Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Thomas Staubli und Roger Eichenberger 08. Mai 2020

Energetisches Potenzial durch Erneuerung von Hydrogeneratoren

Teil 2: Wirkungsmodell

BFE-D-E2173401/330

Geschäftsfall: Hydrogeneratoren

Auftraggeberin: Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmerin: Hochschule Luzern Technik & Architektur (HSLU)

Autoren: Thomas Staubli (HSLU), Roger Eichenberger (Axpo Power AG)

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis **4**
Abbildungsverzeichnis **5**
Tabellenverzeichnis **5**
Management Summary **6**
1 Einleitung **7**
2 Beschreibung des Wirkungsmodells **7**
2.1 Verlustreduktion 7
2.2 Lastprofil und Betriebsstunden 8
2.3 Energieeinsparung 9
2.4 Investition 10
2.5 Paybackdauer 12
2.6 Kostenwirksamkeit 12
2.7 Zusammenfassung 13
2.8 Programmablaufplan 14
3 Anwendung des Wirkungsmodells auf untersuchte Generatoren **15**
3.1 Energieeinsparung 15
3.2 Investition 16
3.3 Paybackdauer 17
3.4 Kostenwirksamkeit 18
3.5 Zusammenfassung der Anwendung des Wirkungsmodells 18
4 Einflussgrössen im Wirkungsmodell **19**
4.1 Vergleich des Einflusses des Lastprofils und der Betriebsstunden 19
4.2 Einfluss der Betriebsstunden auf die Energieeinsparung bei Generatoren < 25 MW 20
4.3 Einfluss der Volllast-Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition 21
4.4 Einfluss der Kostenwirksamkeit der Förderung 22
4.5 Sensitivitätsanalyse 23
4.6 Anwendung der Lastprofile und der Betriebsstunden des Wirkungsmodells 26
5 Schlussfolgerungen und Fazit **27**
6 Literaturverzeichnis **29**
7 Anhang **30**

Abkürzungsverzeichnis

BfE	Bundesamt für Energie

Anlagen:

KW	Kraftwerk
BF	Bauform
BJ	Baujahr
HD	Hochdruckkraftwerk
ND	Niederdruckkraftwerk
Lauf-HD	Laufkraftwerk Hochdruckanlage
Lauf-ND	Laufkraftwerk Niederdruckanlage

Generatoren:

P	[MW]	Wirkleistung
S	[MVA]	Scheinleistung
cos φ	[-]	Leistungsfaktor
n	[min^{-1}]	Drehzahl

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1 Verlustreduktion nach Erneuerung oder Ersatz des Generators bei Nenn- und Teillast 7
Abb. 2.2 Lastprofile einzelner Anlagen geordnet nach Bauform.....8
Abb. 2.3 Durchschnittliche Lastprofile nach Bauform der Generatoren.....8
Abb. 2.4 Durchschnittliche jährliche Betriebsstunden der Maschinengruppen: Mittelwert 3800 Stunden(ohne Flusskraftwerke).....9
Abb. 2.5 Durchschnittliche jährliche Betriebsstunden nach Bauform 9
Abb. 2.6 Erneuerung eines Hydrogenerators: Fertigung der Pole, Einbau des Rotors, Fertigung der Statorwicklung, Einbau der Stator-Hälfte..... 11
Abb. 2.7 Preisszenarien für Investitionsbeiträge Wasserkraft..... 12
Abb. 2.8 Programmablaufplan des Wirkungsmodells 14
Abb. 3.1 Potenzial jährlicher Energieeinsparung [MWh] pro Generator - 22 ausgewählte Anlagen 15
Abb. 3.2 Investitionskosten der Generatorkomponenten pro Generator in Funktion der Leistung..... 16
Abb. 3.3 Investitionskosten der Generatorkomponenten in Funktion der jährlichen Energieeinsparung 16
Abb. 3.4 Jährliche Energiekosteneinsparung pro Generator in Abhängigkeit der Leistung 17
Abb. 3.5 Paybackdauer von Generatorerneuerungen mit und ohne Förderung..... 17
Abb. 3.6 Berechnete Förderbeiträge in Abhängigkeit der Leistung 18
Abb. 4.1 Einflussgrössen auf das Wirkungsmodell 19
Abb. 4.2 Einfluss der jährlichen Betriebsstunden auf die jährliche Energieeinsparung 20
Abb. 4.3 Einfluss der jährlichen Volllast-Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition .. 21
Abb. 4.4 Simulation bei Volllast mit anrechenbarer Energieeinsparung ohne Kürzungsfaktor..... 22
Abb. 4.5 Kostenwirksamkeit mit korrigiertem Förderbeitrag 22
Abb. 4.6 Korrigierter Förderbeitrag..... 23
Abb. 4.7 Jährliche Energieeinsparung und Förderbeitrag für einen 30MVA-Generator 24
Abb. 4.8 Jährliche Energieeinsparung und Förderbeitrag – Variantenvergleich – 30MVA-Generator . 24
Abb. 4.9 Prozentualer Förderbeitrag zur Investition – Variantenvergleich – 30MVA – BF8… HD/ND . 24
Abb. 4.10 Einfluss variabler betrieblicher Eingabedaten auf den Förderbeitrag für BF 8 HD/ND 25
Abb. 4.11 Prozentualer Förderbeitrag zu Investition – Variantenvergleich – 30MVA - BF 8 (HD) 25
Abb. 4.12 Einfluss variabler betrieblicher Eingabedaten auf Förderbeitrag für BF 8 HD..... 25
Abb. 4.13 Förderbeitrag absolut und relativ zu Investitionskosten und Kostenwirksamkeit der Investition mit Lastprofilen und Betriebsstunden des Wirkungsmodells 26

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1 Eingabe des Lastprofils und der Betriebsstunden - Berechnung der Energieeinsparung..... 10
Tab. 2.2 Typische Lebensdauer von Generatorkomponenten und Potential der Verlustreduktion 11
Tab. 2.3 Eingabe von Investitionskosten und Strompreis – Berechnung der Paybackdauer..... 12
Tab. 2.4 Eingabe Kostenwirksamkeit – Berechnung des Förderbeitrags..... 13
Tab. 4.1 Varianten der Eingabedaten für einen 30MVA-Generator..... 24

Management Summary

Ausgehend von der im Teil 1 durchgeführten Analyse der Verluste von Hydrogeneratoren, kann aus dem Verlustreduktionspotenzial die Energieeinsparung, respektive die Mehrproduktion nach einer Generatorerneuerung quantifiziert werden. Diese Daten werden nun im Wirkungsmodell verwendet. Die Berechnungen des Wirkungsmodells sind in einem Excel-Datenblatt hinterlegt. Das Wirkungsmodell beinhaltet eine detaillierte Kosten-Nutzen-Berechnung, welche es erlaubt, die Paybackdauer, welche bei einem Erneuerungsprojekt zu erwarten ist und die Förderung basierend auf die angenommene Kostenwirksamkeit zu berechnen.

Gemäss der durchgeführten Verlustanalyse im Teil 1 kann durchschnittlich eine Wirkungsgradverbesserung von 0.5 % erreicht werden. Bei einer jährlichen Energieproduktion der schweizerischen Wasserkraft von ca. 36 TWh, ergibt dies ein theoretisch mögliches Energieeinsparungspotenzial von ca. 180 GWh. Unter der Betrachtung des möglichen repräsentativen Anteils zwischen bestehenden und neuen oder erneuten Anlagen in der Studie von ca. 50 %, liegt das realistisch mögliche Einsparpotenzial für die schweizerische Wasserkraft bei etwa 90 GWh. Bei einer Kostenwirksamkeit der Förderung von 0.03 CHF/kWh und einer um 75 % anrechenbaren Energieeinsparung über 25 Jahre würde die Gesamtfördersumme rund 50 Mio. CHF betragen. Im Vergleich dazu würde ein neues Flusskraftwerk mit einer Energieproduktion von 90 GWh über 100 Mio. CHF kosten.

Eine mit dem Wirkungsmodell durchgeführte Sensibilitätsanalyse zeigte eine starke Abhängigkeit der Ergebnisse von der Eingabe der Betriebsstunden auf. Eine leichte Abhängigkeit wurde beim Lastprofil gefunden. Bei der Eingabe durch den Antragsteller, wäre es angebracht die effektiv gefahrenen Betriebsstunden in den letzten Jahren zu belegen.

Bei einer Erneuerung eines Hydrogenerators beinhaltet die Investition die Produktkosten der neuen Komponenten des Stators und des Rotors, welche zusätzlich zu einer Revision anfallen. Die Aufwendungen für das Projekt, die De- und Remontage sowie die Wiederinbetriebnahme der Generatoren sind bei einer Revision, einer Erneuerung oder einen Ersatz des Generators vergleichbar. Im Wirkungsmodell wird allgemein nicht unterschieden, ob der Generator erneuert oder ersetzt wird. Entscheidend sind die erforderlichen Investitionskosten, um die Verluste des Generators zu reduzieren. Die im Wirkungsmodell berechneten Investitionskosten basieren aus Erfahrungswerten von realisierten Projekten. Sofern keine Angebote von Lieferanten für das Projekt vorliegen, kann dies als Richtwert für die Berechnung der Paybackdauer eingesetzt werden.

Zur Wirtschaftlichkeit von Generatorerneuerungen musste festgestellt werden, dass im Mittel über eine Laufzeit von 25 Jahren, die Kostenwirksamkeit der Investition bei den Generatoren von Hochdruckanlagen auf 0.15 CHF/kWh zu liegen kommt, was weit über dem heutigen Strompreis liegt. Noch ungünstiger sieht die Situation bei Niederdruckanlagen aus, wo 0.26 CHF/kWh berechnet wurden. Die berechnete Paybackdauer für die untersuchten 22 Anlagen liegt zwischen 25 und 150 Jahren. Durch eine Kostenwirksamkeit der Förderung von 0.03 CHF/kWh könnte die Paybackdauer um 10 Jahre reduziert werden. Unter der Annahme einer Kostenwirksamkeit der ProKilowatt-Projekte von 0.03 CHF/kWh wurden resultierende Förderbeiträge von 100 000 bis 700 000 CHF pro zu erneuernden Generator berechnet.

Das grundsätzliche Ziel der Förderung kann es nicht sein die Investitionskosten abzudecken, sondern es sollten Projekte gefördert werden, welche den grösstmöglichen Beitrag an die Energieeinsparung bewirken. Allerdings müsste aufgrund der vorliegenden Ergebnisse und sofern ein Wegfall des Reduktionsfaktors von 0.75 nicht in Betracht gezogen werden kann, eine höhere Kostenwirksamkeit > 0.03 CHF/kWh zugelassen werden, dies beispielsweise für Generatoren < 25 MW oder zumindest der Bauform BF 8...(ND). Schlussfolgerung aus dem erstelltem Wirkungsmodells ist, dass ein beträchtliches Energiesparpotenzial vorhanden ist. Mit der genannten Kostenwirksamkeit und der Anwendung eines Reduktionsfaktors könnte eine wirtschaftlich vertretbare Ausganglage zur Initiierung von Erneuerungen für Hochdrucklaufkraftwerke mit einer Generatorleistung > 25 MW geschaffen werden.

1 Einleitung

Im Bericht "Verlustanalyse" (Teil 1) wurde das Potenzial zur Reduktion der Verlustleistung abgeschätzt, welches durch den Ersatz älterer Hydrogeneratoren durch neuere Generatoren mit besserem Wirkungsgrad gewonnen werden kann. Weiter wurden empirische Formeln zur Berechnung dieser Verluste für verschiedene Bauformen von Hydrogeneratoren hergeleitet. Der vorliegende zweite Teil zum Wirkungsmodell zielt auf die Quantifizierung der möglichen Mehrerzeugung an Energie durch Reduktion der Verluste von erneuerten Hydrogeneratoren ab. Für eine solche Berechnung werden in jeder Anlage zusätzlich die individuellen Lastprofile und Betriebsstunden der Maschinen benötigt. Auf der Basis dieser Energiedaten und der Annahme von zukünftigen Strompreisen kann dann in einem nächsten Schritt die Energiekosteneinsparung berechnet werden. Unter weiteren Annahmen zu Investitionskosten, welche bei einer Erneuerung anfallen, ist es schlussendlich möglich, eine Kosten-Nutzen-Berechnung durchzuführen und die Paybackdauer (oder Amortisationsdauer) einer Generatorerneuerung zu berechnen. Anhand der Eingabe der Kostenwirksamkeit und der anrechenbaren kumulierten Energieeinsparungen ergibt sich der Förderbeitrag. Die entsprechenden Daten wurden in einem Excel-Programm eingebettet. Dieses Programm erlaubt unter Eingabe von wenigen Eckdaten der Maschinen, die Investitionskosten, die Energiekosteneinsparung, die Paybackdauer und der Förderbeitrag zu berechnen, sowie alle erforderlichen Daten für eine eventuelle Eingabe eines Gesuchs im Rahmen der wettbewerblichen Ausschreibungen für Stromeffizienzmassnahmen – ProKilowatt des BfE [1].

2 Beschreibung des Wirkungsmodells

Gemäss den Vorgaben in [1] ist ein Wirkungsmodell zum Nachweis der Einsparungen nach dem Ersatz des Hydrogenerators zu erstellen. Die Randbedingungen des Wirkungsmodells wurden in Anlehnung an die vom BfE gestellten Bedingungen für die Einreichung von Projekten [2] übernommen. Diese beinhalten die Berechnung der anrechenbaren, kumulierten Energieeinsparung, eine Standard-Nutzungsdauer, die Investition, die Paybackdauer und die Kostenwirksamkeit. Die Funktionsweise des Wirkungsmodells wird schematisch und in vereinfachter Form eines Programmablaufplan abgebildet.

2.1 Verlustreduktion

Die Basis des Wirkungsmodells besteht aus dem im Verlustmodell ermittelten Verlustreduktionspotenzial von Hydrogeneratoren, welches im Teil 1, Verlustanalyse, Abschnitt 7 ermittelt und beschrieben ist. Im Folgenden werden die Ergebnisse des Verlustmodells für das beschriebene Beispiel im Anhang A1 mit drei Generatoren der Anlage KW15 weiterführt und zusammengefasst, welche anschliessend im Wirkungsmodell weiterbearbeitet werden.

Ausgehend von den Eingabegrössen der Bauform, der Drehzahl sowie der Nennscheinleistung und des Leistungsfaktors cos φ vor und nach dem Ersatz oder Erneuerung des Generators, berechnet das Verlustmodell über empirische Formeln die Verluste jeweils für alt und neu. Die Verlustreduktion entspricht der Differenz der beiden Leistungen und ist in Abb. 2.1 links für die Nennlast und rechts für die Teillast dargestellt.

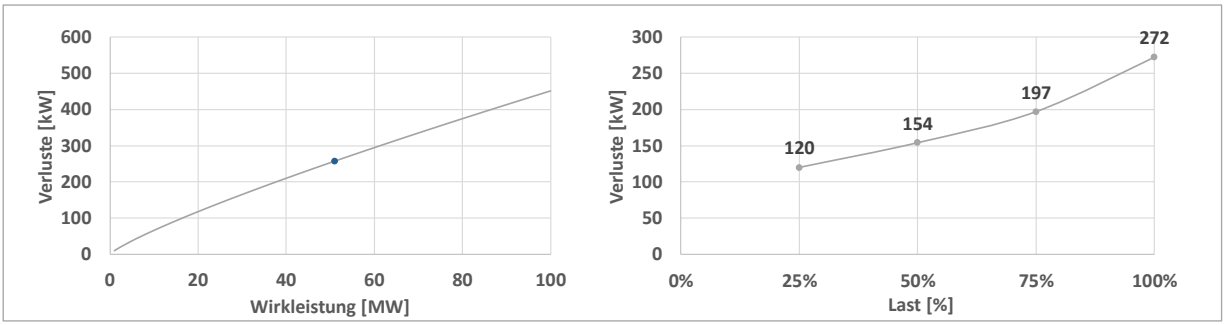


Abb. 2.1 Verlustreduktion nach Erneuerung oder Ersatz des Generators bei Nenn- und Teillast

2.2 Lastprofil und Betriebsstunden

Das Lastprofil liefert die Information zu den in den Anlagen über das Jahr gefahrenen Betriebsbereichen der Maschinen in Bezug auf die Leistung. Folgende Leistungsbereiche wurden betrachtet: 0-25 %, 25-50 %, 50-75 % und 75-100 %. Die Lastprofile von 17 der betrachteten Anlagen sind in Abb. 2.2 aufgeführt und in Bezug auf die Bauform unterschieden. Diese Lastprofile basieren mehrheitlich auf Betriebsdaten aus den letzten Jahren oder aus Angaben zur Gewichtung der Wirkungsgrade der installierten Turbinen.

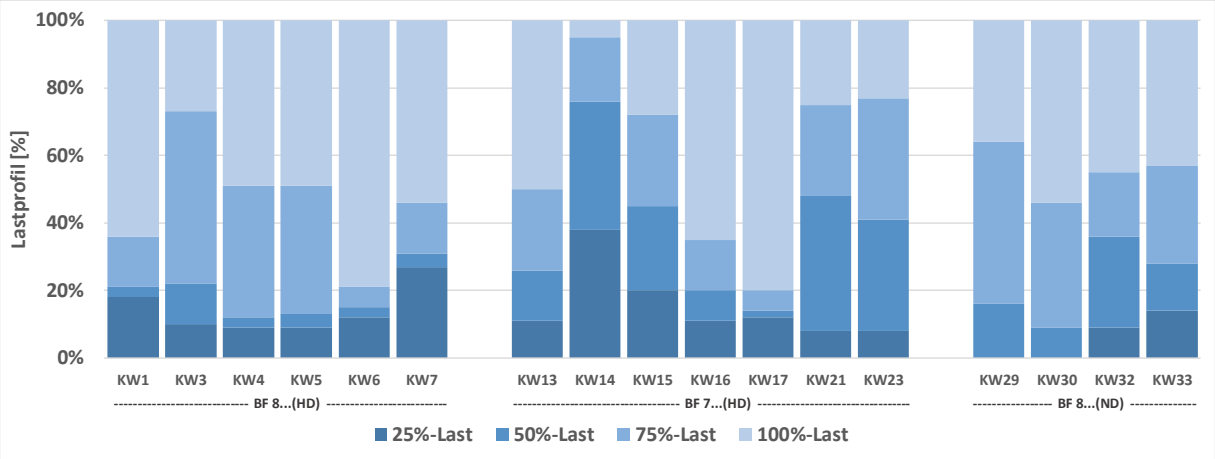


Abb. 2.2 Lastprofile einzelner Anlagen geordnet nach Bauform

Insbesondere bei der Bauform BF 7...(HD) fallen die grossen Unterschiede beim Betrieb der einzelnen Anlagen auf. Bei diesen Anlagen kommen Peltonturbinen zum Einsatz und diese zeichnen sich durch gute Teillastwirkungsgrade aus. Entsprechend werden einzelne dieser Maschinen auch sehr häufig im tieferen Lastbereich eingesetzt. Über diese Betriebsart wird kurzfristige Spitzenenergieproduktion mit höherem Marktwert möglich. In der nachfolgenden Nutzenanalyse wird dies aber nicht mit einem höheren Strompreis berücksichtigt, da eine Prognose dieser Strompreise nicht möglich ist und die Preise in den letzten Jahren stark gefallen sind. Die aus den Lastprofilen der einzelnen Anlagen ausgewerteten Mittelwerte für die unterschiedlichen Generatorbauformen sind in Abb. 2.3 gezeigt.

