

Schlussbericht
2. Dezember 2014

Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen und Vorstudien

Auftraggeber

EnergieSchweiz, 3003 Bern

TP Nr.: 8100208, BFE Bestell Nr: 810001357, Vertrag Nr.: SI/401181-01

Auftragnehmer

Skat Consulting AG, Vadianstrasse 42, St. Gallen, www.skat.ch

Autoren

Martin Bölli, 071 228 54 50, martin.boelli@skat.ch

Dr. Hedi Feibel, 071 228 54 54, hedi.feibel@skat.ch

Begleitperson

Rita Kobler, Bundesamt für Energie BFE

Guido Federer, Bundesamt für Energie BFE

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt. Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

EnergieSchweiz

Bundesamt für Energie BFE; Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: 3003 Bern

Tel. 058 462 56 11, Fax 058 463 25 00; contact@bfe.admin.ch; www.energie-schweiz.ch

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Durchgeführte Arbeiten und Resultate	4
3	Datenerhebung	4
3.1	Administrative Projektangaben	5
3.2	Allgemeine Angaben zum geplanten Kraftwerk	6
3.3	Hydrologische Kennwerte	7
3.4	Technische Auslegung des Kraftwerksprojekts	9
3.5	Leistungsdaten	10
3.6	Investitionskosten	10
3.7	Betriebs- und Unterhaltskosten	12
3.8	Jahreskosten	12
3.9	Kennwerte / Ansätze	12
3.10	Amortisationsperiode	13
4	Verwendung der Daten in Microsoft Excel	14
5	Auswertungen	14
5.1	Berechnete Kennzahlen	14
5.1.1	Berechnung der Gestehungskosten mit einheitlichen Parametern	14
5.1.2	Vollaststunden	14
5.1.3	Leistungsverluste	15
5.1.4	Gesamtwirkungsgrad	15
5.1.5	Spezifische Investitionskosten	15
5.1.6	Kostenanteil für Betrieb und Unterhalt	16
5.1.7	Kostenanteil Elektro-Mechanik	16
5.1.8	Kostenanteil Druckleitung und Kanal	16
5.1.9	Kostenanteil Bau	16
5.1.10	Kostenanteil Planung, Bewilligung, etc.	16
5.1.11	Jahreskosten: Anteil der Kosten für Betrieb und Unterhalt an den Jahreskosten	17
5.2	Grafische Auswertungen	17
5.2.1	Gestehungskosten, in Abhängigkeit der Anschlussleistung	17
5.2.2	Gestehungskosten, in Abhängigkeit der Fallhöhe	18
5.2.3	Abhängigkeit der Investitions-Kostenanteile von der Fallhöhe	18

1 Einleitung

Das Programm Kleinwasserkraftwerke von EnergieSchweiz hat in den vergangenen Jahren über 600 Studien (Grobanalysen und Vorstudien) zu potenziellen Kleinwasserkraftwerken unterstützt.

Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden nun die Kostenstruktur und weitere Daten der in den Studien untersuchten Kleinwasserkraftwerksprojekte erfasst und in einer Excel-Tabelle zusammengefasst. Die Excel-Tabelle erlaubt eine relativ einfache Auswertung sämtlicher Grobanalysen. Erste beispielhafte Analysen wurden in diesem Bericht vorgenommen.

2 Durchgeführte Arbeiten und Resultate

Im Rahmen des Projektes wurden Kleinwasserkraft-Studien untersucht, welche in der Vergangenheit durch das Bundesamt für Energie unterstützt wurden. Einige dieser Studien stammen noch aus den 90-er Jahren. Von diesen und auch einigen wenigen neueren Studien sind leider keine elektronischen Daten verfügbar. Diese Berichte wurden vor einigen Jahren an das BFE übergeben, und die Auswertung dieser scheint zu umständlich und aufgrund des Alters nicht mehr von grossem Interesse.

Insgesamt

- Anzahl untersuchter Standorte: 655
- Kein Bericht mehr vorhanden: 133
- Ausgewertete Berichte: 522

Die Kriterien zur Untersuchung der Berichte wurden anlässlich der Sitzung vom 28.02.2015 in Ittigen gemeinsam mit dem BFE bestimmt.

3 Datenerhebung

Die Daten der Projekte wurden in einer Excel-Datei erfasst, welche dem BFE separat zugestellt wurde. Die Daten in der Excel-Datei sollen vertraulich behandelt werden, da sie nur dank erheblicher Eigenleistungen der Auftragnehmer erarbeitet werden konnten.

Folgende Daten wurden dabei aus den Berichten extrahiert:

- Administrative Projektangaben
- Allgemeine Angaben zum geplanten Kraftwerk
- Hydrologische Daten
- Technische Auslegung des Kraftwerksprojektes
- Leistungsdaten
- Investitionskosten
- Betriebs- und Unterhaltskosten
- Jahreskosten
- Kennwerte / Ansätze
- Amortisationsperioden

Wichtig: Sämtliche Daten wurden in einem sehr frühen Projektstadium erarbeitet. Sie dienen dazu, einen Entscheid zu ermöglichen, ob das betreffende Projekt weiterverfolgt oder abgebrochen werden soll. Es handelt sich also ausschliesslich um Schätzungen, welche durch erfahrene Experten vorgenommen wurden.

Die effektiven Kosten können deutlich abweichen.

3.1 Administrative Projektangaben

- *A - Kraftwerks-Code oder Projekt-Kurzname¹:*

Code des Programms Kleinwasserkraftwerke für den Projektstandort, welcher in der Regel von der Standortgemeinde der Zentrale, dem Gewässer und der Anlagenart abgeleitet wird.

- *B - # Studie:*

Nummerierung der vorhandenen Projektstandorte, beginnend bei den ältesten Projekten. Einzelne Nummern fehlen, wenn der Standort beispielsweise zuerst mittels Grobanalyse, und danach mittels einer Vorstudie untersucht wurde. Erst kürzlich untersuchte Standorte erhielten keine Nummer mehr.

- *C - Bericht verfügbar:*

- *Nein:* wenn der Bericht nicht gefunden werden konnte (133 Fälle). Es ist davon auszugehen, dass der Bericht nur in gedruckter Form abgegeben wurde und dieser an das BFE zur Archivierung übergeben wurde. Bei diesen Projekten konnten keine detaillierteren Daten mehr erhoben werden.
- *Softcopy:* wenn eine elektronische Version des Berichtes verfügbar ist. Dies war bei 522 Standorten der Fall.

