandteile der O&M-Kosten von Wasserkraftwerken gar nicht treibend sind (z.B. bei den Anlagenbestandteilen zur Ufersicherung bzw. des Hochwasserschutzes). Zudem führen diese unterschiedlichen technischen und strukturellen Rahmenbedingungen und Anforderungen zwar zu unterschiedlichen O&M-Kosten, können aber durch das Management bzw. die Mitarbeiter nicht oder kaum beeinflusst werden. Gerade deshalb sind diese Parameter aber in eine transparente und faire Beurteilung der Kostenperformance einzubeziehen, um auch umsetzbare Erkenntnisse zu gewinnen. Doch wie muss ein Kostenbenchmarking ausgestaltet sein, um diese Unterschiede zu berücksichtigen und ebenso verlässliche wie belastbare Aussagen über die O&M-Kostenperformance von Wasserkraftanlagen zu erhalten?

Entwicklung und Anwendung der Benchmarking-Methodologie

Grundsätzlich ist anzumerken, dass ein Benchmarking nur ein Baustein unter mehreren zur Performance-Analyse sein kann

Autoren

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Klaus Engels
Vice President Asset Strategy & Governance

Dipl.-Ing. Bernhard Möstl, MBA-HSG
Dipl.-Ing. Clemens Griebel
E.ON Kraftwerke GmbH
Landshut/Deutschland

Dr. rer. soc. oec. Christoph Müser
Managing Director
Pöyry Management Consulting GmbH
Düsseldorf/Deutschland

und indikative Ergebnisse liefert, die der Interpretation bedürfen, weil ein komplexes Geschäft auf eine Kennzahl aggregiert wird, was immer nur mit Unschärfen möglich ist. Daher müssen auch vor der Entwicklung der Benchmarking-Methodologie die gewünschte Reichweite und offensichtliche Grenzen klar abgesteckt werden. So können gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen wie auch der allgemeine technische Zustand des jeweiligen Kraftwerks (Stichwort „wear & tear“) nicht direkt in ein Berechnungsmodell integriert werden, da sie oft nicht quantifizierbar sind oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand erfasst werden können. Weiterhin liegt der Fokus des Benchmarkings rein auf den Ausgaben (Kosten) für Betrieb und Instandhaltung, sodass die Profitabilität der einzelnen Anlagen explizit von der Betrachtung und Erhebung ausgeschlossen wurde. Dahinter steckt die Erwartung, die minimal mögliche Kostenposition zu ermitteln, die im Quervergleich aufzeigbar ist. Eine gewisse „Großzügigkeit“ bei der Umsetzung dieser Kostenziele, um z.B. hohe Erlöse auch nachhaltig zu erhalten, bleibt jedem Betreiber unbenommen. Diese Fragen sollten aber nicht vermischt werden!

Grundsätzlich besteht ein Benchmarking von Erzeugungsanlagen aus drei Schritten, unabhängig von der Art der zu vergleichenden Anlagen:

- Datenerhebung
- Normalisierung
- Vergleich

Hierbei ist sicherzustellen, dass bei mehreren teilnehmenden Unternehmen die Datenbearbeitung unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften erfolgt, was idealerweise ein neutraler Mittler übernimmt. Die einzelnen Schritte werden im Folgenden detailliert erläutert.

Datenerhebung

Im Zuge der Datenerhebung wurden für jedes einzelne Kraftwerk wirtschaftliche und strukturelle Daten gesammelt. Die wirtschaftlichen Daten bilden die Grundlage des Vergleichs der Kostenperformance, wohingegen die strukturellen Daten, sofern kostentreibend, zur Normalisierung der Kostendaten oder zur Interpretation der Ergebnisse dienen. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, sind klare Definitionen der zu erhebenden Daten notwendig. Dies betrifft sowohl die Kostendaten, da diese gegebenenfalls in den einzelnen teilnehmenden Unternehmen in unterschiedlichen Granularitäten und mit unterschiedlichen Bezeichnungen vorliegen, als auch die strukturellen Parameter, da hier landesspezifische Informationen oder gar Begriffsdefinitionen voneinander abweichen können.