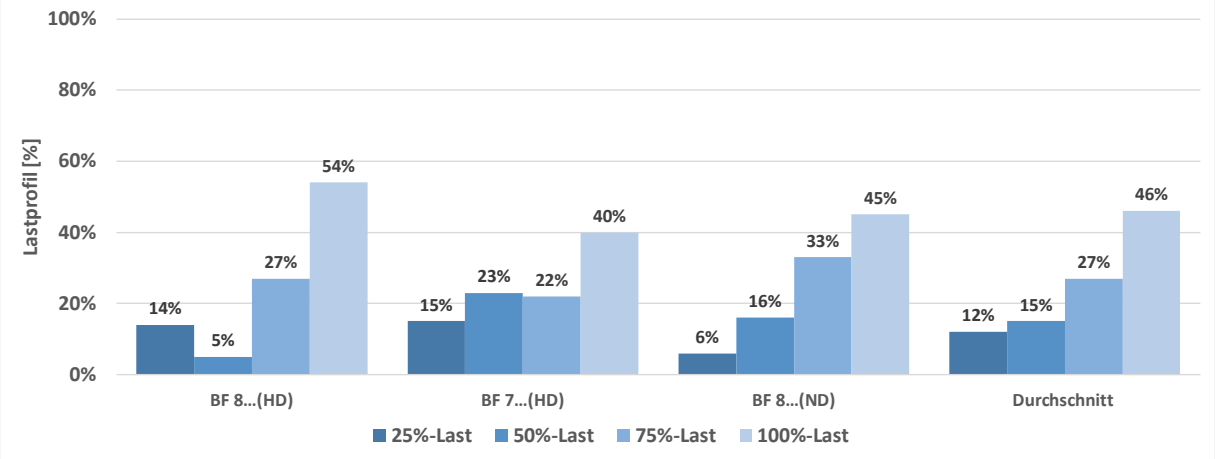


Abb. 2.3 Durchschnittliche Lastprofile nach Bauform der Generatoren

Um prozentuale Verluste oder Wirkungsgrade der Generatoren in Funktion der Last in Energien umrechnen zu können, werden neben den Leistungen auch die Betriebsstunden benötigt. Die Betriebsstunden von 20 Anlagen sind in Abb. 2.4 dargestellt.

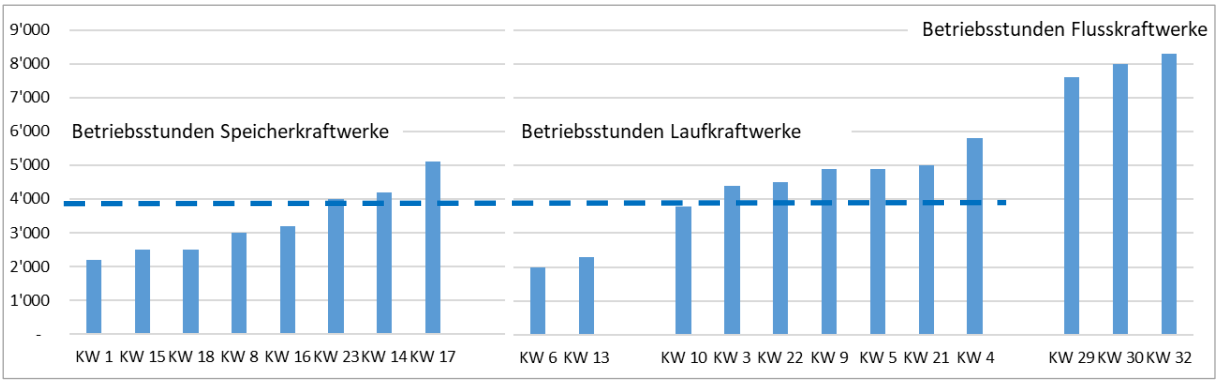


Abb. 2.4 Durchschnittliche jährliche Betriebsstunden der Maschinengruppen: Mittelwert 3800 Stunden(ohne Flusskraftwerke)

Die Betriebsstunden der Anlagen gemäss Abb. 2.4 können in erster Annäherung nicht nach der Bauform der Generatoren sondern nach dem Kraftwerkstyp unterteilt werden. Allerdings variieren die Werte stark bei den einzelnen Anlagen innerhalb der Speicher- und Laufkraftwerke. Wenn man einen Mittelwert über Speicher- und Laufkraftwerke ohne die Flusskraftwerke bildet, kommt man auf 3800 jährliche Betriebsstunden, welche jeweils den Generatortypen BF 7 und 8... (HD) entsprechen. Die Flusskraftwerke mit den Generatortypen BF 8... (ND) kommen auf durchschnittliche, jährliche Betriebsstunden in der Grössenordnung von 8000 Stunden. Der Durchschnitt ohne Unterscheidung der Bauform beträgt 5200 Stunden, siehe Abb. 2.5.

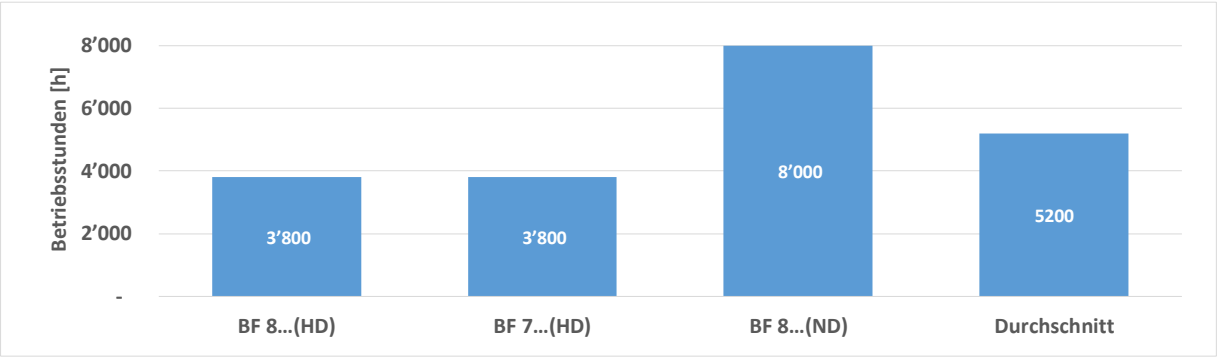


Abb. 2.5 Durchschnittliche jährliche Betriebsstunden nach Bauform

2.3 Energieeinsparung

Die jährliche Energieeinsparung aus dem Ersatz oder Erneuerung eines Generators berechnet sich aus dem Produkt der gewichteten Verlustreduktion und der jährlichen Betriebsstunden. In einem ersten Schritt wird die gewichtete Verlustreduktion der Verluste eines Generators (P), durch Addition der jeweiligen Verluste beim Anteil des Lastprofils (L) von 25 %, 50 %, 75 % und 100 %-Last, ermittelt:

$$Gewichtete\ Verlustreduktion\ P_g\ [kW] = P_{25\%}[kW] * L_{25\%}[\%] + P_{50\%}[kW] * L_{50\%}[\%] + P_{75\%}[kW] * L_{75\%}[\%] + P_{100\%}[kW] * L_{100\%}[\%]$$

$$Jährliche\ Energieeinsparung\ \Delta E_a\ \left[\frac{kWh}{a}\right] = Gewichtete\ Verlustreduktion\ [kW] * Jährliche\ Betriebsstunden\ \left[\frac{h}{a}\right]$$

Die so berechnete, jährliche Energieeinsparung zwischen Alt- und Neuanlage wird in Anlehnung an [2] für die Anrechnung pauschal um 25 % gekürzt (**Kürzungsfaktor 0.75**). Der Kürzungsfaktor wird verlangt, um die natürliche Erneuerungsrate von Anlagen, die ohne Zusatzaufwand zu einer Reduktion des Energieverbrauchs führt, zu berücksichtigen.

Die anrechenbare kumulierte Energieeinsparung ergibt sich durch Multiplikation der jährlichen Stromeinsparung mit der durch ProKilowatt definierten Standard-Nutzungsdauer N_s und dem Kürzungsfaktor 0.75. Analog eines Ersatzes von Transformatoren wird eine erhöhte Standard-Nutzungsdauer *Ns* von **25 Jahren** festgesetzt.

$$Anrechenbare\ kumulierte\ Energieensparung\ \Delta E_N\ [kWh] = \ 0{,}75\ N_s[a] * \Delta E_a\ \left[\frac{KWh}{a}\right]$$

Im Wirkungsmodell wird die Energieeinsparung noch mit der Anzahl Maschinen der Anlage multipliziert. Beim Lastprofil können die vier Prozentwerte aus der Anlage des Antragstellers oder die Werte, welche das Wirkungsmodell für die eingegebene Bauform vorschlägt, eingegeben werden. Dies gilt ebenfalls für den Fall, wenn gefahrene Betriebsstunden in der Anlage eingegeben werden.

Lastprofil		
- Lastprofil unbekannt (Annahme gemäss Bauform)	(ja = 1)	0
- oder Lastprofil bekannt mit Eingabe:	(ja = 1)	1
Eingabe vom Lastprofil in Prozent der Betriebsstunden (Betriebsstunden pro Jahr = 100%)		
Betriebsstunden bei 75% bis 100 % Last	%	28%
Betriebsstunden bei 50% bis 75 % Last	%	27%
Betriebsstunden bei 25% bis 50 % Last	%	25%
Betriebsstunden bei 0% bis 25 % Last	%	20%
Lastprofil gemäss Eingabe oder Erfahrungswerte bzw. der Bauform:		
Betriebsstunden bei 75% bis 100 % Last	%	**28%**
Betriebsstunden bei 50% bis 75 % Last	%	**27%**
Betriebsstunden bei 25% bis 50 % Last	%	**25%**
Betriebsstunden bei 0% bis 25 % Last	%	**20%**
Betriebsstunden		
- Betriebsstunden unbekannt (Annahme gemäss Bauform)	(ja = 1)	0
- oder Betriebsstunden bekannt mit Eingabe	(ja = 1)	1
Eingabe Betriebsstunden pro Jahr	h	2500
Betriebsstunden gemäss Eingabe, bzw. Bauform	h	**2500**
Energieeinsparung		
Gewichtete Verlustreduktion (Summe gemäss Lastprofil)	KW	192
Jährliche Energieeinsparung ΔE_a (Summe aller Generatoren mit Betriebsstunden)	MWh	1'440
Kumulierte Energieeinsparung (Standard-Nutzungsdauer N_s 25 Jahre)	GWh	36.0
Anrechenbare kumulierte Energieeinsparung ΔE_N (N_s 25 Jahre, Kürzungsfaktor 0.75)	GWh	**27.0**

Tab. 2.1 Eingabe des Lastprofils und der Betriebsstunden - Berechnung der Energieeinsparung

Im Beispiel beträgt die jährliche Energieeinsparung für diese drei Generatoren 1'440 [MWh/a]. Die für den Förderbeitrag relevante anrechenbare kumulierte Energieeinsparung beträgt 27 [GWh].

2.4 Investition

Im Antrag für den Erhalt eines Förderbeitrags sind die Investitionskosten für die Erneuerung oder den Ersatz des Generators anzugeben. Die Investitionskosten werden zur Berechnung der Paybackdauer zu Grunde gelegt, haben allerdings keinen Einfluss auf die Höhe des Förderbeitrags, siehe dazu die beiden nächsten Abschnitte.

Bei einer Erneuerung eines Hydrogenerators beinhaltet die Investition die Produktkosten der neuen Komponenten des Stators und des Rotors, welche zusätzlich zu einer Revision anfallen. Die Aufwendungen für das Projekt, die De- und Remontage sowie die Wiederinbetriebnahme der Generatoren sind bei einer Revision, einer Erneuerung oder einen Ersatz des Generators vergleichbar. Im Wirkungsmodell wird allgemein nicht unterschieden, ob der Generator erneuert oder ersetzt wird. Entscheidend sind die erforderlichen Investitionskosten, um die Verluste des Generators zu reduzieren.

Zur Fragestellung, ob bei einer Förderung ein sogenannter **Mitnahmeeffekt**, d.h. Erneuerungen mitfinanziert würden, welche auch ohne Förderung zustande gekommen wären, ausgelöst wird, können folgende Punkte hinsichtlich Umfang und Zeitpunkt aufgeführt werden:

- Grundsätzlich können der Ersatz des Erregers, die Modernisierung der Lager und allenfalls der Umbau der Kühlung unabhängig jederzeit bei einer Revision durchgeführt werden.

– Gemäss den Ergebnissen im Teil 1, basiert das Verlustreduktionspotenzial auf dem Ersatz der Statorwicklung zusammen mit dem Statorblechpaket, dem Ersatz der Polspulen oder der gesamten Pole und einer Verbesserung der Ventilation. Der Ersatz der Statorwicklung alleine oder lediglich der Pole führt zu keiner wesentlichen Verlustreduktion.

In Tab. 2.1 sind die Generator-Komponenten aufgeführt und deren Auswirkung auf die Verlustreduktion bei einem Ersatz. Für den Zeitpunkt eines Entscheids einer Erneuerung ist nebst dem Zustand auch die Lebensdauer der jeweiligen Komponenten ausschlaggebend:

Komponente	Lebenserwartung in Jahren (von - bis)	Verlustreduktion bei Ersatz	
		einzel	kombiniert
Statorblechpaket	50 - 70	nicht anwendbar	gross
Statorwicklung	40 - 50	klein	
Polkörper	50 - 70	klein	mittel
Polspulen	50 - 60	klein	
Erreger	40 - 50	gering	gering
Statorgehäuse	80 - 100	-	-
Rotortzentralkörper	80 - 100	-	-
Lagergehäuse	80 - 100	-	-
Lagersegmente	50 - 70	-	-
Wellen	50 - 70	-	-

Tab. 2.2 Typische Lebensdauer von Generatorkomponenten und Potential der Verlustreduktion

Ausgehend von diesen Punkten sollte es für einen potenziellen Auftragnehmer möglich sein, eine qualitative Einschätzung zu geben, inwiefern mit den definierten Grenzen und dem Wirkungsmodell tatsächlich Massnahmen ausgelöst werden können oder ob damit mehrheitlich solche Massnahmen unterstützt werden, welche von den Kraftwerkbetreibern in derselben Art und Weise sowieso realisiert würden.

Für Generatoren der Bauform BF 7…(HD) werden in der Regel die Statoren im Werk des Lieferanten zweiteilig vormontiert, siehe dazu Bilder der Anlage des Beispiels (KW 15) in Abb. 2.6. Damit wird die Ausfallzeit der Anlage beim Tausch der alten mit neuen Komponenten auf ein Minimum reduziert. Für Generatoren der BF 8…(HD) wird ebenfalls eine einteilige oder mehrteilige Vormontage angestrebt. Bei Generatoren der BF 8… (ND) hingegen wird der Stator meistens aufgrund des grossen Durchmessers (ab Durchmesser > ca. 4m), bzw. Transportgrösse, einteilig in der Anlage geblecht und gewickelt.

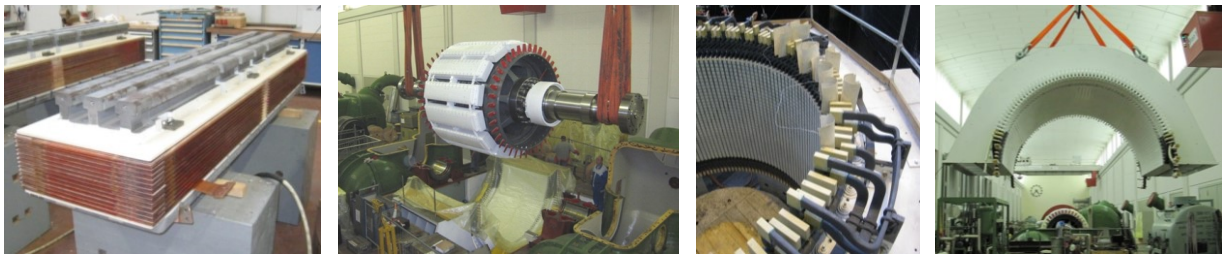


Abb. 2.6 Erneuerung eines Hydrogenerators: Fertigung der Pole, Einbau des Rotors, Fertigung der Statorwicklung, Einbau der Stator-Hälfte

Im Wirkungsmodell werden die Investitionskosten für den Ersatz des Stators und der Pole berechnet. Diese basieren auf Erfahrungswerten aus realisierten Projekten, woraus eine Formel erarbeitet wurde, welche die Investitionskosten für einen Generator in Funktion der Eingabe der Scheinleistung und der Polzahl ermittelt. Sofern keine Angebote von Lieferanten für das Projekt vorliegen, kann dies als Richtwert für die Berechnung der Paybackdauer eingesetzt werden:

$$Investition\ [CHF] = 24'400 \left[\frac{CHF}{MVA}\right] * S[MVA] + 67'800\ [CHF] * Polzahl$$

2.5 Paybackdauer

Für die Berechnung der Paybackdauer ist eine vereinfachte statische Berechnung durchzuführen. Die Paybackdauer ergibt sich als Quotient der Investition dividiert durch die jährliche Energiekosteneinsparung.

$$Paybackdauer\ [a] = \frac{Investition\ [CHF]}{Jährliche\ Energieeinsparung\ \Delta E_a\ \left[\frac{kWh}{a}\right] * Strompreis\ \left[\frac{CHF}{KWh}\right]}$$

Für Wasserkraftanlagen wird ein individueller Strompreis für die Förderung von Massnahmen im Bereich der Stromproduktion verwendet. Im Modell werden Preisszenarien für Investitionsbeiträge in der Wasserkraft aus dem Bericht des BfE von 2019 [3] vorgeschlagen, siehe Abb. 2.7. Die jährliche Energiekosteneinsparung wird mit einem Strompreis «Mittel Base» von 0.06 CHF/kWh berechnet.

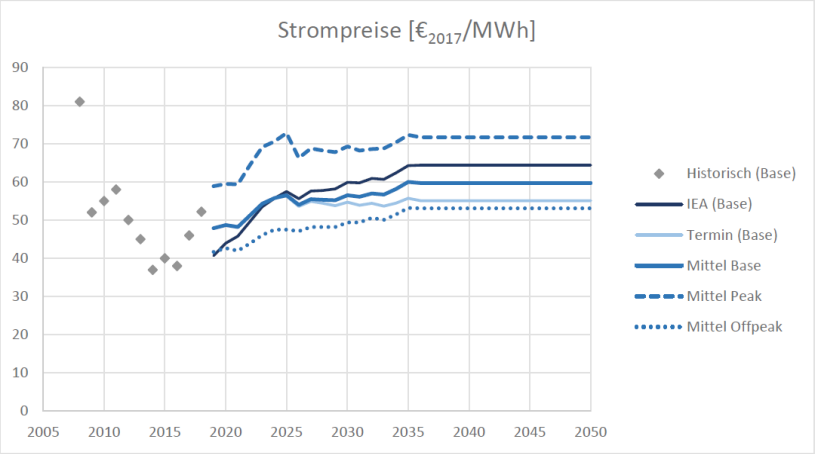


Abb. 2.7 Preisszenarien für Investitionsbeiträge Wasserkraft

Im Wirkungsmodell wird der Strompreis über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren für alle Anlagen als konstant mit 0.06 CHF/kWh angenommen Für Flusskraftwerke, welche eine Bandenergie erzeugen ist dies zutreffend. Für Speicherwerke, welche Spitzenenergie liefern, variiert der Strompreis. Der Strompreis für Spitzenenergie hat sich allerdings in den letzten Jahren ebenfalls wesentlich reduziert.