- *D - Bericht zuletzt bearbeitet wann / wer:*

Diese Spalte ist nur für die Datenerfassung in der Excel-Tabelle von Bedeutung, damit allfällige Korrekturen einzelner Bearbeiter nachvollzogen werden können.

- *E - Projekttitel / Name der Anlage:*

Projektname, wie er vom Gesuchsteller verwendet wurde

- *F – Budget Jahr:*

Angabe des Budgetjahres, über welches die Studie finanziert wurde (sofern bekannt).

- *G – Betreiber (oder Gesuchsteller):*

Angabe des potentiellen zukünftigen Betreibers, beziehungsweise des Gesuchstellers der den Unterstützungsbeitrag für die Studie erhielt.

- *H – Auftragnehmer / Ingenieur:*

Beauftragter, welcher die Studie (hauptverantwortlich) erstellt hat. Insgesamt waren über 100 verschiedene Auftragnehmer (bzw. Kombinationen verschiedener Büros/Ingenieure) beauftragt worden.

¹ der Buchstabe gibt die Spalte der Excel-Datei an

- *I – Gewässer:*
Name des Gewässers, Reservoir oder Quelle, von welchem das zu turbinierende Wasser stammt.
- *J – Ortschaft(en):*
Gemeinde, in welcher das Projekt umgesetzt werden soll, beziehungsweise die Standortgemeinde der Zentrale
- *K – Kanton(e):*
Kanton, in welchem sich die Anlage befindet. Die meisten Studien wurden in den Kantonen Bern (97), Wallis (83), Graubünden (68), St. Gallen (59), Waadt (53) und Tessin (44) durchgeführt.
- *L / M – Koordinaten: Koordinaten der Zentrale, wenn bekannt. Falls der Standort bekannt ist, jedoch die Koordinaten nicht im Bericht angegeben sind, wurde „KML“ eingetragen. Dies bedeutet, dass der Zentralenstandort mithilfe der dem BFE zugestellten KML-Datei und Google Earth einfach bestimmt werden kann.*

3.2 Allgemeine Angaben zum geplanten Kraftwerk

- *N – Kraftwerkstyp:*
Unterscheidung in
 - *Abwasserkraftwerk (insgesamt 8 Standorte):* Turbinierung von gereinigtem oder ungereinigtem Abwasser
 - *Ausleitkraftwerk (185 Standorte):* Das Wasser wird einem Fluss entnommen und weiter flussabwärts diesem wieder zurückgegeben. Die Strecke zwischen Entnahme und Rückleitung wird als Restwasserstrecke bezeichnet.
 - *Beschneigung (4 Standorte):* Nebennutzungsanlage, welche eine für die Beschneigung vorgesehene Infrastruktur nutzt
 - *Dotierkraftwerk (3 Standorte):* Nebennutzung. Turbinierung des Restwassers direkt am Wehr, welches das Wasser für das Hauptkraftwerk ausleitet
 - *Durchlaufkraftwerk (55 Standorte):* Turbinierung von Wasser direkt im Fluss, das heisst ohne eigentliche Restwasserstrecke
 - *Nebennutzung (8 Standorte):* Anderes Nebennutzungskraftwerk (nicht weiter definiert)
 - *Trinkwasserkraftwerk (333 Standorte):* Turbinierung von Trinkwasser oder Überlaufwasser in Trinkwasserversorgungssystemen
 - *Tunnelwasser (3 Standorte):* Nebennutzung von Wasser, welches innerhalb von Tunnels gefasst wird
 - *Wasserrad (3 Standorte):* historisches Wasserrad
 - *Wässerwasser (9 Standorte):* Nebennutzungsanlage, welche Bewässerungswasser zur Turbinierung verwendet
- *O – Neubau, Erneuerung / Erweiterung:*
Die Einteilung erfolgte auf Basis der Daten im Gesuchsformular (ausgefüllt durch den Gesuchsteller) und ist nicht durchgängig konsistent. Viele Neubauten sind bspw. eher als Reaktivierungen zu betrachten. Bei 22% sind keine Angaben gemacht worden.

- *Erneuerung (46 Standorte / 7%)*: Modernisierung eines bestehenden Kraftwerks, ohne Anpassung des bestehenden Wassernutzungsrechtes (gleiche Fallhöhe und Ausbauwassermenge)
 - *Erweiterung (22 Standorte / 3%)*: Modernisierung eines bestehenden Kraftwerks, inklusive Erhöhung der nutzbaren Fallhöhe und/oder der Ausbauwassermenge
 - *Neubau (379 Standorte / 58%)*: Neubau an einem bis anhin nicht genutzten Standort.
 - *Reaktivierung (63 Standorte / 10%)*: Reaktivierung eines früher genutzten Standortes, bei welchem die Nutzung zwischenzeitlich aufgegeben wurde.
- *P – Turbinentyp*:
Angabe der vom Autor empfohlenen Turbine. Unterschieden wurden folgende Typen:
 - Axialturbinen (Kaplan- oder Propellerturbine, nicht weiter spezifiziert, 6 Standorte),
 - Durchströmturbinen (auch Banki- oder Ossberger-Turbine, 24 Standorte),
 - Francis-Turbinen (28 Standorte),
 - Kaplan-Turbinen (inkl. Rohr- und Siphonturbinen, 61 Standorte)
 - Pelton-Turbinen (267 Standorte)
 - Reverspumpe (16 Standorte)
 - Wasserkraftschnecke (12 Standorte)
 - Wasserrad (inkl. Staudruckmaschine, 8 Standorte)
 - Wasserwirbel (2 Standorte)
 - *Q – Wasserrecht*:
Unterscheidung, ob eine Konzession vorhanden und gültig ist oder neu beantragt werden muss, ein ehehaftes Wasserrecht vorliegt oder vielleicht – aufgrund einer Nebennutzung – gar kein Wassernutzungsrecht erforderlich ist. Aufgrund der kantonal unterschiedlichen rechtlichen Situation gibt es zudem noch diverse Mischformen. Die wichtigsten rechtlichen Ausgangssituationen sind
 - An 35 Standorten sind ehehafte Wasserrechte involviert
 - An 31 Standorten ist bereits eine Konzession vorhanden
 - 113 Standorte erfordern eine Neukonzessionierung
 - 205 Standorte benötigen keine Konzession (bspw. Nebennutzungen)
 - *R – Restlaufzeit Wasserrecht*:
Gültigkeitsdauer einer allenfalls bestehenden Konzession, sofern im Bericht angegeben. Die am längsten gültigen Wasserrechte (nebst den ehehaften Wasserrechten und den unbefristeten Konzessionen) laufen bis ins Jahr 2077.