So wurde vorbereitend zum Benchmarking gemeinsam mit den einzelnen Teilnehmerunternehmen festgelegt, die O&M-Kostendaten auf Kraftwerksebene gemäß der

Definitionen nach DIN EN 13306 zu erheben. Dies sind in erster Linie die im Benchmarking auf Kraftwerksebene genutzten O&M-Kosten, aufgeteilt in die fünf Kategorien: Operation, Inspection, Routine Maintenance, Repair und Overhaul. Um die Vollständigkeit der Kostendaten zu garantieren, wurden aber auch sonstige Kosten, wie etwa zur Kategorie Modification zugehörige Ausgaben erhoben, um eine versehentliche Zuordnung dieser Kosten zu den anderen fünf für das Benchmarking relevanten Kostenkategorien zu vermeiden. Modification und ähnliche Kostenkategorien, wie nicht jährlich anfallende Kosten für Overhaul, sollten für dieses Benchmarking nicht relevant sein. Sie werden im Wesentlichen durch Großprojekte verursacht, die die regelmäßig anfallenden Kosten einer Jahresscheibe verzerren würden.

Zusätzlich wurden die direkt zuzuordnenden Gemeinkosten mittels passender Schlüssel den einzelnen Kraftwerken und den relevanten Kostenkategorien zugeordnet.

Bei den strukturellen Daten wurden alle potentiell kostentreibenden und nicht-veränderbaren Charakteristika auf Kraftwerksebene erhoben, in Summe mehr als 20 unterschiedliche Parameter, unter anderem geographische Lage, Erstinbetriebnahme, Turbinentyp, installierte Leistung, Nettoerzeugung, technische Komplexität sowie Länge der Dämme und Wehre. Im folgenden Schritt ‚Normalisierung‘ konnte dann mittels statistischer Methoden untersucht werden, welche Parameter sich tatsächlich kostentreibend auf die einzelnen Kostenkategorien auswirken (Tabelle 1).

Auch um die Datenbasis und die Schlüsselung von Kostenpositionen konsistent und vergleichbar zu halten, wurde die Datenerhebung durch einen neutralen externen Koordinator durchgeführt. Dieser war sowohl für die gemeinsam abgestimmte Definition der zu erhebenden Parameter als auch allein für den Aufbau der Benchmarking-Datenbank verantwortlich, um die notwendige Vertraulichkeit zu gewährleisten.

Normalisierung

Ziel des Benchmarks ist der Vergleich der O&M-Kostenperformance. Dies bedeutet, dass die Kosten um die nicht beeinflussbaren Kostentreiber der einzelnen Anlagen und nationale Unterschiede wie zum Beispiel das divergierende Lohnkostenniveau der einzelnen Länder bereinigt werden müssen. Erreicht wurde dies mit dem zweiten Schritt, der sogenannten Normalisierung. Was die Lohnkostenunterschiede betrifft, wurden die erhobenen Personalkostenanteile der einzelnen Kostenkategorien auf Basis der Eurostat-Veröffentlichung zu Arbeitskosten pro Stunde im Industriesektor mittels entsprechender Faktoren geglättet. Die Normalisierung der strukturel-

len Unterschiede der jeweiligen Kraftwerke erfolgte erneut in drei Arbeitsschritten:

Der erste Schritt ist die Identifikation der strukturellen Kostentreiber, der sogenannten „Key Influencing Parameter“ (KIP), die in den folgenden Schritten genutzt werden, um die einzelnen Kostenpositionen der verschiedenen Kategorien zu normalisieren. Dabei sind diese nicht mit den allgemein verwendeten „Key Performance Indicators“ (KPI) zu verwechseln, anhand derer der Erfüllungsgrad wichtiger Zielsetzungen oder kritischer Erfolgsfaktoren innerhalb einer Organisation gemessen wird. Mittels einer multivariaten Regressionsanalyse wurden sämtliche zuvor erhobenen strukturellen Parameter im Hinblick auf die statistische Relevanz des Zusammenhangs zwischen jeweiligem Parameter und den einzelnen fünf Kostenkategorien untersucht. Ausgehend von allen Parametern wurden hierfür in einem Ausschlussverfahren schrittweise jeweils jene strukturellen Parameter eliminiert, die sich anhand des spezifischen p-Werts, einer Kenngröße für die statistische Signifikanz, als statistisch nicht relevant erwiesen. Dabei wurden unterschiedliche Hypothesen wie lineare oder logarithmische Abhängigkeiten sowie Wurzelfunktions-Zusammenhänge zwischen den strukturellen Parametern und den Kostenkategorien untersucht und je nach Ergebnis bestätigt oder verwor-

Tab. 1. Zur Gewährleistung einer Vergleichbarkeit der Kostendaten wurden über 20 strukturelle Parameter ermittelt, von denen die potenziell nicht veränderbaren Kenngrößen zur Normalisierung der Kostenpositionen herangezogen werden, sofern sie kostentreibend sind.