In unserem Beispiel aus dem Modell in Tab. 2.3 wird mit der Formel aus dem vorgängigem Abschnitt, eine Investition von 7.2 Mio. CHF ermittelt, welche beim realisierten Projekt 7.5 Mio. CHF betragen hat. Informativ berechnet das Modell die Kostenwirksamkeit der Investition. Auf Basis des eingegebenen Strompreises wird die Paybackdauer von 87 Jahre für das Projekt ermittelt. Massnahmen mit einer Paybackdauer von weniger als **4 Jahren** werden seitens BfE nicht gefördert. Darauf wird im Modell hingewiesen.

Investition				
Eingabe Investitionskosten für das Projekt (Summe aller Generatoren)	Erfahrungswert Investiton Stator und Pole ca.	7.2	Mio CHF	7.5
Kostenwirksamtkeit Investition (Investition durch kumulierte Energieeinsparung, N_s 25 Jahre, ohne Kürzungsfaktor), infomativ			CHF/kWh	0.21
Paybackdauer				
Eingabe Strompreis über N_s 25 Jahre	Preiszenarien Wasserkraft "Mittel Base"	0.06	CHF/KWh	0.06
Jährliche Energiekosteneinsparung (ΔE_a mit Strompreis)			kCHF	86.43
Paybackdauer (Investition durch jährliche Energiekosteneinsparung, ohne Förderung)	Mindestpaybackdauer für eine Förderung:	> 4	Jahre	**87**

Tab. 2.3 Eingabe von Investitionskosten und Strompreis – Berechnung der Paybackdauer

2.6 Kostenwirksamkeit

Die Kostenwirksamkeit von ProKilowatt-Projekten ergibt sich aus der Division der bei ProKilowatt beantragten Förderbeiträge und der anrechenbaren kumulierten Energieeinsparungen:

$$Kostenwirksamkeit\ \left[\frac{CHF}{KWh}\right] = \frac{Beantragte\ Förderung\ ProKilowatt\ [CHF\ ]}{Anrechenbare\ kumulierte\ Energieeinsparung\ \Delta E_N\ [kWh\ ]}$$

Im Modell wird die Kostenwirksamkeit eingegeben, um damit einen möglichen Förderbeitrag zu ermitteln. Als Erfahrungswert von ProKilowatt wird eine Kostenwirksamkeit von ≤ 0.03 CHF/kWh angestrebt. Für das Beispiel berechnet das Modell einen Förderbeitrag von kCHF 810. Informativ als Vergleich berechnet das Modell die Paybackdauer nochmals unter Berücksichtigung des Förderbeitrages.

Kostenwirksamkeit				
Eingabe Kostenwirksamkeit ProKilowatt-Projekt (Förderung durch ΔE_N)	Erfahrungswert ProKilowatt:	≤ 0.03	CHF/kWh	0.03
Beantragte Förderung ProKilowatt (Kostenwirksamkeit der Föderung mit ΔE_N)			kCHF	**810**
Paybackdauer mit Förderung ProKilowatt, Informativ			Jahre	77

Tab. 2.4 Eingabe Kostenwirksamkeit – Berechnung des Förderbeitrags

2.7 Zusammenfassung

Zur Abklärung der Förderwürdigkeit eines Erneuerungsvorhabens wird hier das Vorgehen der vorgängigen Abschnitte nochmals zusammengefasst. Das Wirkungsmodell ist als Programmablaufplan im nächsten Abschnitt in Abb. 2.8 und im Anhang A1 abgebildet. Die Grössen werden in eine dem Bericht beigelegte Excel-Arbeitsmappe eingegeben und berechnet.

Die Eingabe in das Programm erfolgt schrittweise. In einem ersten Schritt wird – in den jeweils grau hinterlegten Feldern - die Anzahl der Maschinen in der Anlage angegeben, die Bauform ausgewählt und die Drehzahl eingegeben. Für Maschinen mit Getriebe, beispielsweise für Flusskraftwerke mit horizontalen Maschinen bis 10 MW Leistung, ist die Drehzahl vom Generator anstelle der Turbine und die Bauform BF7...(HD) einzugeben.

Im darauffolgenden Schritt muss die Nennscheinleistung und der Nennleistungsfaktor cos φ des bestehenden Generators eingegeben werden. Diese Daten müssen auch für die geplante Erneuerung eingegeben werden. Die Verluste und die Verlustreduktion bei Nennlast wird im Programm als Standard mit einem cos φ 0.85 berechnet. Bei einer Leistungserhöhung erfolgt der Vergleich bei cos φ 0.85. Wenn keine Leistungserhöhung vorliegt, wird die Verlustreduktion mit dem eingegebenen Nennleistungsfaktor des bestehenden Generators berechnet.

Für die Berechnung des Energiesparpotenzials müssen die jährlichen Betriebsstunden mit Berücksichtigung des Lastprofils eingegeben werden. Falls diese nicht eruiert werden können, werden die in der Verlustanalyse gefundenen Mittelwerte für die entsprechende Bauform übernommen.

Für die Ermittlung des Paybacks ist die Abschätzung und Eingabe der Investitionskosten erforderlich. Für eine Grobabschätzung kann der Erfahrungswert aus dem Modell eingesetzt werden. Ebenfalls eine schwierig vorhersehbare Grösse ist der Strompreis über die Standard-Nutzungsdauer von 25 Jahre. Das Modell weist auf Preisszenarien des BfE mit einem Strompreis 0.06 CHF/kWh hin. Die Berechnung des Förderbeitrags wird aus einer Kostenwirksamkeit von ≤ 0.03 CHF/kWh berechnet.

Zusammenfassung der Eingabegrössen:

- Eingabe der Anzahl Generator in der Anlage
- Auswahl der Bauform und Eingabe der Drehzahl.
- Eingabe von Nennscheinleistung und Leistungsfaktor, jeweils für bestehenden und neuen Generator.
- Eingabe ob eine Leistungserhöhung durchgeführt wird.
- Eingabe des Lastprofils und der jährlichen Betriebsstunden aus vorhandenen Daten oder Übernahme aus dem Modell auf Basis der Eingabe der Bauform, falls keine Angaben vorhanden sind.
- Eingabe der Investitionskosten oder Übernahme aus dem Modell auf Basis der Eingabe der Scheinleistung und Polzahl, falls keine Angeboten von Lieferanten vorhanden sind.
- Eingabe vom erwarteten Strompreis über die Nutzungsdauer.
- Eingabe der Kostenwirksamkeit für die Ermittlung vom Förderbeitrag

2.8 Programmablaufplan

Der Programmablaufplan des Wirkungsmodells ist in folgender Abb. 2.8 dargestellt.

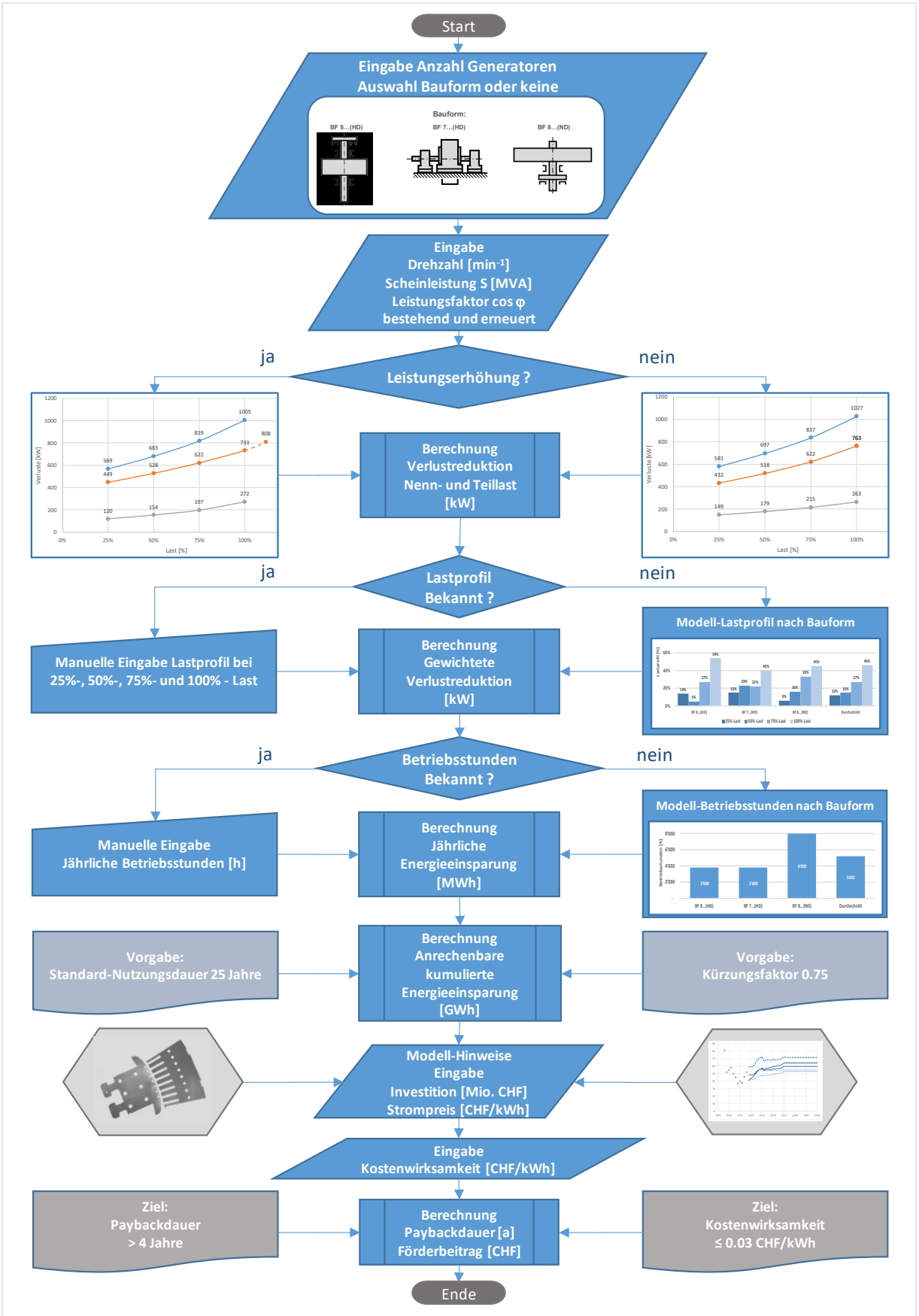


Abb. 2.8 Programmablaufplan des Wirkungsmodells

3 Anwendung des Wirkungsmodells auf untersuchte Generatoren

Zur Plausibilitätsprüfung des Wirkungsmodells wurden 22 Anlagen ausgewählt, davon sechs mit realisierten Erneuerungsprojekten, und untereinander verglichen. Die Anlagen sind im Anhang A2 aufgeführt. Für die sechs realisierten Projekte wurden die effektiven Daten der Verlustreduktion und bei fünf davon die Investitionskosten, das Lastprofil und der Betriebsstunden eingegeben. Bei den restlichen 16 Anlagen handelt es sich um Generatoren, welche gemäss den definierten Kriterien im Teil 1, Abschnitt 7 potenziell mit einem Förderbeitrag erneuert werden könnten. Bei diesen Anlagen werden nebst der Anzahl Generatoren, Scheinleistung, Drehzahl und Bauform auch sofern vorhanden, das Lastprofil und die Betriebsstunden eingegeben. Für die Plausibilitätsprüfung wurde jeweils eine Erneuerung mit Ersatz des Stators und der Pole ohne Leistungserhöhung sowie ein Referenz cos φ 0.85 für die Berechnung der Verlustreduktion mit der Formel gemäss Teil1, Abschnitt 4.3 definiert.

3.1 Energieeinsparung

Mit dem Wirkungsmodell kann die jährliche Energieeinsparung berechnet werden. Um die Grössenordnung und das Streuband der potenziellen Einsparung aufzuzeigen, wurde die jährliche Energieeinsparung für die 22 Generatoren in Funktion der Wirkleistung aufgezeigt.

Die in den sechs Anlagen realisierten Erneuerungsprojekten mit insgesamt 17 berücksichtigten Generatoren haben zu einer jährlichen Energieeinsparung von 13 GWh geführt.

Das Potenzial der gesamten jährlichen Energieeinsparung für die ausgewählten 22 Generatoren beträgt 14 GWh pro Jahr. Betrachtet man die 22 ausgewählten Anlagen mit insgesamt 53 berücksichtigten Generatoren, so steigt das Potenzial auf 34 GWh pro Jahr.

Die aus den 22 verschiedenen Generatoren ermittelte lineare Trendlinie zeigt, dass die jährliche Energieeinsparung pro Generator zwischen 400 MWh (minimal 200 MWh) bei einem Generator mit einer Wirkleistung von 10 MW, beziehungsweise bis zu 1200 MWh bei 100 MW liegt. Allerdings ist eine grosse Streuung zwischen 10 und 25 MW feststellbar, welche auf die höheren Betriebsstunden bei den Generatoren der Bauform BF8...(ND) wie der Anlage KW31 zurückzuführen ist. Bei den weiteren realisierten Projekten, liegt die jährliche Energieeinsparung im ähnlichem Verhältnis wie die der Verlustreduktion, welche im Teil 1 in Abb. 4.2 dargestellt ist.

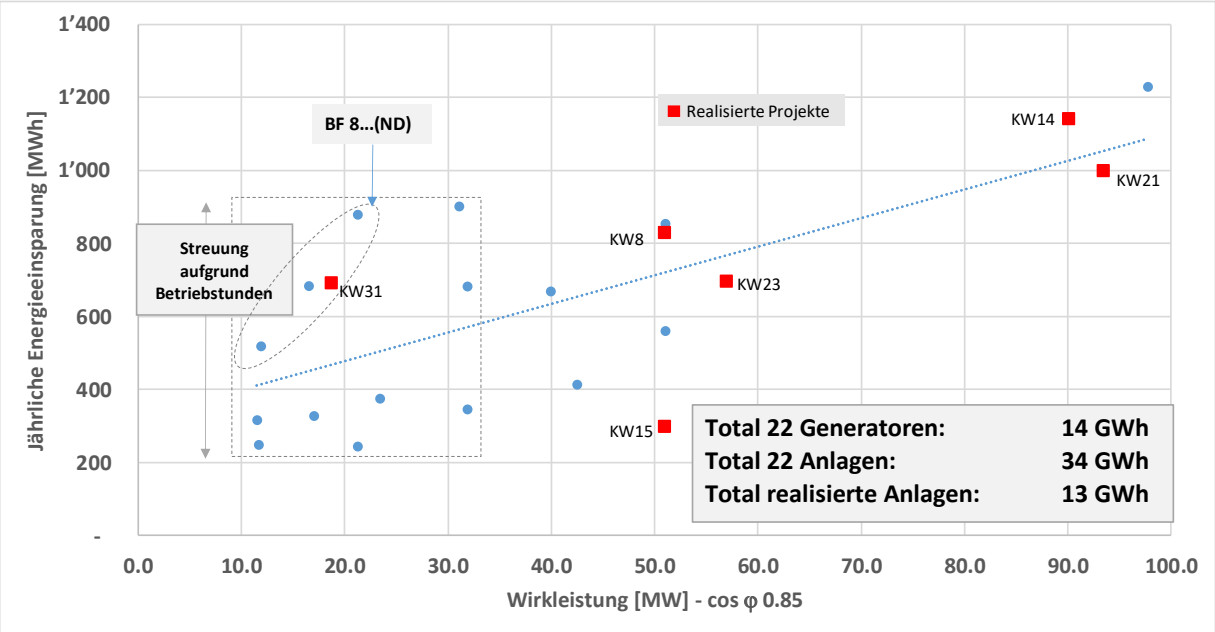


Abb. 3.1 Potenzial jährlicher Energieeinsparung [MWh] pro Generator - 22 ausgewählte Anlagen

3.2 Investition

Abb. 3.2 zeigt für 22 untersuchte Generatoren die mit den obigen Formeln berechneten Investitionskosten für den Ersatz vom Stator und der Pole in Funktion der Leistung. Ebenfalls eingezeichnet sind die entsprechenden Kosten von realisierten Generatorerneuerungen. Die meisten berechneten Kosten und die von Erneuerungen liegen entlang einer linearen Ausgleichskurve. Bei Leistungen im Bereich von 10-25 MW wiederum fallen einzig die Generatoren der Niederdruckanlagen mit der Bauform BF8...(ND) durch markant höhere Kosten auf, was auf die grosse Polzahl aufgrund von tiefen Drehzahlen und den grösseren Durchmessern dieser Generatoren zurückzuführen ist. Entsprechend steigen die Kosten einer Generatorerneuerung bei Niederdruckanlagen.

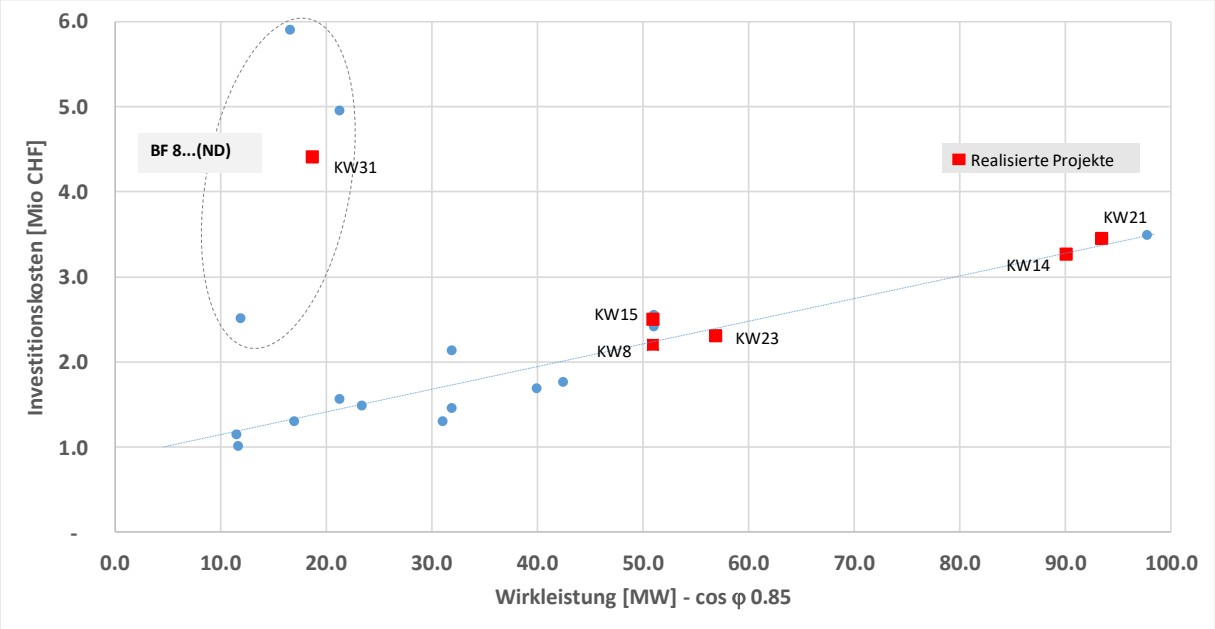


Abb. 3.2 Investitionskosten der Generatorkomponenten pro Generator in Funktion der Leistung

In Abb. 3.3 sind die Investitionskosten der Abb. 3.2 in Funktion der jährlichen Energieeinsparung pro Generator dargestellt. Man stellt fest, dass die Energieeinsparung bei der Bauform BF8...(ND) im mittleren Bereich bezüglich des Einsparpotenzials zu liegen kommen, aber die Investitionskosten immer noch wesentlich über dem Durchschnitt liegen. Generatoren der anderen Bauformen, deren Investitionskosten unter dem Durchschnitt liegen, zeichnen sich vor allem durch höhere Betriebsstunden aus.