3.3 Hydrologische Kennwerte

Die Daten beziehen sich auf den Standort der Fassung, sofern dieser angegeben wurde. Da in vielen Fällen allerdings der Standort des Krafthauses mit Koordinaten spezifiziert ist, wurden in diesen Fällen - der Einfachheit halber - die hydrologischen Kennwerte auf den Krafthausstandort bezogen, auch wenn dies nicht ganz korrekt ist. Bei Nebennutzungen (Trink- und Abwasserkraftwerke, etc.) wurden die hydrologischen Daten in der Regel nicht untersucht.

Für die Ermittlung der hydrologischen Kennwerte wurde mit dem Gewässerinformationssystem Schweiz (GEWISS²) gearbeitet. Für den Fall, dass die Kennwerte nicht exakt für den gewünschten Punkt zur Verfügung standen, wurde der im GEWISS nächstmögliche Punkt flussaufwärts oder flussabwärts gewählt. Dies ist dann daran zu erkennen, dass die im Bericht angegebene Grösse des Einzugsgebiets (Spalte S) nicht exakt mit der Grösse des „GEWISS-Einzugsgebietes“ in Spalte V übereinstimmt.

Da das verfügbare „GEWISS- Einzugsgebiet“ (mit Einzugsgebietsparametern) nicht immer mit dem für den jeweiligen Wasserkraftstandort relevanten Einzugsgebiet übereinstimmt, gibt es auch entsprechend Differenzen zwischen „minimaler Höhe im Einzugsgebiet“ (Spalte Y) und „Höhe der Fassung“ (Spalte Z). Vor allem bei sehr kleinen steilen Einzugsgebieten, sind hier entsprechend grosse Höhendifferenzen möglich. Entscheidend für die Charakteristik des Einzugsgebietes ist jedoch die Gesamtgrösse, die mittlere und maximale Höhe und die Vergletscherung, da diese entscheidend für die Bestimmung des hydrologischen Regimes sind.

Folgende Kennwerte sind in der Tabelle erfasst:

- *S – Fläche Einzugsgebiet:*
Angabe des Einzugsgebiets in km² (wie in Bericht angegeben, oder geschätzt)
- *T – Vergletscherung:*
Anteil Gletscherfläche im Einzugsgebiet (aus GEWISS)
- *U – Abflussregime:*
Über GEWISS ermittelt: Das Abflussregime eines Einzugsgebietes wird über die Pardé-Koeffizienten beschrieben, die als Quotienten aus Monats- und Jahresabfluss definiert sind. Aus der Anzahl der Maxima und Minima im mittleren Regimeverlauf ergeben sich 3 Grundtypen (alpines, mittelländisch-jurassisches und südalpines Regime), die wiederum in insgesamt 16 Regimetypen (nach Aschwanden und Weingartner) unterteilt werden. Welcher Typ vorliegt ergibt sich neben der räumlichen Einordnung (Region, Flusseinzugsgebiet Rhein, Aare, Rhone, Inn) aus arealer Vergletscherung und mittlerer Einzugsgebietshöhe). Die Kenntnis des Regimetyps vermittelt gute Einblicke in das Abflussverhalten.
- *V – Gewässer, Einzugsgebietsgrösse:*
Flussname und Grösse des Einzugsgebietes, wie in GEWISS spezifiziert (kann von Einzugsgebietsgrösse an Fassung abweichen (siehe Erklärung oben). Das Regime (Spalte U) bezieht sich auf dieses Einzugsgebiet (Spalte V).
- *W – Mittlere Höhe Einzugsgebiet m.ü.M.*
wie im GEWISS spezifiziert
- *X – Maximale Höhe im Einzugsgebiet m.ü.M.*
wie im GEWISS spezifiziert
- *Y – Minimale Höhe im Einzugsgebiet m.ü.M.*
wie im GEWISS spezifiziert

Die am häufigsten vertretenen Regime sind Regime 10 / pluvial inférieur (46), Regime 6 / nival alpin (44), Regime 8 / nivo-pluvial préalpin (43) und Regime 12 / pluvial jurassien (43). Im Mittel

² <http://www.bafu.admin.ch/hydrologie/01835/02114/02116/index.html?lang=de>

haben die erfassten Einzugsgebiete eine Grösse von 225 km² mit 10 % Vergletscherung, eine maximale Höhe von 1'990 m einer mittlere Höhe von 1'240 m und einer minimale Höhe von 660 m. Hierbei handelt es sich lediglich um statistische Mittelwerte, die keine Aussage über die Verteilung der jeweiligen Kennwerte treffen.

3.4 Technische Auslegung des Kraftwerksprojekts

- *Z – Höhe Fassung m.ü.M.*

Die Höhe des Oberwasserspiegels oder der Fassung.

- Diese liegen zwischen 185 und 2'657 m.ü.M. Die mittlere Höhe der Fassung beträgt 1088 m.ü.M., der Median-Wert liegt bei 1'000 m.ü.M.

- *AA – Höhe Rückgabe m.ü.M.*

Die Höhe des Unterwasserspiegels, oder des Ortes der Rückführung in das Herkunftsgewässer.

- Der Ort der Rückgabe liegt zwischen 246 m.ü.M und 2'181 m.ü.M. Die mittlere Höhe der Rückgabe liegt bei 890 m.ü.M., der Median-Wert liegt bei 780 m.ü.M.

- *AB – Fallhöhe Brutto ca.*

In der Regel entspricht diese Angabe dem Höhenunterschied zwischen Fassung und Rückgabe.

- Die mittlere Fallhöhe beträgt 176.9 m, der Medianwert liegt bei 120 m.

- *AC – Fallhöhe Netto*

Effektiv durch die Turbine nutzbare Fallhöhe, nach Abzug von Verlusten (bei Ausbauwassermenge) und technisch nicht nutzbaren Höhenunterschieden (bspw. bei Freistrahlturbinen im Unterwasser).

- *AD – Länge Druckleitung*

Länge der Druckleitung, inklusive Kanälen und Freispiegelleitungen.

- Ist eine solche Ausleitung vorhanden, beträgt deren Länge zwischen 3 und 17'150 m, im Schnitt 1'355 m. Der Median der Länge beträgt 1'028m.

- *AE – Ausbauwassermenge*

Vom Beauftragten empfohlene Ausbauwassermenge in Liter pro Sekunde, welche als Basis für die Dimensionierung der Ausrüstung verwendet wird.