Installierte Leistung
Anzahl und Bauweise der Turbine
Kraftwerksgröße
Technische Komplexität
Länge der Dämme, Wehre und Ufer
Rechengutmenge
Alter der E&M Ausstattung
Anzahl der Verschlussorgane
Anzahl der Anfahrvorgänge pro Jahr
Land
Fluss/Einzugsgebiet
Kraftwerkstyp
Jahr der Erstinbetriebnahme
(Erlösbasierte/energetische) Verfügbarkeit
Nettoerzeugung
Automatisierungslevel
Art der Leitstelle
O&M Strategie
Risikoklasse der Dämme/Wehre
Verfügbarkeit/Qualität der technischen Dokumentation
Reisezeiten der Betriebsmannschaft
Primärregelung

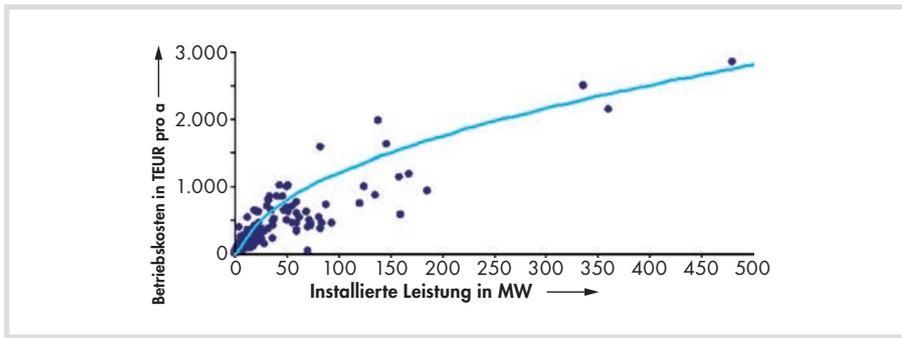


Bild 1. Zur Herleitung der CER-Funktionen wurden die mathematischen Zusammenhänge zwischen statistisch relevanten Kostentreibern (hier: installierte Leistung) und Kosten der jeweiligen Kostenkategorie (hier: Operation) ermittelt.

worfen. Diese Analysen wurden für jede der einzelnen Kostenkategorien solange durchgeführt, bis das maximal mögliche Bestimmtheitsmaß (genutzt wurde der Regressionskoeffizient r^2) erreicht wurde. Mit dieser Methode konnten bis zu sieben statistisch relevante strukturelle Parameter pro Kostenkategorie sowie deren linearer oder Wurzelfunktions-Zusammenhang identifiziert werden.

In einem zweiten Schritt wurde nun der detaillierte Ursache-Wirkung-Zusammenhang zwischen den einzelnen Kostenkategorien und den jeweiligen im ersten Schritt als KIP definierten strukturellen Daten bestimmt. Dieser war in den meisten Fällen linearer Funktionen, vereinzelt auch eine Wurzelfunktion. Das Ergebnis spiegelt sich in den sogenannten CER-Funktionen (Cost Effect Relationship) wider, die den Wirkzusammenhang zwischen KIP und Kostenkategorie allgemein beschreiben, sodass der Kostenbeitrag eines bestimmten strukturellen Parameters (z.B. Länge der Wehre und Dämme) zu einer bestimmten

Kostenkategorie (z.B. Operation) ermittelt werden kann (Bild 1).

Im dritten Schritt wurden die jeweiligen anlagenspezifischen Kosten vergleichbar gemacht. Dazu wurden die relevanten strukturellen Parameter eines Kraftwerks in die allgemeinen CER-Funktionen eingesetzt, um die spezifischen CER-Faktoren zu erhalten. Zusätzlich wurden die CER-Faktoren für den jeweiligen Durchschnittswert eines technischen Parameters berechnet, um den spezifischen CER-Faktor auf das bezüglich dieses Parameters durchschnittliche Kraftwerk zu skalieren. Jede einzelne Kostenkategorie eines Kraftwerks wurde dann mittels des spezifischen skalierten CER-Werts normalisiert. Dabei wurden Werte für jeden einzelnen KIP ermittelt, welche entsprechend gewichtet und aufsummiert den normalisierten Kostenwert für das spezifische Kraftwerk in der jeweiligen Kostenkategorie ergeben.

Die prinzipielle Vorgehensweise der Kostennormalisierung lässt sich am Beispiel der Kostenkategorie „Operation“ vereinfacht folgendermaßen darstellen:

$$NCU_{OP} = \frac{Cost_{OP}}{f(LWD)} \cdot w(LWD) + \dots$$

mit:

NCU_{OP} : Normalisierte Kosten der Kategorie „Operation“ in „Normalized Currency Units“ (NCU)

$Cost_{OP}$: Kraftwerkspezifische Kosten der Kategorie „Operation“

$f(LWD)$: Spezifischer skaliertes CER-Faktor des KIPs „Länge der Wehre und Dämme“ für die Kostenkategorie „Operation“

$w(LWD)$: Gewicht des KIPs „Länge der Wehre und Dämme“ im Vergleich zu anderen KIPs

+ ... : Normalisierungsterme für alle anderen statistisch relevanten KIPs der Kostenkategorie „Operation“ (Bild 2)

Die Normalisierung wurde für jede der fünf Kostenkategorien durchgeführt, sodass als Vergleichsgröße normalisierte und daher ‚fiktive‘ Kosten je Kraftwerk vorlagen, die nun untereinander vergleichbar waren.