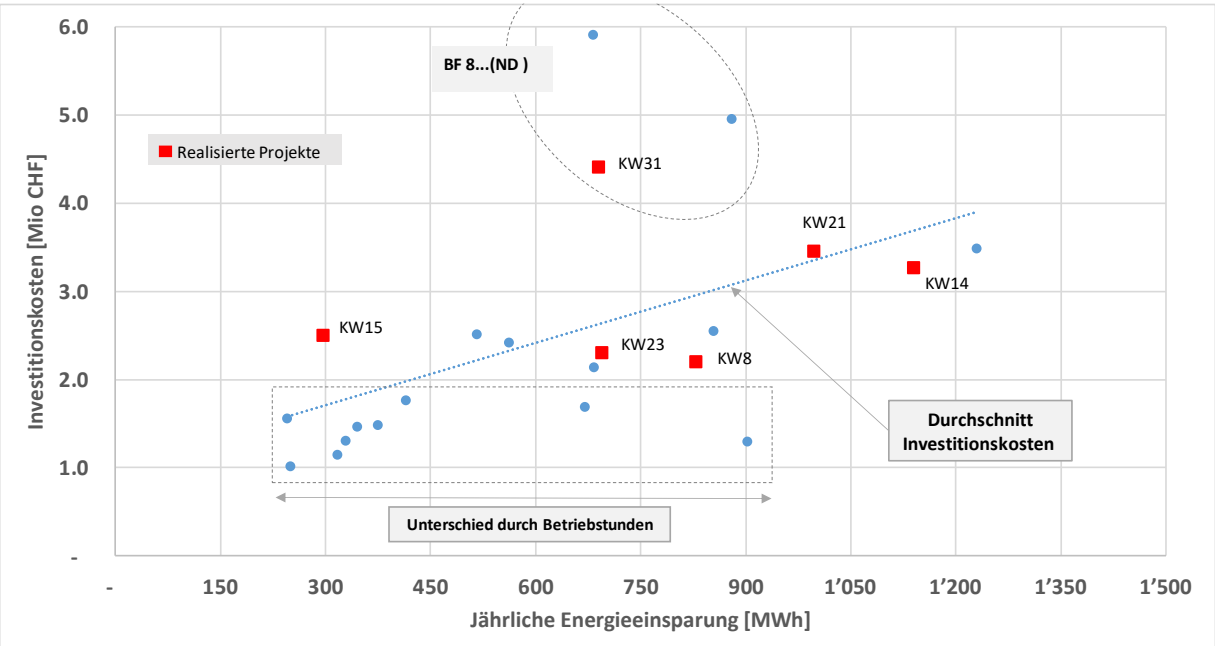


Abb. 3.3 Investitionskosten der Generatorkomponenten in Funktion der jährlichen Energieeinsparung

3.3 Paybackdauer

Aus der Reduktion der Verluste und der damit verbundenen Energieeinsparung kann eine Energiekosteneinsparung pro Generator analog der Abb. 3.1 berechnet werden. In Abb. 3.4 ist die jährliche Energiekosteneinsparung in kCHF dargestellt. Wie erwartet, nimmt die Energiekosteneinsparung mit zunehmender Leistung zu, im Durchschnitt liegt diese bei CHF 40'000 pro Generator. Den Berechnungen liegt ein Strompreis von 0.06 CHF/kWh zugrunde.

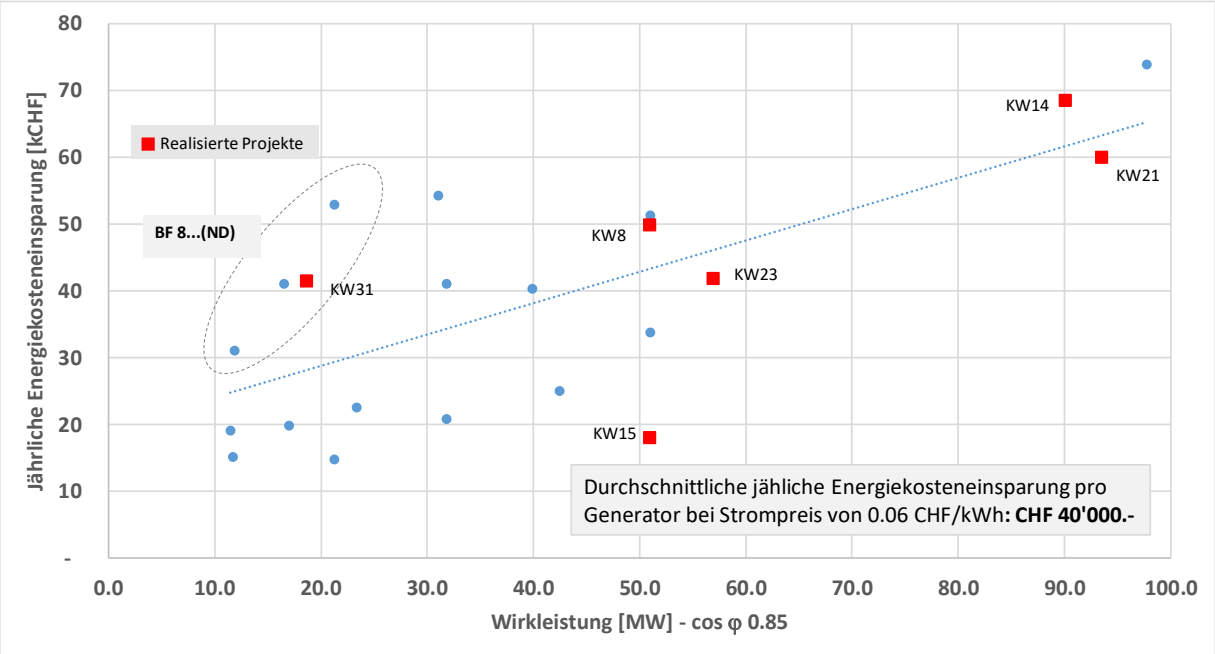


Abb. 3.4 Jährliche Energiekosteneinsparung pro Generator in Abhängigkeit der Leistung

Die Kostenwirksamkeit einer Investition eines Erneuerungsprojekts kann durch das Verhältnis zwischen den Investitionskosten und der kumulierten Energieeinsparung über eine Nutzungsdauer von 25 Jahre ermittelt werden. Das Modell berechnet diesen Wert informativ, welcher für Generatoren BF7...(HD) und BF8...(HD) im Durchschnitt bei 0.15 und für BF8…(ND) bei 0.26 CHF/kWh liegt. Aus dem Verhältnis zwischen den Investitionskosten und der jährlichen Energiekosteneinsparung resultiert die Paybackdauer. Die berechnete Paybackdauer in Jahren ist in Abb. 3.5 dargestellt. Eine Förderung mit einer Kostenwirksamkeit von 0.03 CHF/kWh würde die Paybackdauer um 10 Jahre reduzieren.

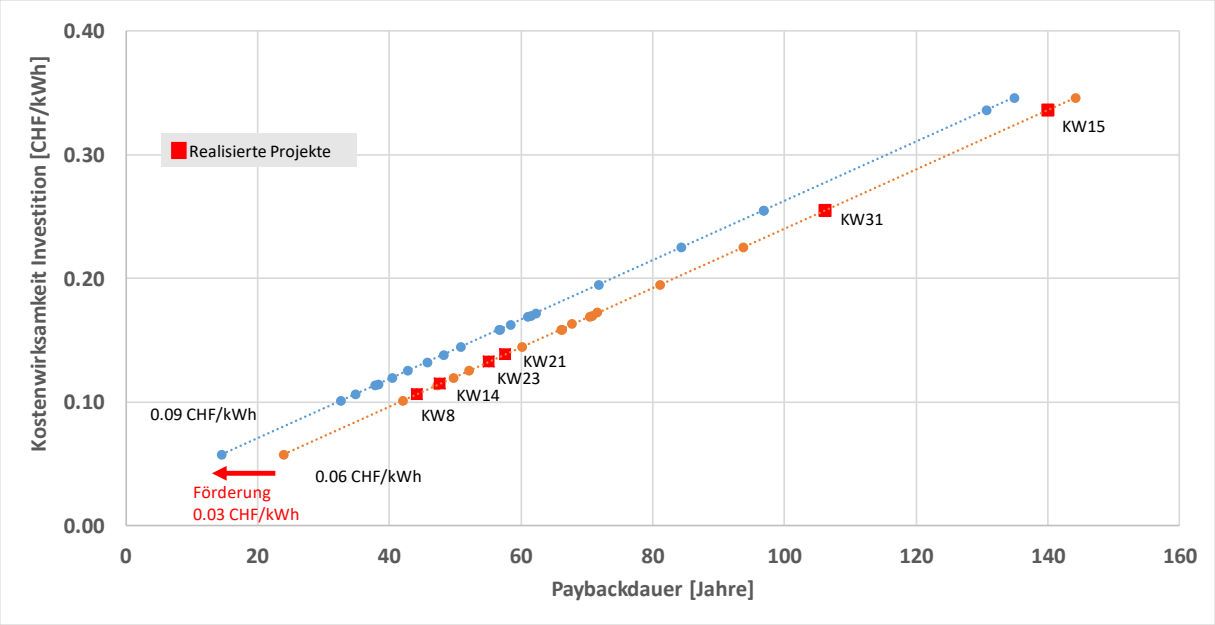


Abb. 3.5 Paybackdauer von Generatorerneuerungen mit und ohne Förderung

Es ist bekannt, dass im Gebiet der Wasserkraft die Paybackdauer der Investitionen üblicherweise lang ist, für Generatorerneuerungen aus nur energetischen Gründen sind sie in den meisten Fällen aber zu lange, um eine Erneuerung zu rechtfertigen. Es wird meist wohl noch zusätzliche Gründe, wie beispielsweise der hohe Verschleiss oder die Alterung der Komponenten, brauchen, um Generatoren zu erneuern. Bei allen betrachteten Projekten beträgt die Paybackdauer mindestens vier Jahre, das heisst sie erfüllen die vom BfE gestellten Kriterien für den Erhalt einer Förderung. Vergleicht man die beiden Anlagen KW8 und KW15, welche etwa gleich hohe Investitionskosten aufweisen, liegt die Paybackdauer bei KW15 um ein Dreifaches höher als bei KW8. Dies ist auf die höhere Energieeinsparung bei KW8 zurückzuführen. Der Grund für die höhere Energieeinsparung und die Unterschiede zwischen KW8 und KW15 wird im Abschnitt 4 weiter analysiert.

3.4 Kostenwirksamkeit

Geht man von einer Förderung über eine Dauer von 25 Jahren mit einer Kostenwirksamkeit von ProKilowatt-Projekten von 0.03 CHF/kWh und einer anrechenbaren, kumulierten Energieeinsparung von 75 % aus, so lässt sich ein potenzieller Förderbeitrag berechnen. Diese Summen sind für 22 Anlagen in Abb. 5.6 dargestellt.

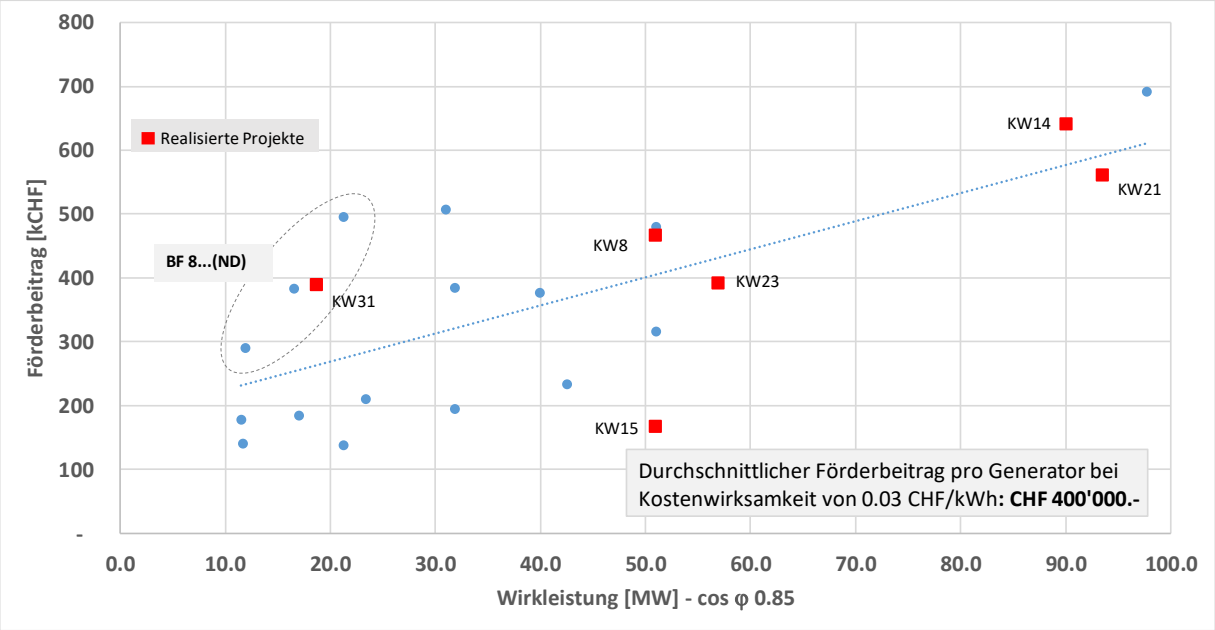


Abb. 3.6 Berechnete Förderbeiträge in Abhängigkeit der Leistung

Die aus den 22 verschiedenen Generatoren ermittelte lineare Trendlinie analog der Abb. 3.1 und Abb. 3.4 zeigt, dass der Förderbeitrag pro Generator zwischen kCHF 200 (minimal kCHF 100) bei einem Generator mit einer Wirkleistung von 10 MW, beziehungsweise bis zu kCHF 700 bei 100 MW liegt. Allerdings ist eine grosse Streuung zwischen 10 und 25 MW feststellbar, welche auf die höheren Betriebsstunden bei den Generatoren der Bauform BF8...(ND), wie der Anlage KW31, zurückzuführen ist. Bei den weiteren realisierten Projekten, liegt die jährliche Energieeinsparung im ähnlichem Verhältnis wie die der Verlustreduktion, welche im Teil 1 in Abb. 4.2 dargestellt ist. Im Durchschnitt liegt der Förderbeitrag bei CHF 400 pro Generator, bei einer angenommenen Kostenwirksamkeit für ProKilowatt-Projekte von 0.03 CHF/kWh.

3.5 Zusammenfassung der Anwendung des Wirkungsmodells

Die mit dem Wirkungsmodell ermittelten jährlichen Energie- und Energiekosteneinsparungen, die Investitionskosten und der Förderbeitrag haben aufgezeigt, dass die Ergebnisse für alle Generatoren über die Wirkleistung analog der Verlustreduktion (im Teil 1) dargestellt werden können. Damit können diese vier Grössen für jede Anlage auf einfacher Art untereinander verglichen und analysiert werden. Auffallend sind die Unterschiede bei Generatoren der Bauform BF 8...(ND), welche jeweils höhere Werte als die anderen Generatoren aufweisen. Allerdings sind die grössten Unterschiede auf die Betriebsstunden der Anlagen zurückzuführen. Dies wird im nächsten Abschnitt mit der Auswertung der Einflussgrössen im Wirkungsmodell analysiert.

4 Einflussgrössen im Wirkungsmodell

4.1 Vergleich des Einflusses des Lastprofils und der Betriebsstunden

Die ermittelte Kostenwirksamkeit der Investition der 22 analysierten Anlagen im vorgängigen Abschnitt wurde analog der Abb. 3.5 in Funktion der jährlichen Betriebsstunden in Abb. 4.1 dargestellt. Im Durchschnitt liegt die Kostenwirksamkeit der Investition für die Erneuerung eines Generators und einer Standard-Nutzungszeit von 25 Jahre bei 0.17 CHF/kWh. Allerdings variiert diese stark zwischen 0.06 bis 0.35 CHF/kWh. Die Unterschiede zwischen beiden Anlagen KW8 und KW15 werden hier analysiert. Ausserdem werden die Unterschiede der Anlagen KW1 und KW4 für einen Vergleich genauer untersucht.

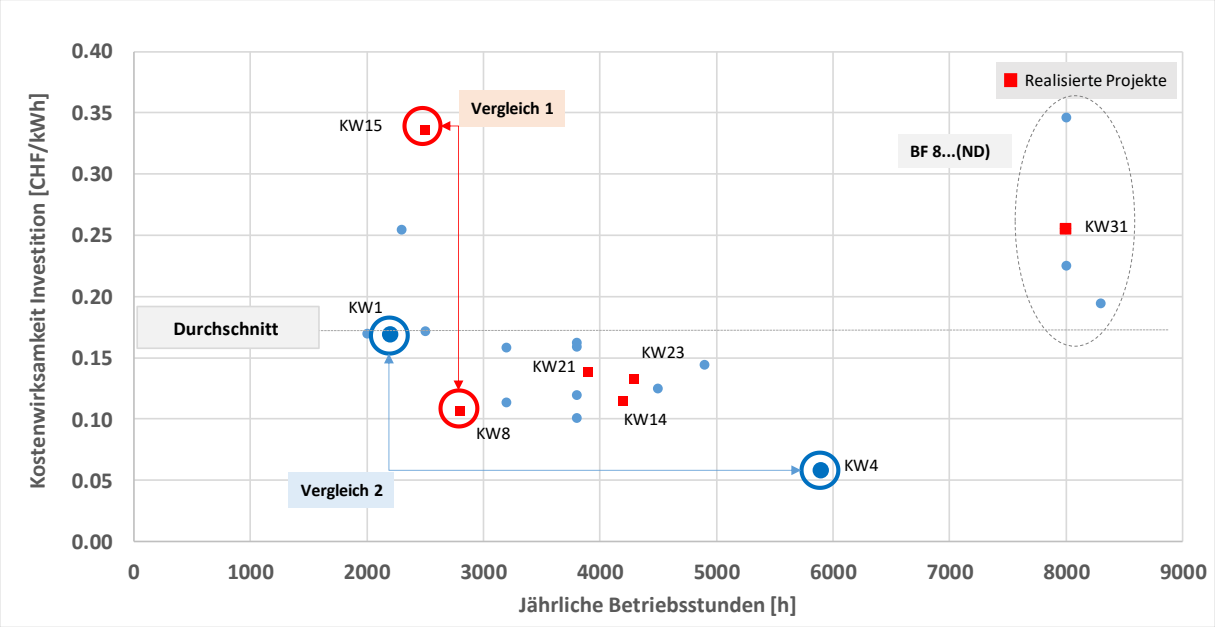


Abb. 4.1 Einflussgrössen auf das Wirkungsmodell

Der folgende Vergleich zeigt den Einfluss des Lastprofils und der Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition.