- Die Ausbauwassermenge an den untersuchten Standorten variiert von 2 l/s bis 200 m³/s, und beträgt im Schnitt 1'695 l/s. Der Medianwert liegt bei 80 l/s.

- *AF – Mittlerer Abfluss*

Mittlerer Abfluss durch die Turbine, über das Jahr betrachtet. Teilweise wurde der mittlere Abfluss auch auf Basis der Angabe des turbinierbaren Volumens (Spalte AH) hergeleitet.

- *AG – Minimal Durchfluss Turbine*

Minimaler Durchfluss, welcher von der Turbine noch verarbeitet werden kann. Dieser wurde nur in wenigen Fällen angegeben.

- *AH – Turbinierbares Volumen pro Jahr*

Sofern angegeben. Teilweise wurde das turbinierbare Volumen auch auf Basis des mittleren Abflusses (Spalte AF) berechnet.

- *AI – Dotier-/Restwassermenge:*

Sofern angegeben, teilweise auch Dotierung des Fischpasses.

3.5 Leistungsdaten

- *AJ – Leistung alt:*

Bei der Erneuerung / Erweiterung oder Reaktivierung eines Kraftwerks: Die zuletzt erbrachte Leistung.

- *AK – Produktion alt:*

Bei der Erneuerung / Erweiterung oder Reaktivierung eines Kraftwerks: Die zuletzt erbrachte Jahresproduktion.

- *AL – Installierte Leistung:*

Die maximal mögliche elektrische Leistung. Manchmal auch die Anschlussleistung, sofern die maximal mögliche elektrische Leistung nicht angegeben war.

- Die installierte Leistung der ausgewerteten Standorte liegt zwischen 0,8 kW und 5'864 kW, im Schnitt 230 kW. Der Median liegt bei 43 kW. Die installierte Leistung sämtlicher untersuchter Standorte beträgt knapp 137 MW.

- *AM – Produktion neu*

Die erwartete mittlere (elektrische) Jahresproduktion des Projektes.

- Diese liegt bei den untersuchten Projekten zwischen 4 MWh bis 24,6 GWh pro Jahr, im Schnitt 980 MWh pro Jahr. Der Median liegt bei 250 MWh pro Jahr. Die Produktion sämtlicher Projekte beträgt 585 GWh pro Jahr.

- *AN – hydraulische Bruttoleistung:*

Die hydraulische Bruttoleistung wurde aus der Bruttofallhöhe (Spalte AB) und der Ausbauwassermenge (Spalte AE) berechnet. Sie entspricht der maximal möglichen Leistung, wenn das Kraftwerk inklusive Zuleitungen verlustfrei arbeiten würde.

- *AO – äquivalente Leistung:*

Die äquivalente Leistung wurde aus der Jahresproduktion (Spalte AM) geteilt durch 8760 Stunden berechnet. Sie ist die über das Jahr gemittelte, durchschnittliche elektrische Leistung. Sie wird für die Bestimmung des KEV-Einspeisetarifs benötigt.

- *AP – mittlere hydraulische Bruttoleistung*

Die mittlere hydraulische Bruttoleistung, auch mittlere mechanische Leistung des Wassers genannt, wurde aus dem mittleren Abfluss (Spalte AF) und der Bruttofallhöhe (Spalte AB) berechnet. Sie wird für die Berechnung des Wasserzinses verwendet.

3.6 Investitionskosten

Sämtliche Kosten sind von der Mehrwertsteuer bereinigt erfasst (sofern dies aus dem Bericht ersichtlich war).

- *AQ – Vorbereitungsarbeiten:*
Kosten für Baustelleinrichtung, Zufahrtsstrassen, etc.
- *AR – Wehr, Fassung:*
Kosten für bauliche Massnahmen und Stahlwasserbau am Ort der Entnahmestelle, Brunnstube, etc.
- *AS – Druckleitung, Wasserschloss:*
Kosten für Kanäle, Freispiegelleitungen, Wasserschloss, Druckleitung, etc.
- *AT – Turbine:*
Kosten für die Turbine. Wo diese nicht separat ausgewiesen wurden, sind sie in den Kosten der elektromechanischen Ausrüstung enthalten.
- *AU – Maschinenhaus:*
Kosten für die baulichen Massnahmen am Maschinenhaus, inkl. der dazugehörigen Installationen (Licht, Kran, etc.). Diese Position kann aber auch weitere Baukosten enthalten, sofern diese nicht weiter differenziert wurden.
- *AV – Unterwasserkanal, Wasserrückgabe:*
Kosten für den Unterwasserkanal und die Wasserrückgabe. Wo diese nicht separat ausgewiesen wurden, sind sie in den Kosten für das Maschinenhaus (Spalte AU) enthalten.
- *AW – Energieableitung:*
Kosten für die Energieableitung, Anschluss an das öffentliche Netz. Wo diese Kosten nicht separat ausgewiesen wurden, sind sie in der Regel in den Kosten für die Steuerung / Elektrik, bzw. der elektromechanischen Ausrüstung enthalten.
- *AX – Elektromechanische Ausrüstung:*
Kosten für die elektromechanische Ausrüstung, also Generator, Aktuatoren, Schieber, Klappen, Verrohrung, etc. Diese Position kann aber auch weitere Komponenten enthalten, sofern diese nicht weiter differenziert wurden (bspw. Turbine, Steuerung, Netzanschluss, ...)
- *AY – Kosten Steuerung / Elektrik:*
Kosten für die elektrische Ausrüstung und die Steuerung, teilweise inklusive den Kosten für die Energieableitung, wo diese nicht separat ausgewiesen wurden.
- *AZ – Verschiedene Investitionskosten:*
Kosten, welche sich nicht in den vorherigen Kategorien einordnen lassen, und Rundungsbeträge
- *BA – Unvorhergesehenes:*
Kosten für Unvorhergesehenes, in der Regel zwischen 10 bis 15% der Gesamtkosten
- *BB – Total Baukosten:*
Die Summe der Kosten der Spalten AQ bis BA
- *BC – Planung, Bewilligungsverfahren, Bauleitung, Eigenleistung, Bauzinsen*
Kosten gemäss obiger Auflistung

- *BD – Total Investition*

Summe der Spalten BB und BC

Wie die obigen Erläuterungen zeigen konnten die einzelnen Kostenkategorien nicht ganz einheitlich dargestellt werden, da in den einzelnen Berichten unterschiedliche Kostengruppierungen vorgenommen wurden.