Diese normalisierten Kosten dienen als Basis für eine Vielzahl an Auswertungen, die im letzten der drei Arbeitsschritte gemacht wurden, um belastbare und umsetzbare Erkenntnisse aus dem Benchmarking zu gewinnen.

Vergleich/Ergebnisse

Die so normalisierten Kosten aller Kraftwerke im Benchmarking wurden anschließend auf einer Skala von 1 (geringste Kostenperformance) bis 10 (höchste Kostenperformance) einsortiert. Dieses Ranking wurde vereinbarungsgemäß in drei Bereiche eingeteilt: das Top Quartil enthält das Viertel der Kraftwerke mit der höchsten Kostenperformance. Analog befinden sich im Low Quartil diejenigen 25 % Kraftwerke, die die geringste Kostenperformance aufweisen. Im Medium-Bereich liegt die Hälfte der Kraftwerke mit mittlerer Kostenperformance.

Die Skala von 1 bis 10 und auch die Zielsetzung, dass das Top Quartil den Maßstab bildet, sind unter den Teilnehmern verabredet worden. Die Benchmarking-Methodik ist auch mit jeder anderen Skalierung und Zielsetzung verwendbar.

Dem ursprünglichen Ziel des Kostenvergleichs entsprechend wurden die Benchmarking-Ergebnisse in erster Linie genutzt, um den einzelnen Unternehmen einen Blick auf die Kostenperformance ihrer gesamten Kraftwerksflotte oder von Teilen davon im Quervergleich aufzuzeigen. Die Ergebnisse wurden auf Kraftwerksebene, d.h. für jedes einzelne Kraftwerk, detailliert ausgewertet und beinhalten neben einer Darstellung der Eingangsdaten auch

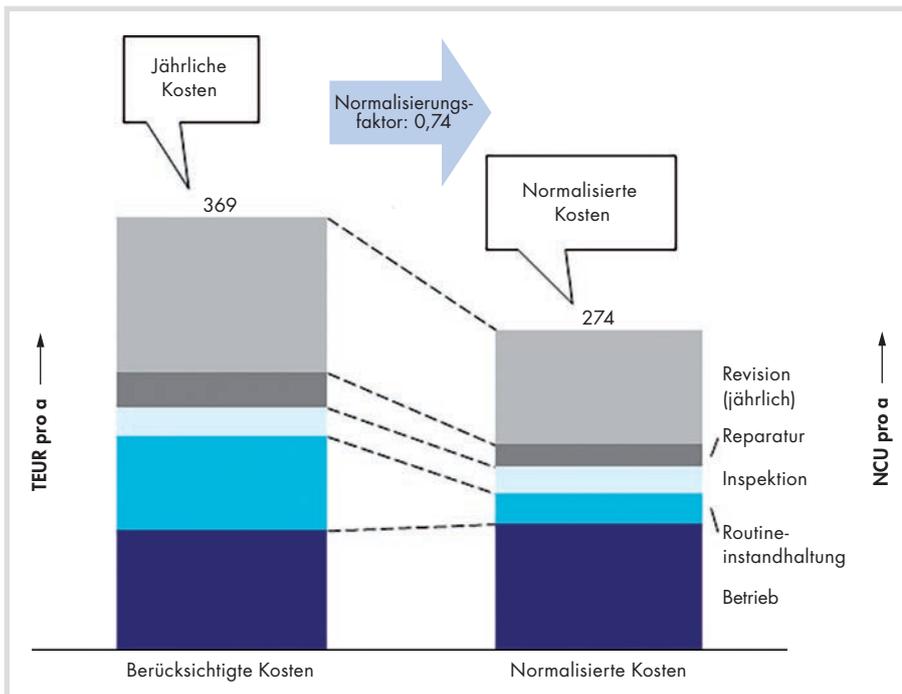


Bild 2. Die Normalisierung der kraftwerkspezifischen Kosten erfolgt mittels skaliertes CER-Faktoren und der Gewichte einzelner Kostentreiber für jede Kostenkategorie separat.