Vergleich Nr. 1: Einfluss des Lastprofils auf die Kostenwirksamkeit

Es werden zwei Generatoren der Anlage KW8, BF 8...(HD) für ein Laufkraftwerk und der Anlage KW15, BF 7…(HD) für ein Speicherkraftwerk analysiert. Beide Generatoren werden bei gleicher Wirkleistung und ähnlichen Betriebsstunden (BS) pro Jahr von 2'800, beziehungsweise 2'500 h/a verglichen. Die Anlagen unterscheiden sich durch das Lastprofil (bei 25 %, 50 %, 75 % und 100 %-Last), dies aufgrund ihrer jeweiligen Anwendung in einem Lauf- oder einem Speicherkraftwerk.

Anlage KW8 (51 MW):	Lastprofil: 0 %-0 %-50 %-50 % / BS: 2800 h/a	=> 0.11 CHF/kWh
Anlage KW15 (51 MW):	Lastprofil: 20 %-25 %-27 %-28 % / BS: 2500 h	=> 0.34 CHF/kWh
	Mit Lastprofil: 0 %-0 %-50 %-50 % / BS: 2500 h	=> 0.26 CHF/kWh
	Verbesserung der Kostenwirksamkeit:	=> - 0.12 CHF/kWh

Bei Anwendung des Lastprofils der Anlage KW8 auf die Anlage KW15 verbessert sich die Kostenwirksamkeit um 0.12 CHF/kWh. Im Verhältnis zu 0.34 CHF/kWh ergibt dies einer Verbesserung von 35 %.

Vergleich Nr. 2: Einfluss der Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition

Es werden wiederum zwei Generatoren der Anlage KW4, BF 8...(HD) für ein Laufkraftwerk und der Anlage KW1, BF 8…(HD) für ein Speicherkraftwerk analysiert. Beide Generatoren werden bei praktisch gleicher Wirkleitung von 29, beziehungsweise 30 MW betrieben und weisen ein vergleichbares Lastprofil auf. Allerdings sind bei KW4 deutlich höheren Betriebsstunden (BS) pro Jahr von 5'900 h/a als bei KW4 mit 2'200 h/a hinterlegt.

Anlage KW4 (29 MW):	Lastprofil: 9 %-3 %-39 %-49 % / BS: 5900 h/a	=> 0.06 CHF/kWh
Anlage KW1 (30 MW):	Lastprofil: 18 %-3 %-15 %-64 % / BS: 2200 h/a	=> 0.17 CHF/kWh
	Lastprofil: 18 %-3 %-15 %-64 % / BS: 5900 h/a	=> 0.06 CHF/kWh
	Verbesserung der Kostenwirksamkeit:	=> - 0.11 CHF/kWh

Bei Anwendung der Betriebsstunden der Anlage KW4 auf die Anlage KW1 verbessert sich die Kostenwirksamkeit um 0.11 CHF/kWh. Im Verhältnis zu 0.17 CHF/kWh ist dies eine Verbesserung von 65 %.

Fazit aus Vergleich Nr. 1 und Nr. 2:

Der Einfluss der Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition ist im Vergleich zum Lastprofil etwas doppelt so gross (65 % gegenüber 35 %). Im nächsten Abschnitt wird der Einfluss für Generatoren im Leistungsbereich < 25 MW weiter analysiert.

4.2 Einfluss der Betriebsstunden auf die Energieeinsparung bei Generatoren < 25 MW

Für neun Generatoren im Leistungsbereich zwischen 10 und 25 MW wurde der Einfluss der Betriebsstunden auf die Energieeinsparung betrachtet. Der entsprechende Zusammenhang von Energieeinsparung und Betriebsstunden ist in Abb. 4.2 gezeigt (Hinweis: KW31 mit 680 MWh und KW34 mit 692 MWh weisen praktisch gleiche Werte bei jeweils 8000 Betriebsstunden auf und sind in der Graphik nicht zu unterscheiden). Für Flusskraftwerke mit dem Generatortyp BF 8... (ND) mit den grössten jährlichen Betriebsstunden resultiert eine zwei- bis dreimal höhere Energieeinsparung, respektive Mehrproduktion. Leider sind gerade für solche Generatoren die Investitionskosten bei einer Erneuerung besonders hoch, wie in Abschnitt 3 gezeigt wurde. Die Generatoren mit den tieferen jährlichen Betriebskosten gehören zu den Klassen BF8... (HD) und BF7... (HD).

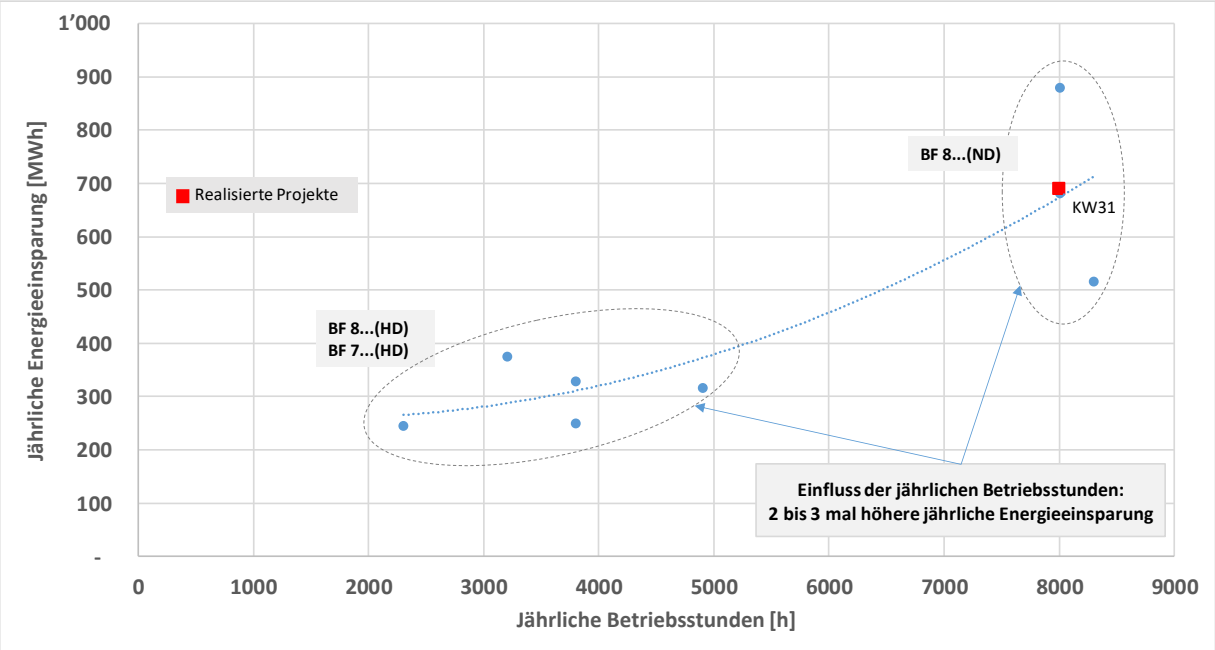


Abb. 4.2 Einfluss der jährlichen Betriebsstunden auf die jährliche Energieeinsparung

Bei den Generatoren für Speicherwerke BF 7…(HD) und 8 (HD) mit Pelton- oder Francisturbinen sind die Unterschiede bei der jährlichen Energieeinsparung auf das Lastprofil oder die Anzahl Betriebsstunden zurückzuführen. Grundsätzlich zeigt es sich nochmals, dass der Einfluss der Betriebsstunden auf die Reduktion der Verlustenergie grösser ist als der Einfluss des Lastprofils.

4.3 Einfluss der Volllast-Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition

Bezugnehmend auf den obigen Vergleich Nr. 2 in Abschnitt 4.1, können anstelle eines Lastprofils die Volllast-Betriebsstunden für die Generatoren angenommen werden, dies entspricht einem Lastprofil von 0 %-0 %-0 %-100 %. In der folgenden Simulation werden ausschliesslich 18 Generatoren der Bauform BF 8… (HD) und BF 7…(HD) betrachtet.

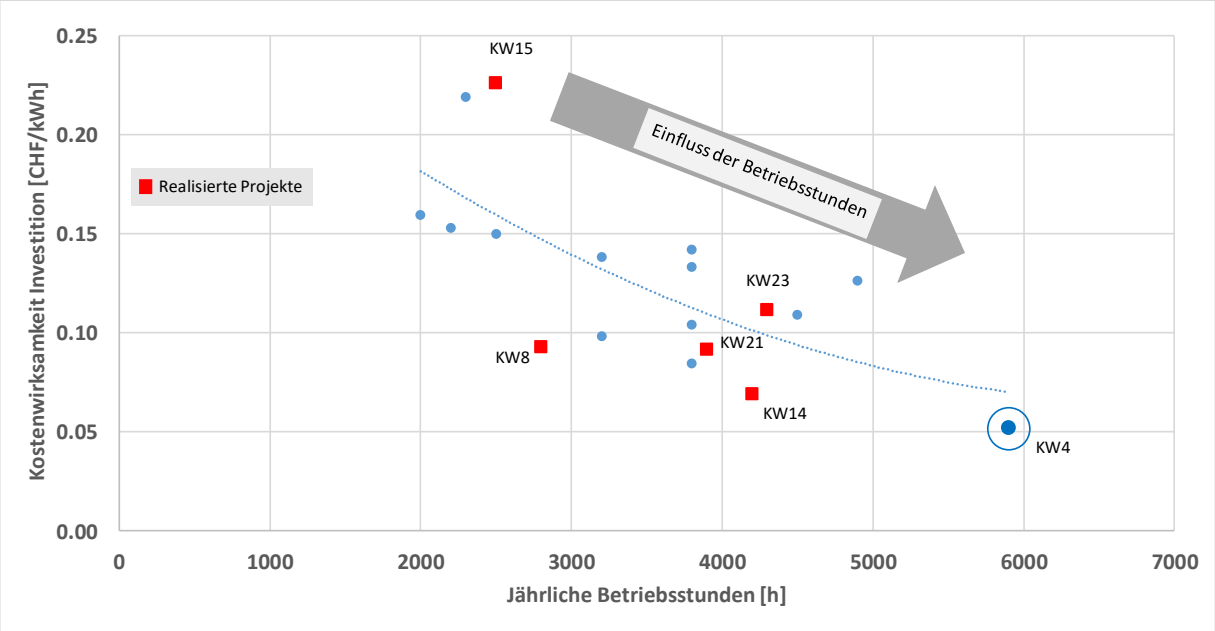


Abb. 4.3 Einfluss der jährlichen Volllast-Betriebsstunden auf die Kostenwirksamkeit der Investition

Geht man von einer Laufzeit von 25 Jahren aus, kann mit den berechneten Investitionskosten der Generatorkomponenten der Bauformen BF7...(HD) und BF8...(HD) und der zu erwartenden Energieeinsparung die Kosten pro Kilowattstunde, beziehungsweise die Kostenwirksamkeit der Investition berechnet werden. Diese Kosten sind in Abb. 4.3 in Funktion der jährlichen Betriebsstunden dargestellt.

Mit der Annahme der Vollaststunden für das Lastprofil sinkt die Kostenwirksamkeit gegenüber den Daten in Abb. 4.1 bei allen Anlagen, beispielsweise bei der Anlage KW15 von 0.34 auf 0.23 CHF/kWh. Die durchschnittliche Kostenwirksamkeit liegt für diese ausgewählten Generatoren bei 0.13 CHF/kWh (ursprünglich 0.17 CHF/kWh gemäss Abb. 4.1), was allerdings weiterhin über dem zu erwartenden Strompreis von 0.06 CHF/kWh liegt. Jedoch zeigt die Abb. 4.3 auf, dass je höher die jährlichen Betriebsstunden sind, je tiefer die Kostenwirksamkeit sinkt. Zwischen den einzelnen Punkten ist der Trend mit einem Polynom und dem eingezeichneten Pfeil verdeutlicht.

Das Wasserangebot in einer Anlage spielt eine dominierende Rolle in Bezug auf die mögliche Energieeinsparung bei einer Erneuerung von Generatoren. Der Einfluss der Betriebsstunden im Wirkungsmodell ist derart gross, dass der Förderbeitrag praktisch lediglich dadurch bestimmt wird.

Generatoren von Flusskraftwerken weisen in der Regel bereits die maximalen Betriebsstunden von 8000 h/a auf. Bei diesen Generatoren, welche hier nicht ausgewertet wurden, liegen die über eine Laufzeit von 25 Jahren berechneten durchschnittlichen Investitionskosten pro Kilowattstunde sogar bei bis zu 0.35 CHF/kWh. Dies kommt aufgrund der höheren Investitionskosten und geringeren Wirkleistung von maximal 25 MW zustande.

4.4 Einfluss der Kostenwirksamkeit der Förderung

Auf Basis der untersuchten und ausgewählten Generatoren im Bereich von 10 bis 100 MW, liegt der Förderbeitrag im Trend zwischen kCHF 200 bis 600 pro Generator, gemäss Abb. 3.6. Bei einer gleichen Leistungsgrösse des Generators, kann der Förderbeitrag aufgrund des Lastprofils und/oder der jährlichen gefahrenen Betriebsstunden stark variieren, gemäss Abb. 4.1. Aus diesem Grund wurde eine Simulation mit 18 Generatoren der Bauform BF 7…(HD) und BF8…(HD) und einer Wirkleistung von 10 bis 100 MW sowie mit einer Kostenwirksamkeit von 0.03 CHF/kWh durchgeführt. Dabei wurde eine Simulation mit fest 3'800 Betriebsstunden unter Volllast, das heisst ohne Lastprofil durchgeführt. Ausserdem erfolgte die Analyse ohne Kürzungsfaktor, das heisst mit voller Anrechnung der Energieeinsparung und einem Strompreis von 0.06 CHF/kWh.

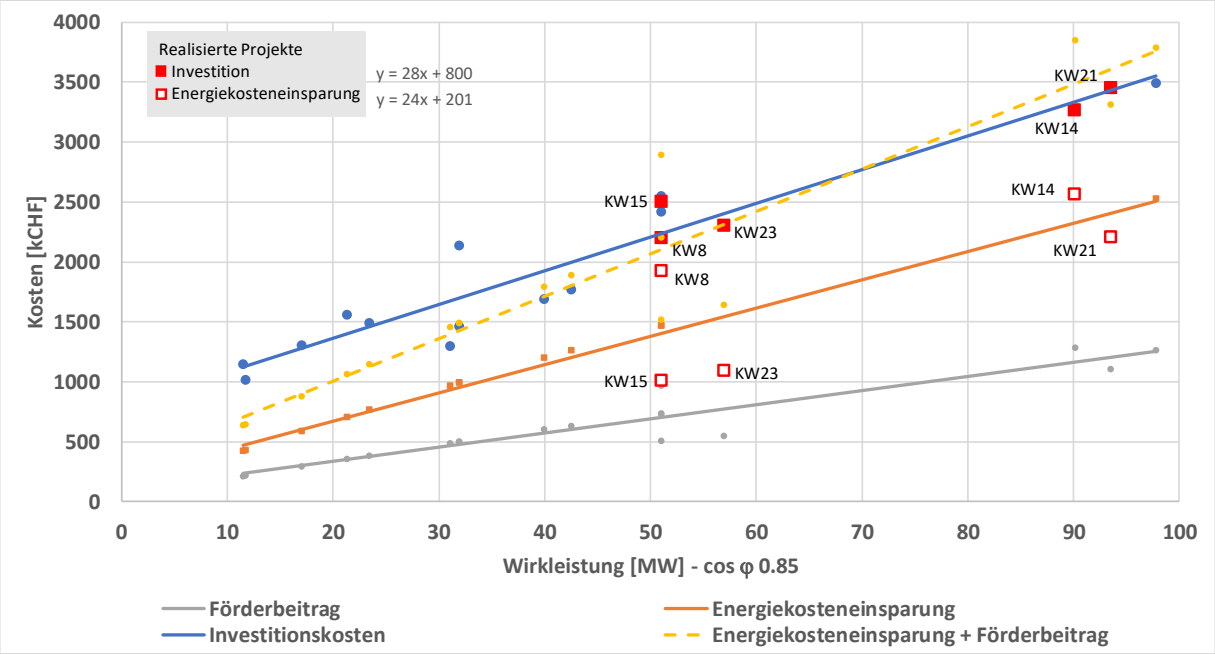


Abb. 4.4 Simulation bei Volllast mit anrechenbarer Energieeinsparung ohne Kürzungsfaktor

Unter den oben genannten Annahmen, liegt der Förderbeitrag bei einem Generator mit einer Wirkleistung von 10 MW weiterhin bei rund kCHF 200. Allerdings steigt der Förderbeitrag mit zunehmender Leistungsgrösse des Generators bis hin zu einem Wert von kCHF 1'200 an. Für einen Generator mit einer Wirkleistung von 100 MW verdoppelt sich somit der Förderbeitrag gegenüber den ermittelten Werten in Abb. 3.6. Werden die Energiekosteneinsparung und der Förderbeitrag addiert, so könnten damit die Investitionskosten für einen Generator einer Leistungsgrösse > 50 MW innerhalb von 25 Jahre sogar abgedeckt werden. Allerdings ist der Förderbeitrag, trotz Wegfall des Kürzungsfaktors (d.h. mit vollständig anrechenbarer kumulierter Energieeinsparung) für Generatoren mit Leistungsgrösse < 50 MW im Vergleich zu den Investitionskosten weiterhin bescheiden. In der folgenden Simulation in Abb. 4.5 wurde die Kostenwirksamkeit mit einem korrigiertem Förderbeitrag berechnet, so dass die Investition durch die Energiekosteneinsparung abgedeckt wird.