3.7 Betriebs- und Unterhaltskosten

Sämtliche Kosten wurden exklusive Mehrwertsteuer angegeben, sofern dies aus dem Bericht ersichtlich ist. Bei den Kosten handelt es sich um jährlich wiederkehrende Kosten. Oftmals wurde nur eine Schätzung basierend auf der Gesamtinvestition angegeben.

- *BE – Allgemeiner Unterhalt (inkl. Administration)*

Allgemeine Unterhaltskosten für Betrieb und Unterhalt und Administration. Falls die Betriebs- und Unterhaltskosten nur pauschal angegeben wurden, sind sie ebenfalls in dieser Spalte ausgewiesen

- *BF – Reparaturen und Revisionen*

Kosten für Reparatur und Revisionsarbeiten, sofern ausgewiesen

- *BG – Abgaben, Versicherungen, Gebühren, Baurechtszinsen*

- *BH – Steuern und Wasserzinsen*

3.8 Jahreskosten

Sämtliche Kosten sind exklusive Mehrwertsteuer (sofern aus dem Bericht ersichtlich).

- *BI – Betriebs und Unterhaltskosten*

Die Summe der Spalten BE bis BH.

- *BJ – Annuität (Zinsen und Amortisation)*

Die Annuität setzt sich zusammen aus der Amortisation und der Verzinsung des investierten Kapitals. Es wurde jeweils der im Bericht verwendete Wert erfasst.

- *BK – Total Jahreskosten*

Summe der Spalten BI und BJ.

3.9 Kennwerte / Ansätze

Sämtliche Kosten sind exklusive Mehrwertsteuer (sofern aus dem Bericht ersichtlich).

- *BL – Gestehungskosten, exkl. MWSt*

Die Gestehungskosten, wie sie im Bericht errechnet wurden. Je nach Projekt wurden unterschiedliche Parameter für die Berechnung verwendet.

- Die Gestehungskosten liegen zwischen 1.7 bis 123 Rp./kWh, im Schnitt 21.1 Rp./kWh. Der Median liegt bei 18.4 Rp./kWh.

- *BM – Erwarteter KEV-Vergütungssatz*

Einspeisetarif, wie er im Bericht ausgewiesen wurde. Bei älteren Anlagen, welche allenfalls von der Mehrkostenfinanzierung („15-Räppler“) profitieren, wurde diese Spalte nicht ausgefüllt.

- *BN – Kalkulatorischer Zinssatz*

Zinssatz, mit welcher die Wirtschaftlichkeit der Projekte berechnet wurde.

- In den Berichten wird mit Zinssätzen zwischen 0 bis 7% gerechnet. Der Mittelwert beträgt 4,2%, der Median 4,0%

- *BO – Kostensicherheit*

Angabe der Kostengenaugigkeit der Investition, in Prozent.

- Die Kostensicherheit variiert in den Berichten zwischen +/- 10 bis 35% (1 Bericht: 50%), im Schnitt beträgt sie 24,1%.

3.10 Amortisationsperiode

- *BP – Bauliche Anlageteile*

Amortisationsperiode, welche für die baulichen Anlageteile verwendet wurde.

- Bei der KEV geht man einheitlich von 25 Jahren aus, für die Studien wurden Werte zwischen 15 bis 80 Jahren verwendet. Die durchschnittlich verwendete Amortisationszeit beträgt 38,3 Jahre.

- *BQ – Elektromechanische Ausrüstung*

Amortisationsperiode, welche für elektromechanische Anlageteile verwendet wurde.

- Bei der KEV geht man einheitlich von 25 Jahren aus, in den Studien wurden Werte zwischen 10 bis 50 Jahren verwendet. Die durchschnittlich verwendete Amortisationszeit beträgt 27,3 Jahre.

- *BR – Steuerungs- und Leittechnik*

Amortisationsperiode, welche für die Steuerungs- und Leittechnik, sowie elektrische Installationen verwendet wurde.

- Bei der KEV geht man einheitlich von 25 Jahren aus, für die Studien wurden Werte zwischen 10 bis 50 Jahren verwendet. Die durchschnittlich verwendete Amortisationszeit beträgt 24,4 Jahre.

In den einzelnen Studien wurden verschiedene Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung angewandt und dabei teilweise verschiedene Parameter angewandt, so dass die Ergebnisse nicht immer vergleichbar sind.

Erst ab Einführung der KEV wurde mehrheitlich mit einer generellen Amortisationszeit von 25 Jahren und 5% Zins gerechnet. In einigen Fällen scheinen Methode, bzw. Parameter so gewählt worden zu sein, dass ein rentables Projekt resultiert.

In der Spalte BS wurden die Gestehungskosten für alle Projekte unter den gleichen Annahmen gerechnet (35 Jahre, 4.75 % dynamische Gestehungskosten, Betrieb & Unterhalt: 2% der Investitionskosten, bzw. der in der Studie angegebene Wert), wodurch diese vergleichbar werden.

4 Verwendung der Daten in Microsoft Excel

Sämtliche Daten wurden in einer Excel-Datei erfasst, wo sie sich mit der gewohnten Excel-Funktionalität einfach weiter bearbeiten lassen.

- Benützung verschiedener **Filterfunktionen** in der Zeile 4³: Somit können bspw. sämtliche Ultraniederdruck-Anlagen dargestellt werden, sämtliche unterstützten Projekte eines bestimmten Ingenieurs oder sämtliche Projekte in einem Kanton. Es lassen sich Maximal- und Minimalwerte finden, oder sämtliche Projekte mit Werten in einem bestimmten Bereich filtern.
- Es können bspw. Maximalwerte, Minima, Summen, Durchschnitte, Median oder Streuungen einzelner Kennwerte ausgewiesen werden.
- Es lassen sich auch **weitere Berechnungen** anstellen, bspw. die Gestehungskosten mit einheitlicher Berechnungsmethode (bspw. bei 5% über 40 Jahre) oder die Differenz zwischen Gestehungskosten und ausgewiesenem Einspeisetarif.
- Es lassen sich grafische Zusammenhänge darstellen

Beispiele der Berechnung solcher Kennzahlen und grafische Auswertungen finden sich im folgenden Kapitel. Sie geben Aufschluss über verschiedene Eigenschaften der Projekte.