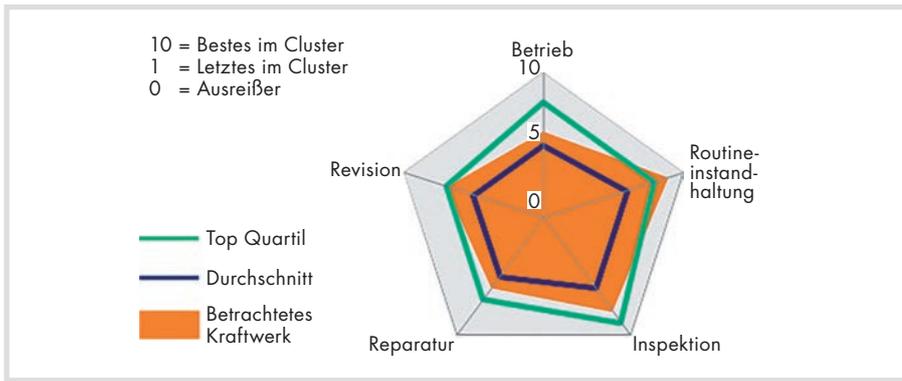


Bild 3. Nach der Normalisierung kann die relative Kostenperformance im Vergleich zur Gesamtheit aller teilnehmenden Kraftwerke für die fünf Kostenkategorien einzeln ermittelt werden.

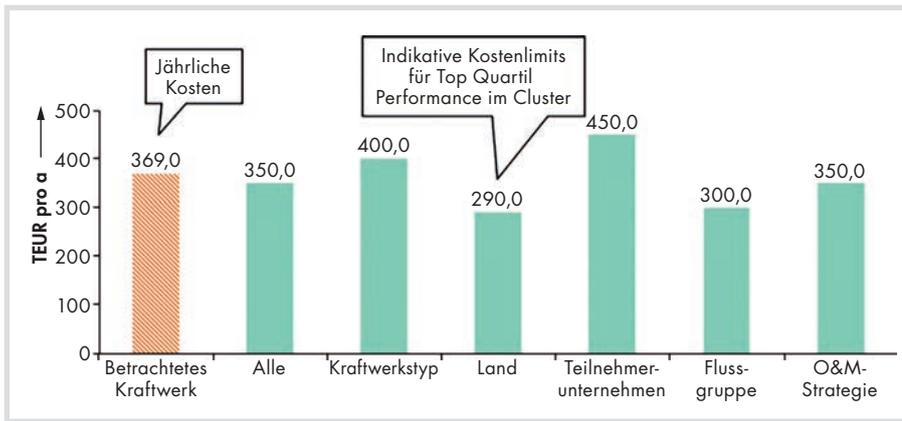


Bild 4. Die kraftwerksspezifischen Benchmarking-Ergebnisse können auf verschiedene Weise ausgewertet und dargestellt werden. Hier: indicative Kostenlimits, um innerhalb verschiedener Cluster Top-Quartil Performance zu erreichen.

die spezifischen Resultate aus der Normalisierung, wobei die Kraftwerke je nach Abschneiden entweder dem Low, Medium oder Top Quartil zugeordnet wurden. Die Performance des einzelnen Kraftwerks wurde sowohl im Gesamtbenchmark als auch innerhalb unterschiedlicher Cluster, wie etwa im Vergleich zu Kraftwerken des gleichen Typs (Laufwasser, Speicher oder Pumpspeicher) oder innerhalb (Bewertungsgrenze) einer Flussgruppe, eines Unternehmens oder Landes ausgewertet.

Darauf aufbauend konnte anhand der normalisierten Kostenpositionen auch die in reale Kosten ‚zurücknormalisierte‘ indicative Kostendifferenz eines Kraftwerks im Vergleich zum gerade noch im Top Quartil befindlichen Kraftwerk des jeweiligen Clusters berechnet werden. Diese Kostendifferenz kann sowohl positiv sein bei einem Top Quartil Kraftwerk, als auch negativ bei einem Kraftwerk, das im Low Quartil oder Medium-Bereich liegt. Die Auswertung wurde neben einer Betrachtung der gesamten O&M-Kosten zusätzlich für die einzelnen Kostenkategorien durchgeführt, um genauere Analysen möglicher Performancelücken anstellen zu können (Bild 3).

Idealerweise werden die Ergebnisse einzelner Kraftwerke aber innerhalb einer Management-Einheit (z.B. Flussgruppe) aufsummiert, sodass sich positive und

negative indicative Performancelücken kompensieren und nur das saldierte Ergebnis verwendet wird. Damit lassen sich Datenungenauigkeiten bei der Kostenallokation zu einzelnen Wasserkraftwerken ausgleichen, und der Handlungsspielraum innerhalb der Management-Einheit, Verbesserungspotenziale zu heben, ist größer, wenn die Maßnahmen nicht auf einzelne Kraftwerke bezogen erfolgen müssen (Bild 4).