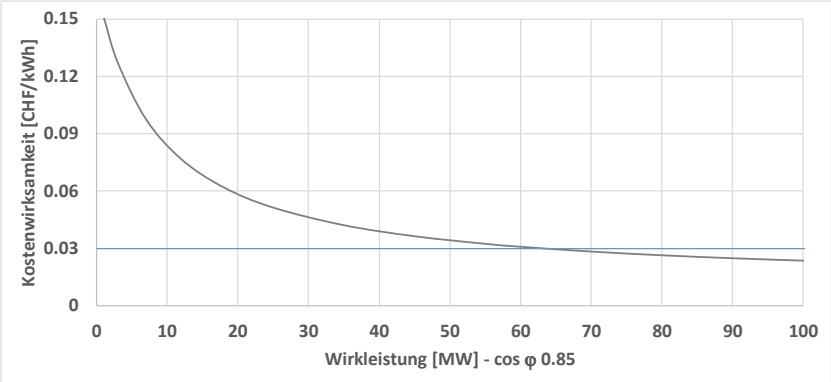


Abb. 4.5 Kostenwirksamkeit mit korrigiertem Förderbeitrag

Damit die Investition durch die Energiekosteneinsparung mit einem korrigierten Förderbeitrag abgedeckt werden könnten, müsste die Kostenwirksamkeit von Förderprojekten für Generatoren möglicherweise wie folgt abgestuft werden:

- Generator 1 bis 10 MW 0.15 bis ≤ 0.08 CHF/kWh
- Generator 10 bis 25 MW: 0.08 bis ≤ 0.05 CHF/kWh
- Generator 25 bis 50 MW: 0.05 bis ≤ 0.03 CHF/kWh
- Generator 50 bis 100 MW: 0.03 CHF/kWh

Gemäss [2], werden Projekte mit einer Kostenwirksamkeit > 0.08 CHF/kWh nicht zugelassen. Davon betroffen wären Generatoren bis einer Leistungsgrösse von bis zu 10 MW. Allerdings ist das grundsätzliche Ziel der Förderung, nicht die Investitionskosten abzudecken, sondern vornehmlich die Förderung von Projekten, welche den grösstmöglichen Beitrag an die Energieeinsparung bewirken.

Unter Berücksichtigung der Kostenwirksamkeit gemäss Abb. 4.5 und mit Eingabe der in Abb. 4.3 ermittelten linearen Regressionsformel für die Investitionskosten und der Energiekosteneinsparung, ergibt dies einen korrigierten Förderbeitrag zwischen kCHF 600 bis 1'000 pro Generator, gemäss Abb. 4.6.

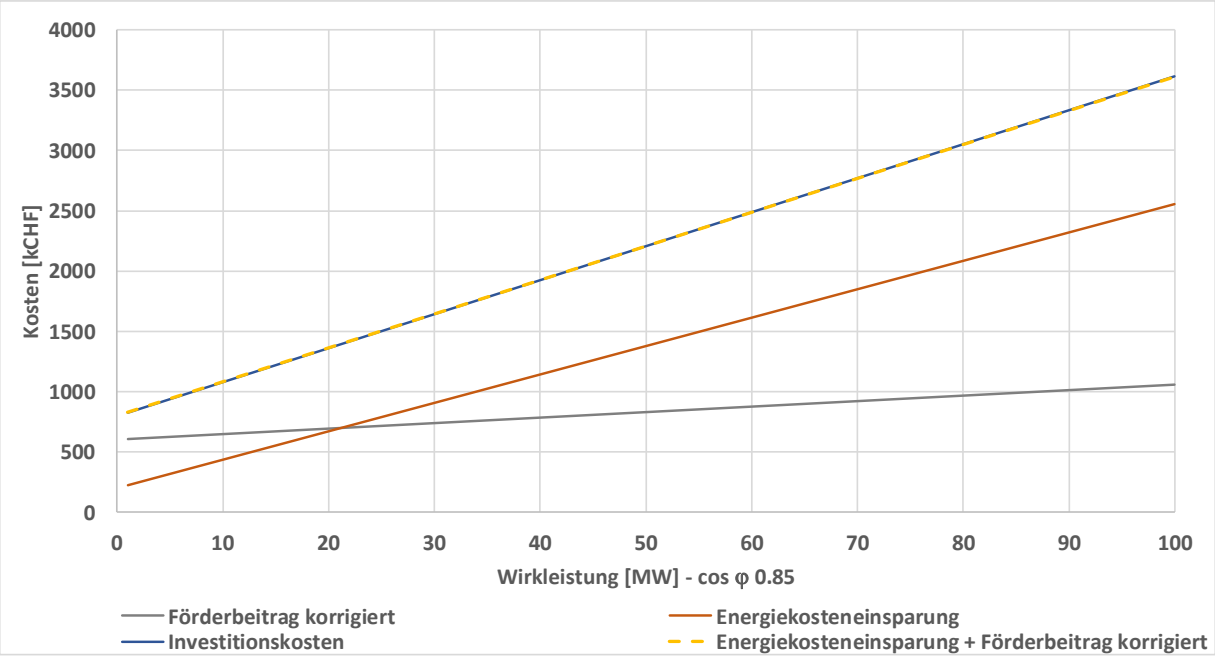


Abb. 4.6 Korrigierter Förderbeitrag

Mit einer Kostenwirksamkeit der Förderung von ≤ 0.03 CHF/kWh und einer vollständig anrechenbaren Energieeinsparung (d.h. ohne Reduktionsfaktor von 0.75), könnten Erneuerungsprojekte von Hydrogeneratoren in einer Leistungsklasse > 25 MW mit grossen Wahrscheinlichkeit realisiert werden. Davon würden vor allem Hochdruckanlagen für Lauf- und Speicherkraftwerke begünstigt.

Für Anlagen mit Generatoren der Leistungsklasse < 25 MW, welche vor allem auch Niederdruckanlagen beinhalten, müsste eine höhere Kostenwirksamkeit der Förderung von ≥ 0.03 CHF/kWh zugelassen werden, damit ein Erneuerungsprojekt ausgelöst werden könnte.

4.5 Sensitivitätsanalyse

Als letztes wird in einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der verschiedenen Eingabedaten untereinander zusammengefasst. Dabei wird die mit dem Wirkungsmodell berechneten jährliche Energieeinsparung und der Förderbeitrag für einen Generator mit Scheinleistung von 30 MVA mit den verschiedenen Bauformen untereinander verglichen. Die Verluste bei Teillast, die Lastprofile und die Betriebsstunden werden durch das Wirkungsmodell selbst aufgrund der Bauform ermittelt, beziehungsweise bestimmt (siehe Abb. 2.3 und Abb. 2.5). Die Eingabe beschränkt sich auf die Scheinleistung und einen cos φ 0.85, vor und nach der Erneuerung.

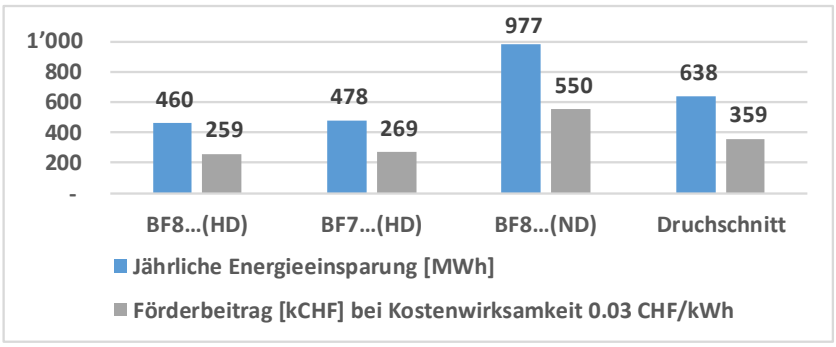


Abb. 4.7 Jährliche Energieeinsparung und Förderbeitrag für einen 30MVA-Generator

Das Modell ermittelt die Grössen unter Berücksichtigung der verschiedenen Anlagentypen. Sofern keine Betriebsdaten vorhanden sind, ist diese erste Abschätzung hilfreich und zeigt, wie der Förderbeitrag bei gleicher Generatorleistung in Funktion der eingegebenen Bauform variiert. Werden bei diesem Generator die Bauformen BF 8 (HD und ND), Betriebsstunden von 3'800, beziehungsweise 8'000, jeweils zwei verschiedene Lastprofile (25-25-25-25 % und 0-0-35-65 %) und Leistungsfaktoren cos φ (0.95 und 0.75) eingegeben, können daraus acht Varianten untereinander verglichen werden:

Variante	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8
Bauform	BF8…(HD)				BF8…(ND)			
Betriebsstunden h/a	3800				8000			
Lastprofil %	25-25-25-25		0-0-35-65		25-25-25-25		0-0-35-65	
Cos φ	0.95	0.75	0.95	0.75	0.95	0.75	0.95	0.75

Tab. 4.1 Varianten der Eingabedaten für einen 30MVA-Generator

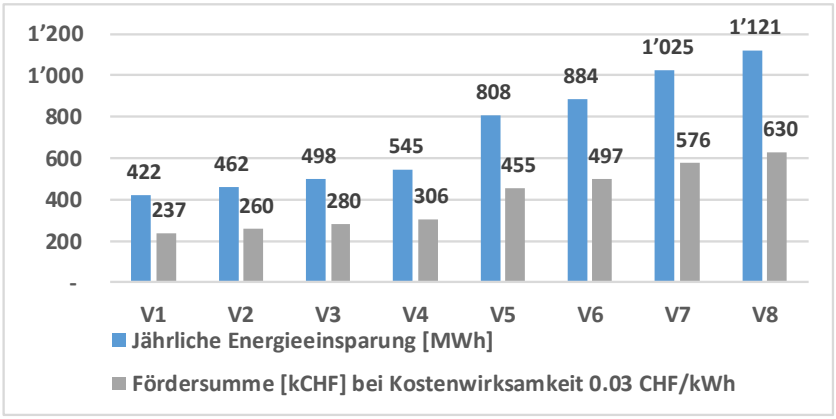


Abb. 4.8 Jährliche Energieeinsparung und Förderbeitrag – Variantenvergleich – 30MVA-Generator

Werden bei diesen beiden Generatoren eine durchschnittliche Polzahl von 8 für HD, respektive 48 für ND (gemäss Teil 1, Abb. 6.4) angewendet, so berechnet das Modell die Investitionskosten. Der Förderbeitrag kann dazu prozentual verglichen werden:

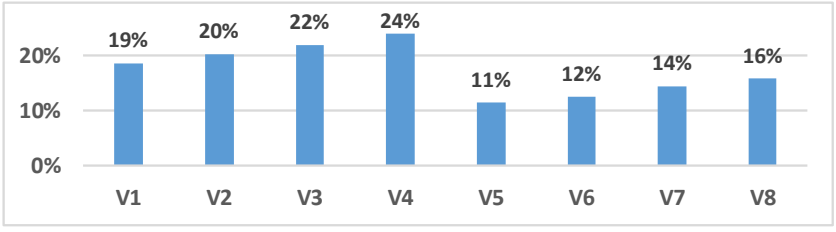


Abb. 4.9 Prozentualer Förderbeitrag zur Investition – Variantenvergleich – 30MVA – BF8… HD/ND

Der Förderbeitrag variiert für einen Generator gleicher Scheinleistung von 30 MVA in Funktion der variablen Eingabedaten zwischen kCHF 237 und 630 (bis zu 250 %). Im Vergleich zu Investition variiert dieser von 11 bis 24 % und der Unterschied zwischen der BF 8 HD und ND beträgt rund 50 %.

Dieser Vergleich zeigt nochmals auf, dass obschon die Generatoren der BF8…(ND) bei gleicher Scheinleistung mindestens eine doppelte höhere jährliche Energieeinsparung erzeugen, der Förderbeitrag im Vergleich zu erforderlichen Investition allerdings um 50 % tiefer liegt als bei Generatoren der BF8…(HD). Werden die Ergebnisse von Abb. 4.8 untereinander verglichen, so ergibt sich folgende prozentualer Einfluss der Eingaben auf die jährliche Energieeinsparung, beziehungsweise auf den Förderbeitrag:

- Leistungsfaktor: 0 bis 10 % (zwischen cos φ 0.75 und 0.95)
- Lastprofil 20 bis 30 % (zwischen Lastprofil 25-25-25-25 % und 0-0-35-65 %)
- Betriebsstunden: 90 bis 100 % (zwischen Betriebsstunden 3'800 und 8'000).

Gesamthaft kann aus diesem Ergebnis der durchschnittliche Einfluss der drei betrieblichen Eingabedaten auf die jährliche Energieeinsparung, beziehungsweise den Förderbeitrag aufgezeigt werden. Die Betriebsstunden bestimmen drei Viertel des Förderbeitrags:

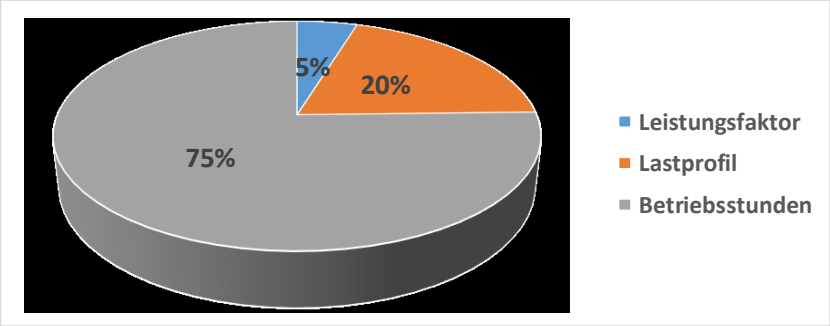


Abb. 4.10 Einfluss variabler betrieblicher Eingabedaten auf den Förderbeitrag für BF 8 HD/ND

Bei Betrachtung der verschiedenen Betriebsstunden von 2'000 bis 6'000 für Anlagen der BF 8 (HD) gemäss Abb. 2.4 , ergibt das vorgängige Variantenstudium innerhalb der Anlage BF 8 (HD) entsprechend Förderbeiträge von kCHF 125 bis 484, beziehungsweise folgende Förderbeiträge in Prozent der Investition:

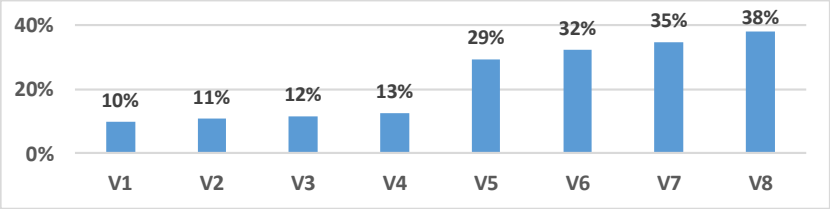


Abb. 4.11 Prozentualer Förderbeitrag zu Investition – Variantenvergleich – 30MVA - BF 8 (HD)

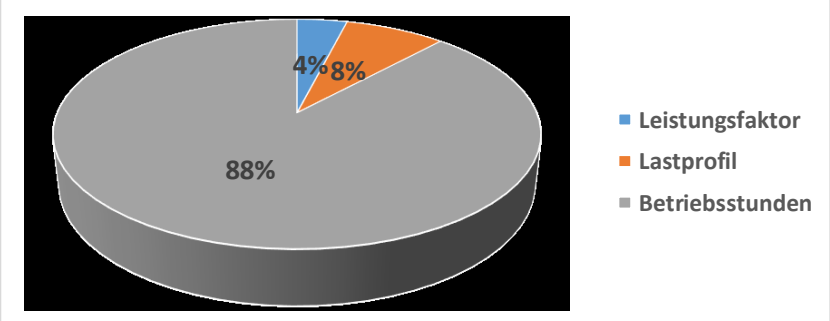


Abb. 4.12 Einfluss variabler betrieblicher Eingabedaten auf Förderbeitrag für BF 8 HD

Für einen Generator gleicher Leistung und Bauform, variiert der Förderbeitrag um bis das Dreifache je nach Eingabe der Betriebsstunden. Die Betriebsstunden, welche zwischen 75 und 90 % des Förderbeitrages ausmachen können, zeigen einen sehr grossen Einfluss. Die realitätsnahe Eingabedurch den Antragsteller bedingt grosse Sorgfalt. Die restlichen Eingaben wie Leistungsfaktor oder Lastprofil haben nur bedingt Einfluss auf den Förderbeitrag.

4.6 Anwendung der Lastprofile und der Betriebsstunden des Wirkungsmodells

Auf der Basis der Erkenntnisse aus den Simulationen und der Sensitivitätsanalyse könnten als Alternative die Ermittlung der Förderbeiträge ausschliesslich mit Lastprofilen und Betriebsstunden aus dem Wirkungsmodell eingesetzt werden. Damit würde eine Diskussion beim Antrag über die Korrektheit dieser beiden Grössen vermieden. Eine Nachrechnung der 22 Anlagen mit Modell-Lastprofile, bzw. Betriebsstunden zeigt, dass die Ergebnisse im Vergleich zum Abschnitt 3 in der gleichen Grössenordnung sind:

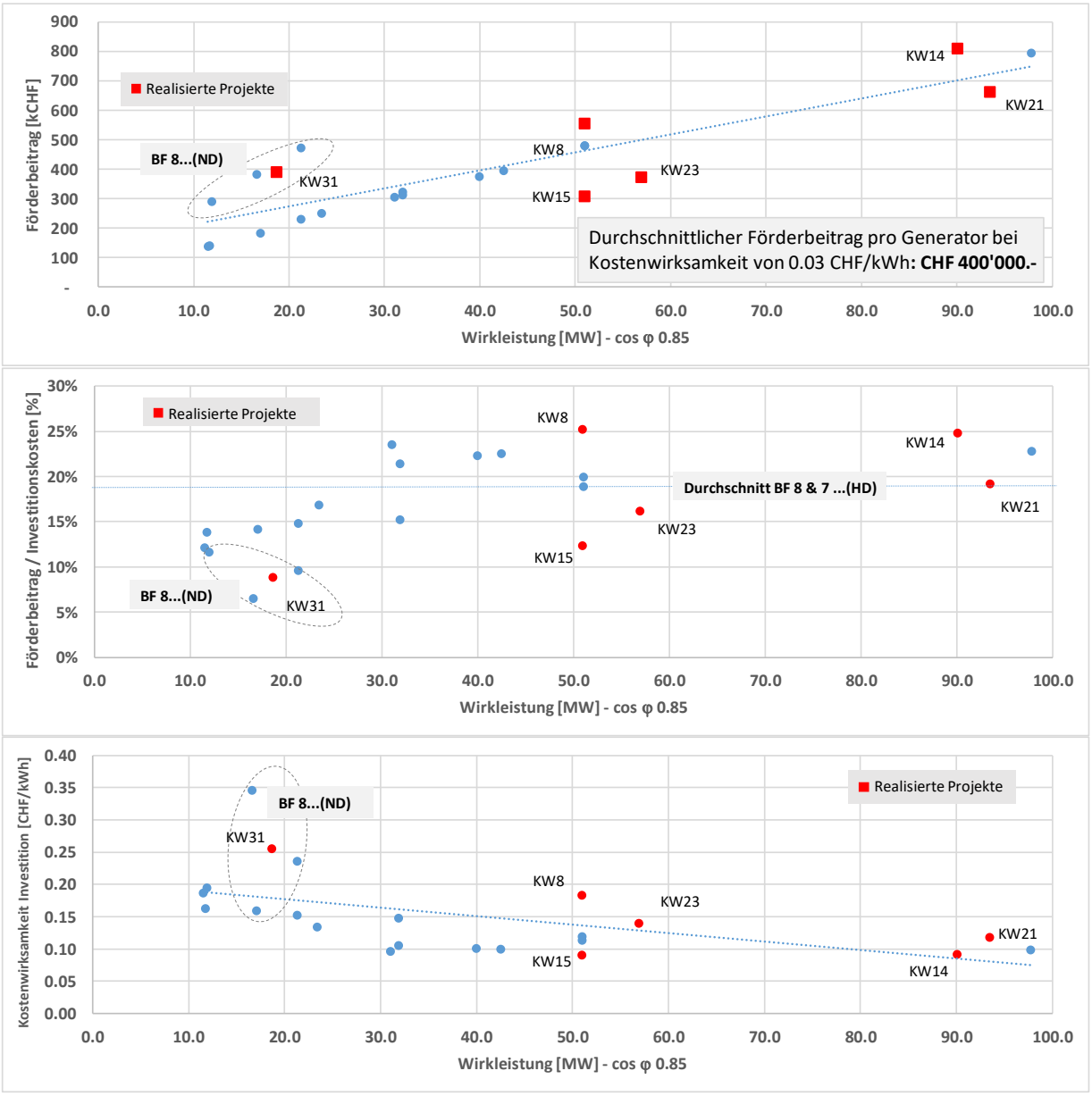


Abb. 4.13 Förderbeitrag absolut und relativ zu Investitionskosten und Kostenwirksamkeit der Investition mit Lastprofilen und Betriebsstunden des Wirkungsmodells

Die Jährliche Energieeinsparung pro Generator liegt rund 10 % höher als die Ergebnisse in Abb. 3.1, was in Anbetracht der Toleranz auf die ermittelten Verluste in Teil 1 vertretbar ist. Die Förderbeiträge pro Generator liegen daher im Bereich der Daten mit eingegebenen Lastprofilen und Betriebsstunden gemäss Abb. 3.6 zwischen kCHF 200 (minimal kCHF 100) bei einem Generator mit einer Wirkleistung von 10 MW, beziehungsweise bis zu kCHF 800 bei 100 MW. Im Verhältnis zu den Investitionskosten beträgt der Förderbeitrag pro Generator 19 % ± 6 % für Generatoren der Bauform BF8 und 7 (HD) und bei der Hälfte, das heisst bei 9 % ± 3 % für Generatoren der Bauform BF8 (ND). Wäre die Kostenwirksamkeit für Generatoren der Bauform BF8 (ND) bei 0.06 CHF/kWh, so wäre der Förderbeitrag bei allen Generatoren im Verhältnis zu den Investitionskosten vergleichbar bei ca. 20 %. Diese Unterscheidung für die Bauform BF 8…(ND) wird mit der höheren Kostenwirksamkeit der Investition bekräftigt.