5 Auswertungen

5.1 Berechnete Kennzahlen

5.1.1 Berechnung der Gestehungskosten mit einheitlichen Parametern

Die Gestehungskosten der Projekte wurden einheitlich gemäss der in der Richtlinie KEV Teil Kleinwasserkraft⁴ beschriebenen Methode berechnet: Annuitätenmethode, Abschreibungsdauer 35 Jahre, Zinssatz 4.75%, erwartete Jahresproduktion nach Erweiterung bzw. Erneuerung, Fallhöhe nach Erweiterung bzw. Erneuerung. Sofern der Bericht Angaben zu den geschätzten Betriebskosten enthält, wurden diese Kosten für die Berechnung verwendet. Wo solche Angaben fehlen, wurden die Betriebskosten pauschal mit 2% der Investition angenommen.

Die damit resultierenden Gestehungskosten liegen zwischen 1,8 und 132 Rp./kWh.

- Durchschnitt: 20,2 Rp./kWh
- Median: 16,7 Rp./kWh.

5.1.2 Vollaststunden

Wird die Jahresproduktion durch die Anschlussleistung dividiert erhält man die Anzahl Vollaststunden der Anlagen. Die Vollaststunden geben an, wie weit die Anlage die maximal mögliche Leistung ausnutzt.

³ Graues Feld mit Dreieck gegen unten anklicken → Filterfunktion wählen

⁴ Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG, Kleinwasserkraft Anhang 1.1 EnV (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE)

Kann eine Anlage rund um die Uhr die maximale Leistung erzeugen, resultieren 8760 Vollaststunden. Aufgrund der schwankenden Hydrologie ist dies jedoch selten der Fall. Zudem wird in der Regel kein höherer Ausbaugrad gewählt, da dann zwar insgesamt mehr Energie produziert werden kann, die Anlage jedoch unverhältnismässig teurer würde und damit höhere Gestehungskosten entstünden.

Die berechneten Vollaststunden liegen zwischen 1'440h und 8'760h. Bei einzelnen Projekten resultierten auch höhere, theoretisch unmögliche Werte, dies aufgrund von Rundungen bei der Leistung oder der Jahresproduktion.

- Durchschnitt: 5'500 Vollaststunden
- Median: 5'231 Vollaststunden

5.1.3 Leitungsverluste

Die Leitungsverluste können aus der Brutto- und der Netto-Fallhöhe berechnet werden. Sie variieren zwischen 0% und 56%, wobei bei 0% davon ausgegangen werden kann, dass die Reibungsverluste nicht korrekt berechnet wurden. Auf der anderen Seite ist ein Wert von über 10 bis 15% ein Indikator, dass die Druckleitung nicht optimal ausgelegt wurde, bzw. die Ausbaumassmenge erhöht wurde, ohne dass eine bestehende Druckleitung entsprechend angepasst wurde.

- Durchschnitt: 8,2 %
- Median: 5,8 %

5.1.4 Gesamtwirkungsgrad

Der Gesamtwirkungsgrad berechnet sich aus dem Verhältnis der installierten, elektrischen Leistung zur hydraulischen Bruttoleistung. In der Regel wurde in den Berichten die maximale elektrische Leistung angegeben – in Einzelfällen jedoch auch die Maximalleistung eines Generators, welche noch eine Sicherheitsreserve beinhaltet.

Bei Projekten, bei welchen ein Gesamtwirkungsgrad von > 95% resultierte, wurde deshalb der Wert gefiltert, um die Aussage nicht zu verzerren. Die resultierenden Gesamtwirkungsgrade liegen zwischen 29 und 94.4 %

- Durchschnitt: 72,7%
- Median: 74,5%

5.1.5 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten geben an, wie viel Geld für ein Kilowatt Leistung, bzw. für eine Kilowattstunde Strom pro Jahr, investiert werden müsste. Die Bandbreite lag dabei zwischen 900 bis 132'000 CHF pro Kilowatt, respektive --.23 bis 20.95 CHF pro Kilowattstunde. Zur Berechnung der „spezifischen Investitionskosten pro kWh“ werden stark vereinfachend die Investitionskosten durch die Jahresproduktion dividiert.

- Durchschnitt: CHF 15'461 pro kW CHF 2.85 pro kWh
- Median: CHF 12'079 pro kW CHF 2.32 pro kWh

5.1.6 Kostenanteil für Betrieb und Unterhalt

Die Betriebs- und Unterhaltskosten werden in der Regel auf Basis der Investitionskosten abgeschätzt. In einigen Projekten wurden diese auch anders erhoben. Die Auswertung zeigt, dass mit Kosten für Betrieb und Unterhalt im Bereich von 0,1 ... 24,7% der Gesamtinvestition gerechnet wurde.

Die Aussagekraft dieses Wertes ist jedoch begrenzt, da die meisten Autoren die Kosten ebenfalls auf Basis der Investition abgeschätzt haben.

- Durchschnitt: 2,2%
- Median: 1,8%

5.1.7 Kostenanteil Elektro-Mechanik

Der Anteil der Kosten für Turbine, Energieableitung, elektromechanische Ausrüstung und Kosten Steuerung / Elektrik an der Gesamtinvestition variiert zwischen 5 bis 100%.

- Durchschnitt: 41,1%
- Median: 36,7%

5.1.8 Kostenanteil Druckleitung und Kanal

Der Anteil der Kosten der Druckleitung an der Gesamtinvestition variiert zwischen 0 bis 94%.

- Durchschnitt: 32,0%
- Median: 32,7%

5.1.9 Kostenanteil Bau

Der Anteil der Baukosten (bestehend aus Baustellenvorbereitung, Arbeiten an Wehr und Fassung (inkl. Stahlwasserbau), Maschinenhaus, Unterwasserkanal und Wasserrückgabe und „Verschiedenes“) an der Gesamtinvestition variiert zwischen 0 bis 86%.

- Durchschnitt: 24,8%
- Median: 19,8%

5.1.10 Kostenanteil Planung, Bewilligung, etc.

Der Anteil der Kosten für Planung, Bewilligung und Unvorhergesehenes an den Gesamtkosten variiert zwischen 4 ... 45%.

- Durchschnitt: 18,6%
- Median: 17,7%

5.1.11 Jahreskosten: Anteil der Kosten für Betrieb und Unterhalt an den Jahreskosten

Die Kosten für Betrieb und Unterhalt betragen zwischen 1,7 ... 68% der gesamten Jahreskosten. Die sehr tiefen Werte sind ein Anzeichen dafür, dass die Kosten für Betrieb und Unterhalt in der Studie unterschätzt wurden.

- Durchschnitt: 24,6%
- Median: 23,8%

5.2 Grafische Auswertungen

Es gibt unzählige Möglichkeiten, mit den erarbeiteten Daten Auswertungen vorzunehmen und diese grafisch aufzuarbeiten. Im Folgenden werden einige Beispiele beschrieben.