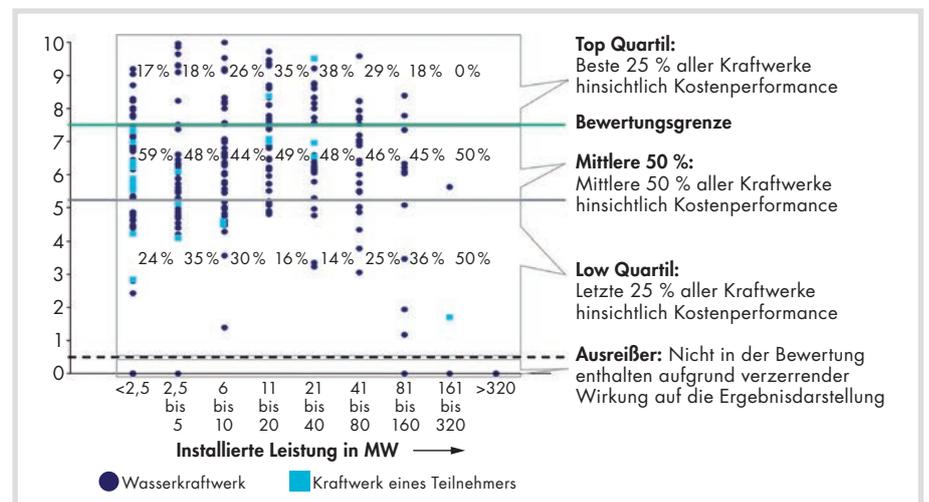


Bild 5. Darstellung der Benchmarking-Ergebnisse nach installierter Leistung unter Einbeziehung aller teilnehmenden Kraftwerke.

Bei der Darstellung der Eingangsdaten sowie der spezifischen Ergebnisse aus dem Benchmarking waren sowohl die Aufteilung der individuellen Kraftwerke (nach Management-Einheit, installierter Leistung, geographischer Lage, etc.) als auch der zu vergleichenden Grundgesamtheit je nach Zielgruppe der Ergebnisberichte anpassbar. So konnten zum Beispiel alle Laufwasserkraftwerke des jeweiligen Teilnehmerunternehmens mit allen anderen Laufwasserkraftwerken im Benchmark verglichen werden oder etwa alle Laufwasserkraftwerke eines Teilnehmers mit allen anderen Kraftwerken im selben Land, ohne dass die Daten der Wettbewerber zuzuordnen waren (Bild 5).

Schlussfolgerung

Pöyry Management Consulting hat gemeinsam mit E.ON und anderen europäischen Wasserkraftwerksbetreibern einen maßgeschneiderten Ansatz entwickelt, der strukturelle und technische Besonderheiten von Wasserkraftanlagen berücksichtigt, indem wasserkraftspezifische Kostentreiber gezielt in die Bewertung einbezogen wurden. Die Methodologie basiert auf einer umfassenden Datenbank mit harmonisierten Informationen über mehr als 20 ‚Key Influencing Parameters‘ (KIPs) sowie O&M-Kosten in diversen O&M-Kostenarten für alle mehr als 250 teilnehmende Anlagen. Mittels einer multivariaten Regressionsanalyse wurden die relevanten KIPs ausgewählt und gewichtet, um die individuellen O&M-Kosten für jedes Wasserkraftwerk zu normalisieren und die Kostenperformance vergleichbar und transparent zu machen.

Die teilnehmenden Unternehmen profitieren von dem neuartigen Ansatz in mehrfacher Hinsicht. Ein Vorteil ergibt sich schon aus den Vorbereitungsarbeiten, da bei der Schaffung einer Datenbank für das eigentliche Benchmarking mit strukturellen Parametern sowie absoluten Kostendaten unter Berücksichtigung verschiedener