5 Schlussfolgerungen und Fazit

Das hier vorgestellte Wirkungsmodell erlaubt einerseits die Vorhersage der möglichen Mehrerzeugung an Energie durch Reduktion der Verluste von erneuerten Hydrogeneratoren und anderseits eine Kosten-Nutzen-Berechnung ausgehend von Schätzungen des Strompreises und Annahme einer Kostenwirksamkeit der Förderung. Zur Berechnung benötigt werden Informationen zu den bestehenden Generatoren und zum Betrieb der Anlage, wie Betriebsstunden und Lastprofile. Für die Berechnung wurde ein Excel-Programm bereitgestellt, in welchem alle empirischen Daten von den untersuchten, insgesamt 30 Anlagen in Form von Ausgleichskurven hinterlegt sind, siehe Teil 1. Im Folgenden sind einige Erkenntnisse zusammengefasst, welche während der Projektabwicklung gewonnen wurden.

Das berechnete Potenzial der jährlichen Energieeinsparung pro Generator variiert in der Grössenordnung zwischen 400 MWh bei einer Wirkleistung von 10 MW bis 1200 MWh bei 100 MW, siehe Abb. 3.1. Der Durchschnitt liegt bei 700 MWh. Für 22 der untersuchten Anlagen wurden die einzelnen Potenziale aufsummiert und ein totales jährliches Energieeinsparungspotenzial durch Erneuerung von 34 GWh berechnet, was etwa einem Promille der gesamten schweizerischen Stromproduktion aus Wasserkraft entspricht. Für die davon bereits realisierten sechs Anlagen wurde eine Energieeinsparung von 13 GWh erreicht und für die 16 bestehenden ein Potenzial von 21 GWh ermittelt. Für die restlichen, neuen oder erneuerten Anlagen aus der Studie wird die Energieeinsparung bei rund 11 GWh abgeschätzt. In der Summe beträgt das Potenzial der Energieeinsparung der untersuchten Anlagen somit rund 45 GWh, wovon etwa die Hälfte realisiert ist.

Gemäss der durchgeführten Verlustanalyse im Teil 1 kann durchschnittlich eine Wirkungsgradverbesserung von 0.5% erreicht werden. Bei einer jährlichen Energieproduktion der schweizerischen Wasserkraft von ca. 36 TWh, ergibt dies ein theoretisch mögliches Energieeinsparungspotenzial von ca. 180 GWh. Unter der Betrachtung des oben ermittelten und möglichen repräsentativen Anteils zwischen bestehenden und neuen oder erneuten Anlagen in der Studie von ca. 50%, liegt das realistisch mögliche Einsparpotenzial für die schweizerische Wasserkraft bei etwa 90 GWh. Bei einer Kostenwirksamkeit der Förderung von 0.03 CHF/kWh und einer um 75% anrechenbaren Energieeinsparung über 25 Jahre würde die Gesamtfördersumme rund 50 Mio. CHF betragen. Im Vergleich dazu würde ein neues Flusskraftwerk mit einer Energieproduktion von 90 GWh über 100 Mio. CHF kosten.

Bei einer Erneuerung eines Hydrogenerators beinhaltet die Investition die Produktkosten der neuen Komponenten des Stators und des Rotors, welche zusätzlich zu einer Revision anfallen. Die Aufwendungen für das Projekt, die De- und Remontage sowie die Wiederinbetriebnahme der Generatoren sind bei einer Revision, einer Erneuerung oder einen Ersatz des Generators vergleichbar. Im Wirkungsmodell wird allgemein nicht unterschieden, ob der Generator erneuert oder ersetzt wird. Entscheidend sind die erforderlichen Investitionskosten, um die Verluste des Generators zu reduzieren. Die Investitionskosten für den Ersatz des Stators und der Pole wird aus Erfahrungswerten von realisierten Projekten berechnet. Sofern keine Angebote von Lieferanten für das Projekt vorliegen, kann dies als Richtwert für die Berechnung der Paybackdauer eingesetzt werden.

Zur Wirtschaftlichkeit von Generatorerneuerungen musste festgestellt werden, dass im Mittel über eine Laufzeit von 25 Jahren, die Kostenwirksamkeit der Investition bei den Generatoren BF7...(HD) und BF8...(HD) auf 0.15 CHF/kWh zu liegen kommt, was weit über dem heutigen Strompreis liegt. Für Generatoren der Bauform BF8...(ND) wurden aufgrund der höheren Investitionskosten sogar 0.26 CHF/kWh berechnet, dies trotz der viel höheren jährlichen Betriebsstunden dieser Generatoren. Die Paybackdauer liegt daher zwischen 25 bis 150 Jahren, siehe Abb. 3.5. Durch eine Kostenwirksamkeit der Förderung von 0.03 CHF/kWh könnte diese um 10 Jahre verringert werden.

Unter der Annahme einer Kostenwirksamkeit der ProKilowatt-Projekte von 0.03 CHF/kWh wurden resultierende Förderbeiträge von 100 000 bis 700 000 CHF pro zu erneuernden Generator berechnet, siehe Abb. 3.6. Bei gleicher Leistungsgrösse variiert dieser Betrag stark aufgrund der jährlichen Betriebsstunden der Maschinen und des Lastprofils.

Insbesondere im unteren Leistungsbereich zwischen 10 und 25 MW zeigt es sich, dass die Energieeinsparung für Generatoren von Laufkraftwerken, BF8...(ND), bis viermal grösser als diejenige von

Speicherkraftwerken, BF7...(HD) und BF8...(HD), ist. Dies lässt sich durch die entsprechend höhere Zahl an Betriebsstunden begründen. Der Einfluss der Betriebsstunden auf die Energieeinsparung ist bedeutend grösser als derjenige des Lastprofils, siehe u.a. Abb. 4.1 .

Mit dem Wirkungsmodel wurde eine Simulation bei 18 Anlagen durchgeführt mit einer festen Anzahl Betriebsstunden von 3'800h für Generatoren der Bauform BF 7…(HD) und BF8…(HD), ohne Lastprofil (d.h. 100% Volllast), ohne Kürzungsfaktor (d.h. 100% anrechenbare Energieeinsparung) bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahre mit einem Strompreis von 0.06 CHF/kWh und einer Kostenwirksamkeit der Förderung von 0.03 CHF/kWh.

Die Simulation zeigte, dass für Generatoren ab einer Leistung über 50 MW, die Energiekosteneinsparung zusammen mit den Förderbeiträgen im Bereich der Höhe der Investitionen liegen, siehe Abb. 4.4. Für Generatoren mit einer Leistung unter 50 MW müsste die Kostenwirksamkeit der Förderung stufenweise auf bis 0.15 CHF/kWh erhöht werden, siehe Abb. 4.5. Der dadurch korrigierte Förderbeitrag würde zwischen 600 000 bis 1’000 000 CHF pro zu erneuernden Generator betragen, siehe Abb. 4.6.

Gemäss der durchgeführten Verlustanalyse im Teil 1, steigt die, mit der Erneuerung des Generators erreichte Verlustreduktion, proportional zur Wirkleistung bis auf ca. 450 kW bei einem Generator von 100 MW Nennleistung. Die Eingabedaten welche aufgrund des Betriebs der jeweiligen Anlagen variabel sind, haben einen Einfluss auf den daraus ermittelten Förderbeitrag: Leistungsfaktor (ca. 5%), Lastprofil (ca. 10 bis 20%) und Betriebsstunden (ca. 75 bis 90%), siehe u.a. Abb. 4.11. Vor allem die Betriebsstunden haben einen grossen Einfluss auf das Ergebnis. Bei der Eingabe durch den Antragsteller, wäre es angebracht die effektiv gefahrenen Betriebsstunden in den letzten Jahren zu belegen.

Das grundsätzliche Ziel der Förderung kann es nicht sein die Investitionskosten abzudecken, sondern es sollten Projekte gefördert werden, welche den grösstmöglichen Beitrag an die Energieeinsparung bewirken. Allerdings müsste aufgrund der vorliegenden Ergebnisse und sofern ein Wegfall des Reduktionsfaktors von 0.75 nicht in Betracht gezogen werden kann, eine höhere Kostenwirksamkeit > 0.03 CHF/kWh zugelassen werden, dies beispielsweise für Generatoren < 25 MW oder zumindest der Bauform BF 8...(ND).

Schlussfolgerung aus dem erstelltem Wirkungsmodells ist, dass ein beträchtliches Energiesparpotenzial vorhanden ist. Mit der genannten Kostenwirksamkeit und der Anwendung eines Reduktionsfaktors könnte eine wirtschaftlich vertretbare Ausganglage zur Initiierung von Erneuerungen für Hochdrucklaufkraftwerke mit einer Generatorleistung > 25 MW geschaffen werden.

6 Literaturverzeichnis

[1] BfE, Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienzmassnahmen – ProKilowatt, www.BfE.admin.ch/BfE/de/home/foerderung/energieeffizienz/wettbewerbliche-ausschreibungen-prokilowatt.html

[2] BfE, Bedingungen für die Einreichung von Projekten 2020, https://pubdb.BfE.admin.ch/de/publication/download/9860

[3] BfE, Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 63 Abs. 5 und Art. 85 Abs. 1 EnFV) – Rechnunglauf 2018, Kurzbericht vom 15.Oktober 2019

7 Anhang

A1 Wikungsmodell

Bundesamt für Energie BFE - ProKilowatt Projekte
Stromeffizienz in den Hydrogeneratoren
Fördermodell für Hydrogeneratoren von 1 bis 100 MW

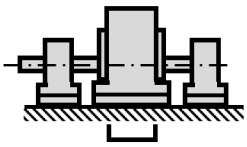
Eingabe
Auswahl

Anlage	Einheit	Wert
Anzahl Generatoren	-	3
Bauform (Kategorie in Anlehnung an EN 60034-7) und Drehzahl		
Bauform		
- unbekannt: Annahme Mittelwert über alle 3 Bauformen hinsichtlich der Eigenschaften	(ja = 1)	0
- oder Bauform BF 8…(HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine vertikaler Anordnung mit Francisturbine (typische Polzahlen: 6 bis 12)	(ja = 1)	0
- oder Bauform BF 7… (HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine horizontaler Anordnung mit Peltonturbine (typische Polzahlen: 8 bis 20)	(ja = 1)	1
- oder Bauform BF 8… (ND); bspw. für Niederdruckanlagen, Maschine vertikaler Anordung mit Kaplanturbine (typische Polzahlen: 30 bis 80)	(ja = 1)	0
Nenndrehzahl (Hinweis für Generator mit Getriebe: Drehzahl des Generators und BF7…(HD) eingeben) Polzahl: 14 n_{Nenn}	min^{-1}	428.6

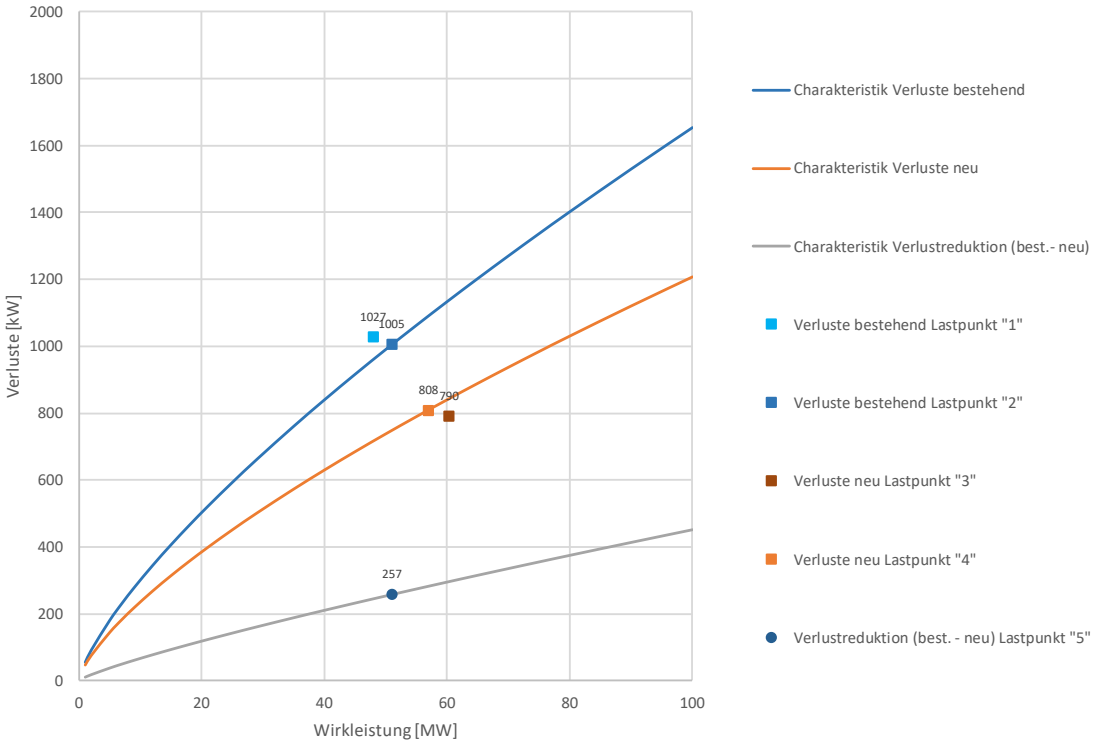
Nennleistung						
Nennleistung bestehender Generator (Baujahr/Inbetrienahme vor 1990)						
- Nennscheinleistung (min. 1 bis max. ca.115 MVA und cos φ 0.85)				S_{Nenn}:	MVA	60.0
- Nennleistungsfaktor cos φ				cos φ_{Nenn}:	-	0.80
- Wirkleistung bei cos φ_{Nenn} (max. 100 MW)				P_{Nenn}:	MW	48.0
- Wirkleistung bei cos φ 0.85 (max. 100 MW)				$P_{0.85}$:	MW	51.0
Nennleistung neuer Generator oder nach Erneuerung:						
- Nennscheinleistung (min. 1 bis max. ca.115 MVA und cos φ 0.85) (bei Leistungserhöhung S: > 60 MVA)				S_{Nenn}:	MVA	67.0
- Nennleistungsfaktor cos φ				cos φ_{Nenn}:	-	0.90
- Wirkleistung bei cos φ_{Nenn} (max. 100 MW)				P_{Nenn}:	MW	60.3
- Wirkleistung bei cos φ 0.85 (max. 100 MW)				$P_{0.85}$:	MW	57.0
Referenz für Ermittlung der Verlustreduktion: Nennscheinleistung unverändert "I" oder mit Leistungserhöhung "II"						
- I) mit Leistungserhöhung: bestehender Nennscheinleistung und cosphi 0.85	60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	(ja = 1)		1
- oder II) ohne Leistungserhöhung: bestehende Nennscheinleistung und cos φ_{Nenn}	60.0 MVA	48.0 MW	cos φ 0.80	(ja = 1)		0
Verluste bei Nennlast						
Verluste bestehender Generator						
- bei S_{Nenn} und cos φ_{Nenn}	60.0 MVA	48.0 MW	cos φ 0.80	kW	1027	"1"
- bei S_{Nenn} und cos φ 0.85	60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	1005	"2"
Verluste neuer Generator oder nach Erneuerung						
I) Bei veränderten Nennleistung (mit Leistungserhöhung):						
- bei S_{Nenn} und cos φ_{Nenn}	67.0 MVA	60.3 MW	cos φ 0.90	kW	790	"3"
- bei S_{Nenn} und cos φ 0.85	67.0 MVA	57.0 MW	cos φ 0.85	kW	808	"4"
II) Bei unveränderten Nennleistung (ohne Leistungserhöhung):						
- bei bestehende S_{Nenn} und cos φ_{Nenn}	60.0 MVA	48.0 MW	cos φ 0.80	kW	763	
- bei bestehende S_{Nenn} und cos φ 0.85	60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	747	
Verlustreduktion (Unterschied zwischen erneuert und bestehend)						
- Ohne Leistungserhöhung, S_{Nenn} und cos φ 0.85 (ca.):	60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	257	"5"
Verluste bei Nenn- und Teillast						
Verluste bestehender Generator						
Verluste bei 100% Last	100% 60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	1005	
Verluste bei 75 % Last	75% 45.0 MVA	38.3 MW	cos φ 0.85	kW	819	
Verluste bei 50 % Last	50% 30.0 MVA	25.5 MW	cos φ 0.85	kW	683	
Verluste bei 25 % Last	25% 15.0 MVA	12.8 MW	cos φ 0.85	kW	569	
Verluste neuer Generator oder nach Erneuerung						
Verluste bei 100% Last (bei Leistungserhöhung: > 100% Last bestehender Generator)	100% 67.0 MVA	57.0 MW	cos φ 0.85	kW	808	
Verluste bei 100% Last bestehender Generator	90% 60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	733	
Verluste bei 75 % Last bestehender Generator	67% 45.0 MVA	38.3 MW	cos φ 0.85	kW	622	
Verluste bei 50 % Last bestehender Generator	45% 30.0 MVA	25.5 MW	cos φ 0.85	kW	528	
Verluste bei 25 % Last bestehender Generator	22% 15.0 MVA	12.8 MW	cos φ 0.85	kW	449	
Verlustreduktion bei Nenn- und Teillast						
Verlustreduktion (Unterschied neu - bestehend)						
Verluste bei 100% Last bestehender Generator	100% 60.0 MVA	51.0 MW	cos φ 0.85	kW	272	
Verluste bei 75 % Last bestehender Generator	75% 45.0 MVA	38.3 MW	cos φ 0.85	kW	197	
Verluste bei 50 % Last bestehender Generator	50% 30.0 MVA	25.5 MW	cos φ 0.85	kW	154	
Verluste bei 25 % Last bestehender Generator	25% 15.0 MVA	12.8 MW	cos φ 0.85	kW	120	