5.2.1 Gestehungskosten⁵, in Abhängigkeit der Anschlussleistung

Die Gestehungskosten wurden einheitlich gemäss den Angaben unter Kapitel 5.1.1 berechnet (Amortisation über 35 Jahre, 4,75% Zins, Betriebskosten gemäss Angaben oder Pauschal 2% der Gesamtinvestition). Damit kann die Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Anschlussleistung grafisch dargestellt werden.

Projekte mit unvollständigen Daten wurden ausgeblendet⁶.

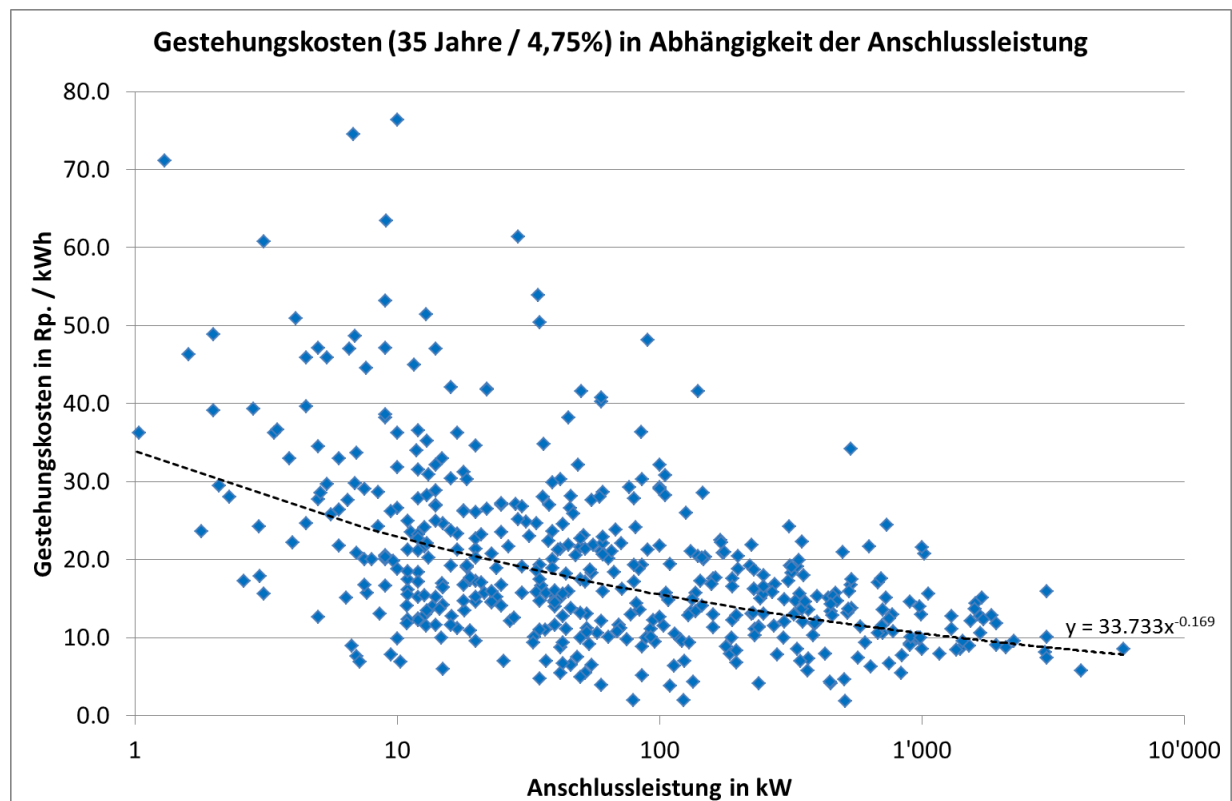


Abbildung 1: Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Anschlussleistung

⁵ über 35 Jahre / 4,75 % Zins

⁶ Autofilter Spalte BS „Rp./kWh“ → Häkchen bei Werten mit „-“ entfernt

Wie erwartet nehmen die Gestehungskosten mit zunehmender Anschlussleistung deutlich ab („Economy of Scale“). Dieser Zusammenhang wurde auch bei der Gestaltung der Tarife der kostendeckenden Einspeisevergütung berücksichtigt.

5.2.2 Gestehungskosten⁷, in Abhängigkeit der Fallhöhe

Die gleichen Gestehungskosten, wie sie bereits im vorherigen Kapitel verwendet wurden, können auch in Abhängigkeit der Fallhöhe dargestellt werden.