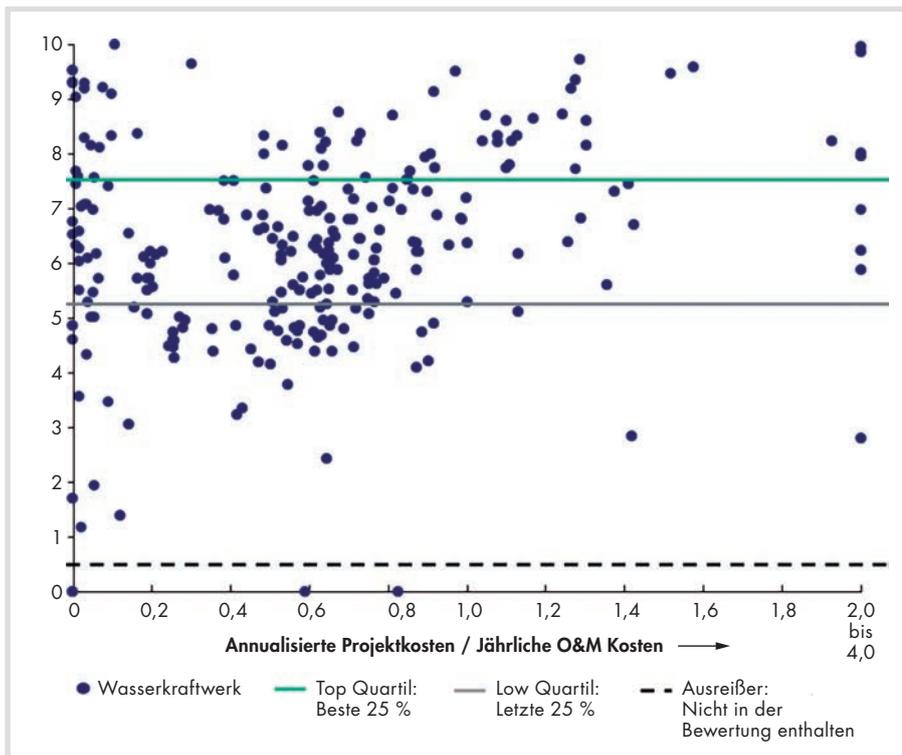


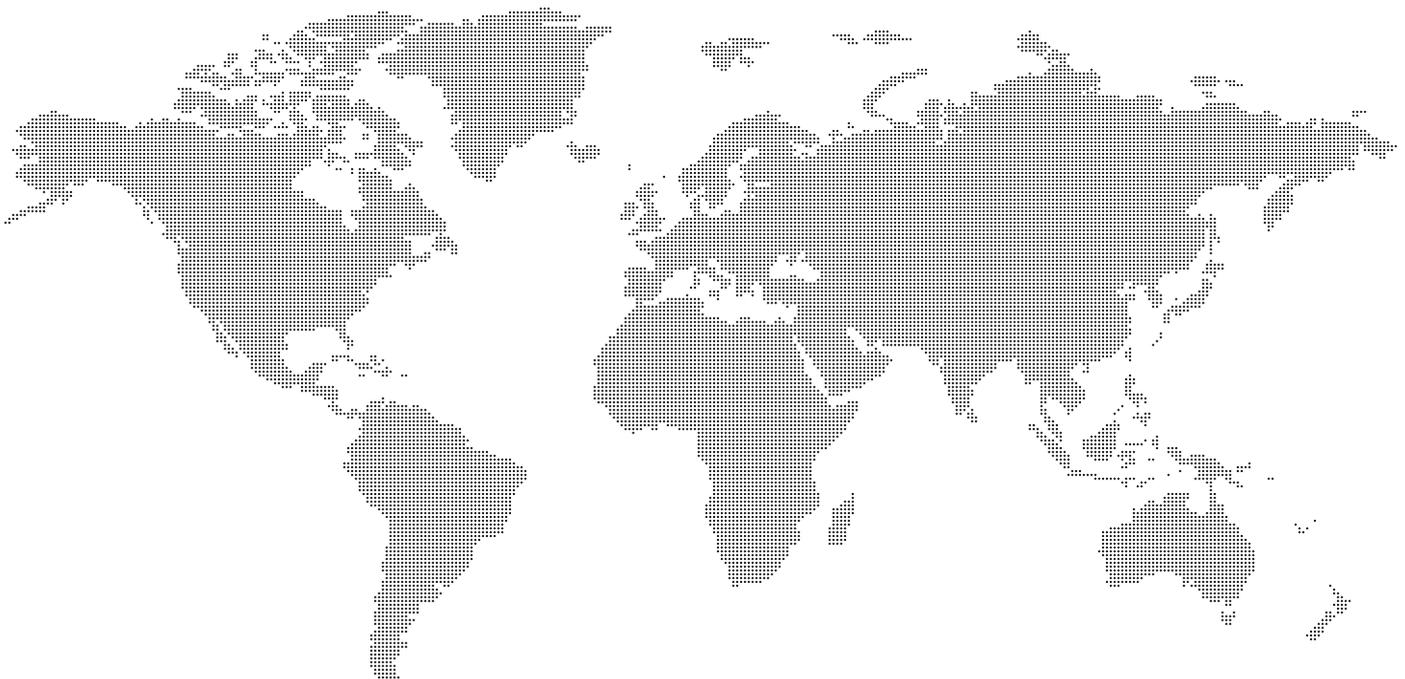
Bild 6. Kraftwerke mit höheren annualisierten Projektkosten in Relation zu den jährlichen O&M-Kosten zeigen eine Tendenz zu besserer Kostenperformance, jedoch auf nicht-signifikantem Niveau.