Bauform:

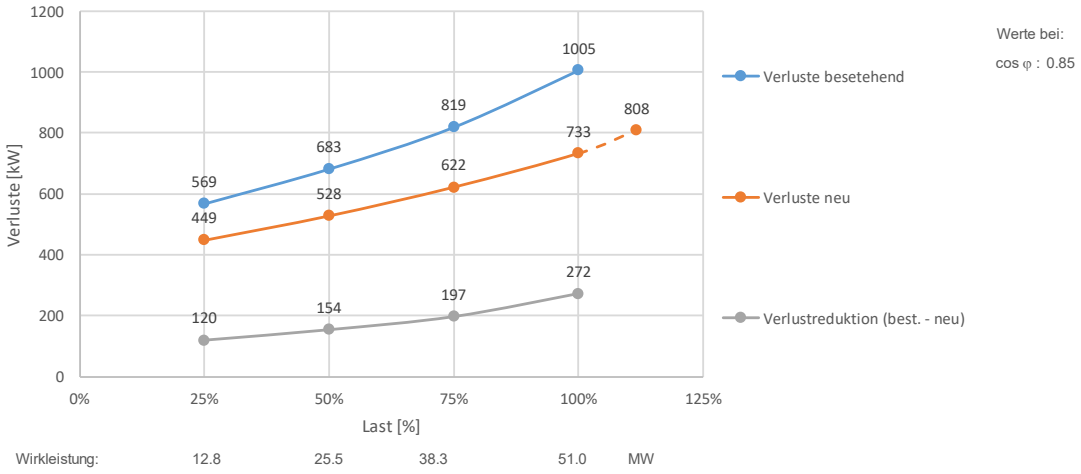
BF 7...(HD)



Charakteristik der Verluste und Verlustreduktion bei Nennlast und cos φ 0.85



Verluste und Verlustreduktion bei Nenn- und Teillast

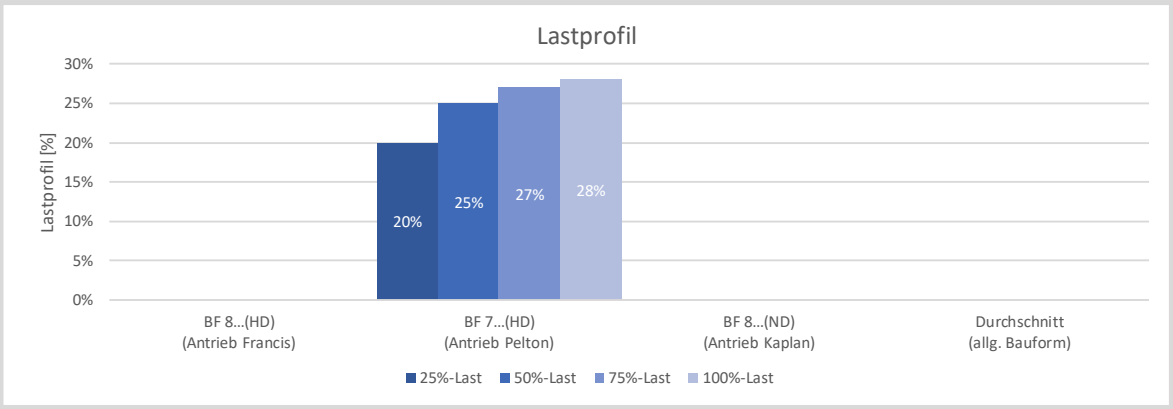


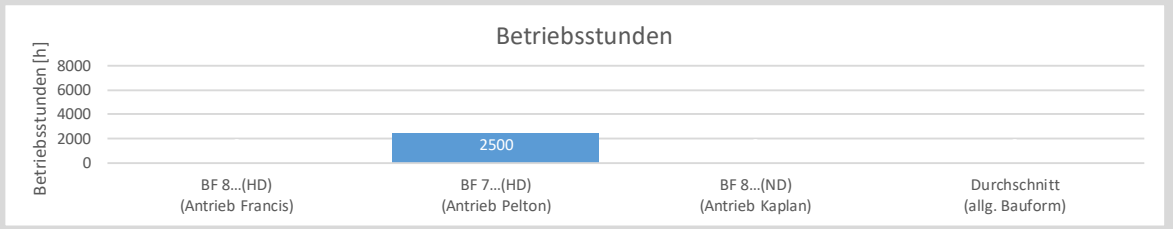
Wirkleistung:	12.8	25.5	38.3	51.0	MW

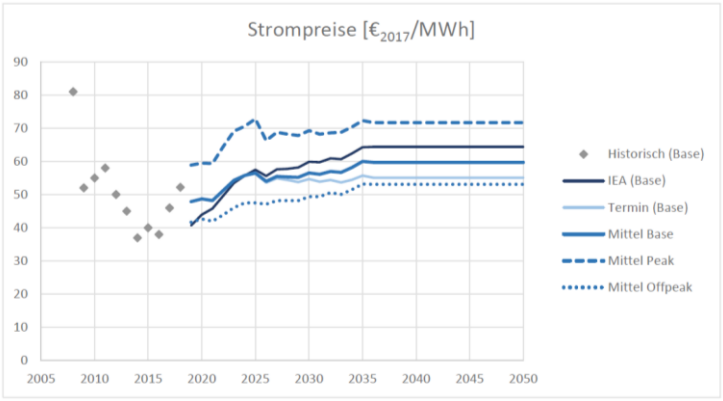
Bundesamt für Energie BFE - ProKilowatt Projekte
Stromeffizienz in den Hydrogeneratoren
Fördermodell für Hydrogeneratoren von 1 bis 100 MW

				Eingabe / Auswahl
Anlage			Einheit	Wert
Anzahl Generatoren			-	3
Bauform (Kategorie in Anlehnung an EN 60034-7) und Drehzahl				
Bauform				
- unbekannt: Annhame Mittelwert über alle 3 Bauformen hinsichtlich der Eigenschaften			(ja = 1)	0
- oder Bauform BF 8…(HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine vertikaler Anordnung mit Francisturbine (typische Polzahlen: 6 bis 12)			(ja = 1)	0
- oder Bauform BF 7… (HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine horizontaler Anordnung mit Peltonturbine (typische Polzahlen: 8 bis 20)			(ja = 1)	1
- oder Bauform BF 8… (ND); bspw. für Niederdruckanlagen, Maschine vertikaler Anordung mit Kaplanturbine (typische Polzahlen: 30 bis 80)			(ja = 1)	0
Nenndrehzahl (Hinweis für Generator mit Getriebe: Drehzahl des Generators und BF7…(HD) eingeben)	Polzahl: 14	n_{Nenn}	min^{-1}	428.6

Lastprofil				
- Lastprofil unbekannt (Annahme gemäss Bauform)			(ja = 1)	0
- oder Lastprofil bekannt mit Eingabe:			(ja = 1)	1
Eingabe vom Lastprofil in Prozent der Betriebsstunden (Betriebsstunden pro Jahr = 100%)				
Betriebsstunden bei 75% bis 100 % Last			%	28%
Betriebsstunden bei 50% bis 75 % Last			%	27%
Betriebsstunden bei 25% bis 50 % Last			%	25%
Betriebsstunden bei 0% bis 25 % Last			%	20%
Lastprofil gemäss Eingabe oder Erfahrungswerte bzw. der Bauform:				
Betriebsstunden bei 75% bis 100 % Last			%	**28%**
Betriebsstunden bei 50% bis 75 % Last			%	**27%**
Betriebsstunden bei 25% bis 50 % Last			%	**25%**
Betriebsstunden bei 0% bis 25 % Last			%	**20%**
Betriebsstunden				
- Betriebsstunden unbekannt (Annahme gemäss Bauform)			(ja = 1)	0
- oder Betriebsstunden bekannt mit Eingabe			(ja = 1)	1
Eingabe Betriebsstunden pro Jahr			h	2500
Betriebsstunden gemäss Eingabe, bzw. Bauform			h	**2500**
Energieeinsparung				
Gewichtete Verlustreduktion (Summe gemäss Lastprofil)			kW	192
Jährliche Energieeinsparung ΔE_a (Summe aller Generatoren mit Betriebsstunden)			MWh	1'440
Kumulierte Energieeinsparung (Standard-Nutzungsdauer N_s 25 Jahre)			GWh	36.0
Anrechenbare kumulierte Energieeinsparung ΔE_N (N_s 25 Jahre, Kürzungsfaktor 0.75)			GWh	**27.0**
Investition				
Eingabe Investitionskosten für das Projekt (Summe aller Generatoren)	Erfahrungswert Investiton Stator und Pole ca.	*7.2*	Mio CHF	7.5
Kostenwirksamtkeit Investition (Investition durch kumulierte Energieeinsparung, N_s 25 Jahre, ohne Kürzungsfaktor), infomativ			CHF/kWh	0.21
Paybackdauer				
Eingabe Strompreis über N_s 25 Jahre	Preisszenarien Wasserkraft "Mittel Base"	0.06	CHF/KWh	0.06
Jährliche Energiekosteneinsparung (ΔE_a mit Strompreis)			kCHF	86.4
Paybackdauer (Investition durch jährliche Energiekosteneinsparung, ohne Förderung)	Mindestpaybackdauer für eine Förderung:	*> 4*	Jahre	**87**
Kostenwirksamkeit				
Eingabe Kostenwirksamkeit ProKilowatt-Projekt (Förderung durch ΔE_N)	Erfahrungswert ProKilowatt:	≤ 0.03	CHF/kWh	0.03
Beantragte Förderbeitrag ProKilowatt (Kostenwirksamkeit der Förderung mit ΔE_N)			kCHF	**810**
Paybackdauer mit Förderung ProKilowatt, Informativ			Jahre	77







Preisszenarien für Investitionsbeiträge Wasserkraft

Bericht vom 15. Oktober 2019 / BFE

Anlage		Einheit	KW1	KW4	KW6	KW7	KW11	KW28	KW18	KW22	KW13	KW19	KW20	KW27	KW12	KW30	KW32	KW34	KW31	KW15	KW8	KW23	KW21	KW14
Anzahl Generatoren		-	2	2	2	3	2	4	1	1	2	1	2	5	2	2	2	3	1	3	3	5	2	3
Scheinleistung		MVA	37.5	36.5	50	115	47	60	60	37.5	25	27.5	13.5	13.75	20	25	14	19.5	22	60	60	67	110	106
Wirkleistung bei cos φ 0.85		MW	31.9	31.0	42.5	97.8	40.0	51.0	51.0	31.9	21.3	23.4	11.5	11.7	17.0	21.3	11.9	16.6	18.7	51.0	51.0	57.0	93.5	90.1
Nenndrehzahl		min^{-1}	750	1000	750	600	750	375	428.6	333.3	428.6	500	500	600	500	93.8	187.5	75	75	428.6	750	428.6	428.6	600
Bauform																								
Bauform unbekannt		(ja = 1)																						
Bauform BF 8…(HD)		(ja = 1)	1	1	1	1	1								1						1			
Bauform BF 7…(HD)		(ja = 1)						1	1	1	1	1	1	1						1		1	1	1
Bauform BF 8…(ND)		(ja = 1)														1	1	1	1					
Verlustreduktion																								
Verlustreduktion bei 100% Last		kW	174	170	221	443	210	257	257	174	124	134	74	75	103	124	76	101	112	177	338	192	387	450
Verlustreduktion bei 75 % Last		kW	148	144	188	377	178	210	210	142	101	109	60	61	87	98	60	79	76	129	254	165	251	338
Verlustreduktion bei 50 % Last		kW	127	124	162	324	154	175	175	118	84	91	50	51	75	78	48	63	51	88	196	144	196	268
Verlustreduktion bei 25 % Last		kW	110	107	139	279	132	146	146	98	70	76	42	42	65	62	38	51	36	63	174	132	160	218
Lastprofil																								
Lastprofil unbekannt		(ja = 1)					1	1	1	1		1	1	1	1			1	1					
Lastprofil bekannt mit Eingabe:		(ja = 1)	1	1	1	1					1					1	1			1	1	1	1	1
Dauer bei 75% bis 100 % Last		%	64%	49%	79%	54%					50%					54%	45%			28%	50%	23%	25%	5%
Dauer bei 50% bis 75 % Last		%	15%	39%	6%	15%					24%					37%	19%			27%	50%	36%	27%	19%
Dauer bei 25% bis 50 % Last		%	3%	3%	3%	4%					15%					9%	27%			25%	0%	33%	40%	38%
Dauer bei 0% bis 25 % Last		%	18%	9%	12%	27%					11%					0%	9%			20%	0%	8%	8%	38%
Lastprofil gemäss Eingabe, bzw. Bauform:																								
Dauer bei 75% bis 100 % Last		%	64%	49%	79%	54%	39%	54%	54%	54%	50%	54%	54%	54%	39%	54%	45%	45%	45%	28%	50%	23%	25%	5%
Dauer bei 50% bis 75 % Last		%	15%	39%	6%	15%	22%	27%	27%	27%	24%	27%	27%	27%	22%	37%	19%	33%	33%	27%	50%	36%	27%	19%
Dauer bei 25% bis 50 % Last		%	3%	3%	3%	4%	23%	5%	5%	5%	15%	5%	5%	5%	23%	9%	27%	17%	17%	25%	0%	33%	40%	38%
Dauer bei 0% bis 25 % Last		%	18%	9%	12%	27%	15%	14%	14%	14%	11%	14%	14%	14%	15%	0%	9%	6%	6%	20%	0%	8%	8%	38%
Betriebsstunden:																								
Betriebsstunden unbekannt		(ja = 1)					1	1						1	1			1	1					
Betriebsstunden bekannt mit Eingabe		(ja = 1)	1	1	1	1			1	1	1	1	1			1	1			1	1	1	1	1
Betriebsstunden pro Jahr		h	2200	5900	2000	3200			2500	4500	2300	3200	4900			8000	8300			2500	2800	4300	3900	4200
Betriebsstunden gemäss Eingabe, bzw. Bauform		h	2200	5900	2000	3200	3800	3800	2500	4500	2300	3200	4900	3800	3800	8000	8300	8000	8000	2500	2800	4300	3900	4200
Energieeinsparung:																								
Gewichtete Verlustreduktion (Summe gemäss Lastprofil)		KW	157	153	207	384	176	225	225	152	106	117	65	66	86	110	62	85	86	119	296	162	256	271
Jährliche Energieeinsparung pro Generator		MWh	345	902	415	1'229	670	854	562	683	245	375	317	249	328	880	516	682	690	297	829	695	997	1'140
Jährliche Energieeinsparung pro Anlage		MWh	690	1'804	829	3'688	1'339	3'414	562	683	490	375	633	1'246	656	1'760	1'032	2'046	690	892	2'486	3'475	1'995	3'420
Standard Nutzungsdauer N_s	**25**	Jahre																						
Energieeinsparung pro Generator über Nutzungsdauer		GWh	9	23	10	31	17	21	14	17	6	9	8	6	8	22	13	17	17	7	21	17	25	28
Energieeinsparung pro Anlage über N_s		GWh	17	45	21	92	33	85	14	17	12	9	16	31	16	44	26	51	17	22	62	87	50	85
Kürzungsfaktor	**75%**	%																						
Anrechenbare Energieeinsparung pro Generator über N_S		GWh	6	17	8	23	13	16	11	13	5	7	6	5	6	16	10	13	13	6	16	13	19	21
Anrechenbare Energieeinsparung pro Anlage über N_s		GWh	13	34	16	69	25	64	11	13	9	7	12	23	12	33	19	38	13	17	47	65	37	64
Investition:																								
Investition (Stator und Pole) pro Generator		Mio CHF	1.5	1.3	1.8	3.5	1.7	2.6	2.4	2.1	1.6	1.5	1.1	1.0	1.3	4.9	2.5	5.9	4.4	2.5	2.2	2.3	3.5	3.3
Investition (Stator und Pole) pro Anlage		Mio CHF	2.9	2.6	3.5	10.5	3.4	10.2	2.4	2.1	3.1	1.5	2.3	5.1	2.6	9.9	5.0	17.7	4.4	7.5	6.6	11.5	6.9	9.8
Kostenwirksamkeit Investition pro Generator (100%) über N_s		CHF/kWh	0.17	0.06	0.17	0.11	0.10	0.12	0.17	0.13	0.25	0.16	0.14	0.16	0.16	0.22	0.19	0.35	0.25	0.34	0.11	0.13	0.14	0.11
Kostenwirksamkeit Investition pro Anlage (100%) über N_s		CHF/kWh	0.17	0.06	0.17	0.11	0.10	0.12	0.17	0.13	0.25	0.16	0.14	0.16	0.16	0.22	0.19	0.35	0.25	0.34	0.11	0.13	0.14	0.11
Paybackdauer																								
Strompreis über N_s (Annahme gemäss BFE)	**0.06**	CHF/KWh																						
Jährliche Energiekosteneinsparung pro Generator		kCHF	21	54	25	74	40	51	34	41	15	22	19	15	20	53	31	41	41	18	50	42	60	68
Jährliche Energiekosteneinsparung pro Anlage		kCHF	41	108	50	221	80	205	34	41	29	22	38	75	39	106	62	123	41	54	149	209	120	205
Paybackdauer Investition ohne Förderung (> 4 J)		Jahre	70	24	71	47	42	50	72	52	106	66	60	68	66	94	81	144	106	140	44	55	58	48
Kostenwirksamkeit																								
Kostenwirksamkeit (Ausschreibung BFE < 0.03 CHF/kWh)	**0.03**	CHF/kWh																						
Fördersumme pro Generator bei Kostenwirksamkeit		kCHF	194	507	233	691	377	480	316	384	138	211	178	140	184	495	290	384	388	167	466	391	561	641
Fördersumme pro Anlage bei Kostenwirksamkeit		kCHF	388	1'015	467	2'074	753	1'921	316	384	275	211	356	701	369	990	580	1'151	388	502	1'399	1'955	1'122	1'924
Paybackdauer mit Förderung		Jahre	61	15	61	38	33	40	62	43	97	57	51	58	57	84	72	135	97	131	35	46	48	38