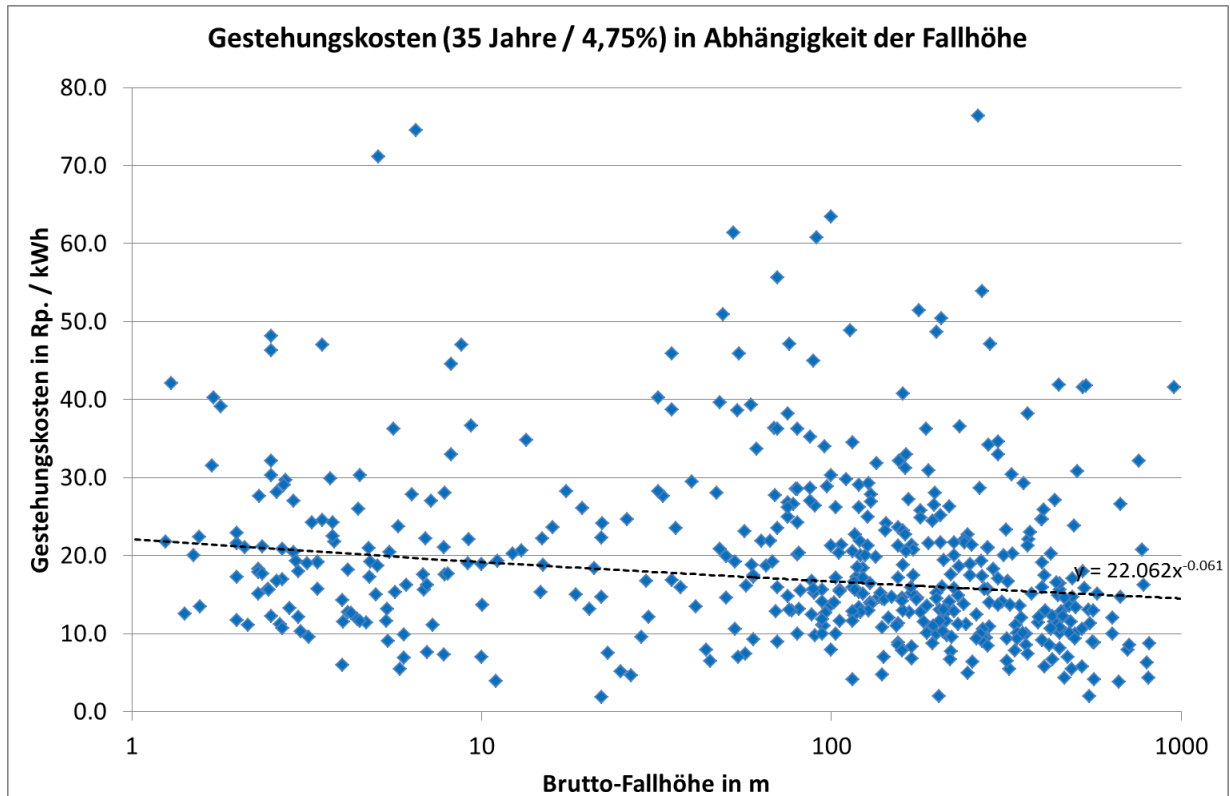


Abbildung 2: Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Anschlussleistung

Auch hier zeigt sich der erwartete (wenn auch schwache) Zusammenhang: Je kleiner die Fallhöhe, desto höher die Gestehungskosten. Niederdruck-Kraftwerke benötigen deutlich mehr Wasser als Hochdruck-Kraftwerke, um die gleiche Leistung zu erbringen. Dadurch fallen Niederdruckanlagen im Verhältnis deutlich grösser aus, was sich auch in höheren Kosten äussert.

Bei der kostendeckenden Einspeisevergütung wird dieser Zusammenhang mit dem Fallhöhenbonus kompensiert.

5.2.3 Abhängigkeit der Investitions-Kostenanteile von der Fallhöhe

Die Kostenanteile für Elektromechanik, Druckleitung und Kanal, Baukosten und die Planung dürften in Abhängigkeit der Fallhöhe relativ deutlich variieren. Diese Kostenanteile wurden gemäss Kapitel 5.1.7 bis Kapitel 5.1.10 bestimmt. Damit lassen sich die Abhängigkeiten grafisch aufzeigen.

⁷ über 35 Jahre / 4,75 % Zins

Folgende Autofilter wurden dabei selektiert:

- Kraftwerkstyp (Spalte N): Nur „Ausleitkraftwerk“ und „Durchlaufkraftwerk“
- Neubau, Erneuerung, Erweiterung (Spalte O): Nur „Neubau“
- „Anteil E/M-Kosten“, „Anteil Druckleitung Kanal“, „Anteil Baukosten“, „Anteil Planung, Bewilligung, Unvorhergs.“: Ungültige Werte („-“) ausgeblendet

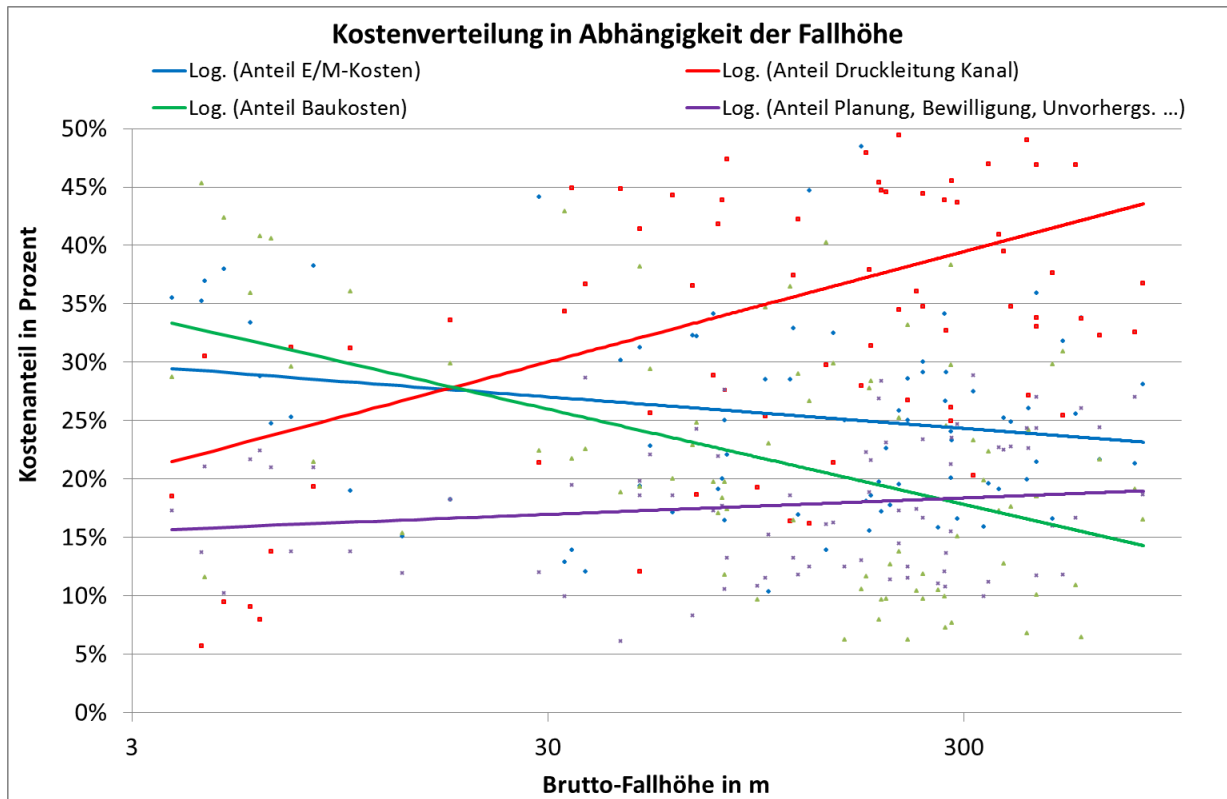


Abbildung 3: Kostenzusammensetzung bei Neubauten an Fließgewässern, in Abhängigkeit der Fallhöhe

Die Punkte zeigen die berechneten Werte, während es sich bei den Linien um von Excel berechnete Trendlinien (logarithmische Funktion) handelt.

Es zeigt sich, dass die spezifischen Kostenanteile für Bau und Elektromechanik mit zunehmender Fallhöhe abnehmen, und dass dafür die spezifischen Kosten für Druckleitung und Kanal deutlich zunehmen. Die Planungskosten nehmen mit zunehmender Fallhöhe geringfügig zu.