Kostenkategorien und -zuordnungen maximale Transparenz geschaffen wird. So ergeben sich zwangsläufig ein umfassendes und detailliertes Bild aller Fakten des Anlagenportfolios und ein vollständiger Überblick über die eigene O&M-Kostenstruktur. Während der Benchmarking-Prozess Einblicke in Ursache-Wirkung-Zusammenhänge der O&M-Kosten gewährt, können anhand der

normalisierten Kosten Performanceunterschiede ermittelt werden und mögliche Verbesserungsfelder identifiziert werden. Nicht zuletzt können durch die Aussagen über indikative Kostenziele für eine Top Quartil Kostenperformance für Kraftwerke und auch Kraftwerksgruppen sowie in Bezug auf die Kostenkategorien konkrete Verbesserungsmaßnahmen abgeleitet werden.

Auch über den reinen Kostenvergleich hinausgehende Analysen wurden angestellt, um konkrete Erklärungen für Performance-Unterschiede anzugeben. Besonders bedeutend ist dabei der Zusammenhang zwischen den regelmäßig anfallenden Kostenarten, die Gegenstand des Benchmarkings waren, und denen, die aus dem hier nicht betrachteten Projektgeschäft stammen. Hierbei zeigte sich beispielsweise, dass Wasserkraftwerksbetreiber mit leicht höheren Aufwendungen bei den Projektbudgets tendenziell eine bessere O&M-Kostenperformance aufwiesen. Dies könnte damit erklärt werden, dass diese Betreiber sich bei den regelmäßig wiederkehrenden Betriebs- und Instandhaltungstätigkeiten auf das absolute Minimum beschränken und vermehrt mit konkreten Projekten den Risiken gezielter begegnen (Bild 6).

In Summe wurde ein transparenter Vergleich einer Vielzahl verschiedener Wasserkraftwerke in ganz Europa durch die Kombination aus bewährten statistischen Methoden und tiefgreifendem Experten-Know-how erreicht. Die Ergebnisse tragen dazu bei, Wasserkraftbetreibern die Wettbewerbsfähigkeit einer nachhaltigen Stromerzeugung aus Wasserkraft auch vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen zu erhalten bzw. diese auszubauen. Pöyry und E.ON laden interessierte Betreiber von Wasserkraftwerken zur Diskussion und Weiterentwicklung der Methodik ein, um „Best-Practices Sharing“ und Performancesteigerungen in der Wasserkraftbranche weiter voranzutreiben. |



VGB | P O W E R T E C H

International Journal for Electricity and Heat Generation



Please copy >>> fill in and return by mail or fax

Yes, I would like order a subscription of VGB PowerTech.

The current price is Euro 275.- plus postage and VAT.

Unless terminated with a notice period of one month to the end of the year, this subscription will be extended for a further year in each case.

Name, First Name

Street

Postal Code City Country

Phone/Fax

Date 1st Signature

Cancellation: This order may be cancelled within 14 days. A notice must be sent to VGB PowerTech Service GmbH within this period. The deadline will be observed by due mailing. I agree to the terms with my 2nd signature.

Date 2nd Signature

Return by fax to

VGB PowerTech Service GmbH
Fax No. +49 201 8128-302

or access our on-line shop at www.vgb.org | MEDIA | SHOP.

VGB | P O W E R T E C H

**VGB PowerTech DVD 1990 bis 2014:
25 Jahrgänge geballtes Wissen rund um
die Strom- und Wärmeerzeugung
Mehr als 25.000 Seiten
Daten, Fakten und Kompetenz**

Bestellen Sie unter www.vgb.org > shop



**Jetzt auch als
Jahres-CD 2014
mit allen Ausgaben
der VGB PowerTech
des Jahres: nur 98,- €**

© Sergey Nivens - Fotolia



PowerTech-CD/DVD!

Kontakt: Gregaro Scharpey
Tel: +49 201 8128-200
mark@vgb.org | www.vgb.org

**Ausgabe 2014: Mehr als 1.100 Seiten Daten, Fakten und Kompetenz
aus der internationalen Fachzeitschrift VGB PowerTech**

(einschließlich Recherchefunktion über alle Dokumente)

Bruttopreis 98,- Euro incl. 19 % MWSt. + 5,90 Euro Versand (Deutschland) / 19,90 Euro (Europa)