



Thomas Staubli und Roger Eichenberger 28. April 2020

Energetisches Potenzial durch Erneuerung von Hydrogeneratoren

Teil 1: Verlustanalyse



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
Management Summary	6
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	7
1.2 Projektziele	7
2 Analyisierte Anlagen	8
2.1 Repräsentative Auswahl der Anlagen	8
2.2 Bauform und Alter der Generatoren	9
2.3 Datenmaterial zu den Generatorverlusten	10
3 Verlustanalyse	11
3.1 Einzelverluste bei Hydrogeneratoren	11
3.2 Einfluss des Leistungsfaktors	12
3.3 Prozentuale Verlustanteile	13
3.4 Massnahmen zur Reduktion der Verluste bei Hydrogeneratoren	14
3.5 Reduktion der Verluste bei Hydrogeneratoren	14
4 Verluste bei Nennlast	16
4.1 Gesamtverluste bei alten und neuen Hydrogeneratoren	16
4.2 Potenzial der Reduktion der Verluste zwischen alten und neuen Hydrogeneratoren	16
4.3 Zusammenfassung	18
5 Analyse der Ergebnisse der Verluste bei Nennlast	19
5.1 Wirkungsgrade bei alten und neuen Hydrogeneratoren	19
5.2 Vergleich der Ergebnisse der Wirkungsgrade mit vorgängigen Studien	20
5.3 Vergleich verschiedener Regressionsformeln zur Berechnung der Gesamtverluste	21
5.4 Festlegung der Regressionsformel zur Berechnung der Gesamtverluste	22
6 Verluste bei Teillast	23
7 Anwendung des Verlustmodells	25
7.1 Eignungskriterien	25
7.2 Grundlagen	25
7.3 Eingabedaten	25
7.4 Ergebnisse der Verluste bei Nennlast	26
7.5 Ergebnisse der Verluste bei Nenn- und Teillast	27
8 Schlussfolgerungen	29
9 Literaturverzeichnis	29
10 Anhang	30

Abkürzungsverzeichnis

BfE	Bundesamt für Energie
EPRI	Electric Power Research Institute
IEC	International Electrotechnical Commission

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
$\cos \varphi$	[-]	Leistungsfaktor
n	[min ⁻¹]	Drehzahl
IM		International Mounting

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Bauformen von Generatoren in Bezug auf das vorliegende Projekt	9
Abb. 2.2	Analysierte 35 Maschinengruppen geordnet nach Alter und Bauform	10
Abb. 2.3	Datenmaterial zu den Generatorverlusten	10
Abb. 3.1	Rotorkupferverluste bei verschiedenen Leistungsfaktoren ($\cos \varphi$)	12
Abb. 3.2	Prozentuale Rotorkupferverluste bei Leistungsfaktoren von $\cos \varphi$ 0.7 bis 1.0 – Referenz $\cos \varphi$ 0.85	12
Abb. 3.3	Verlustanteile von 16 Anlagen bei Nennleistung, $\cos \varphi$ 0.85 und Temperatur 95°C	13
Abb. 3.4	Typische Verlustanteile eines Hydrogenerators bei Nennleistung, $\cos \varphi$ 0.85 und Temperatur 95°C	13
Abb. 3.5	Erneuerung von Generator-Komponenten zur Reduktion von Eisen- und Kupferverlusten ..	14
Abb. 3.6	Erhöhung der Wirk- und Scheinleistung und deren Auswirkung auf die Auslegung	15
Abb. 3.7	Gemessene Generatorverluste von Generator 15 (Tab 3.1) vor und nach Erneuerung in Funktion der Wirkleistung bei $\cos \varphi$ 0.85.....	15
Abb. 4.1	Gesamtverluste der Generatoren in den untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr.....	16
Abb. 4.2	Potenzial der Verlustreduktion durch Erneuerung älterer Generatoren	17
Abb. 4.3	Absolutes und prozentuales Verlustreduktionspotenzial in Funktion der Wirkleistung	17
Abb. 4.4	Verluste und Verlustreduktionspotenzial von Generatoren der Altersklassen vor und nach 1990	18
Abb. 5.1	Wirkungsgrade der Generatoren der untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr.....	19
Abb. 5.2	Wirkungsgraderhöhung von Generatoren in Funktion der Scheinleistung.....	19
Abb. 5.3	Vergleich der ermittelten Generatorwirkungsgrade mit EPRI-Daten in Funktion der Scheinleistung.....	20
Abb. 5.4	Vergleich der Regressionsformeln für gemessene Verluste der Generatoren (> 1990)	21
Abb. 5.5	Unterschiede bei ermittelten Verlusten aus Regressionsformeln für Generatoren (> 1990)..	21
Abb. 5.6	Gesamtverluste der Generatoren in den untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr, logarithmisch aufgeführt.	22
Abb. 5.7	Vergleich der Verluste von Generatoren mit EPRI-Daten in Funktion der Wirkleistung.....	22
Abb. 6.1	Verluste bei Teillast in Prozent der Verluste bei Nennlast von 31 Generatoren	23
Abb. 6.2	Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren nach Bauform und Last.....	23
Abb. 6.3	Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren	24
Abb. 6.4	Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren in Funktion der Polzahl	24
Abb. 7.1	Charakteristik der Verluste und Verlustreduktion bei Nennlast und $\cos \varphi$ 0.85	27
Abb. 7.2	Verluste und Verlustreduktion (Nenn- und Teillast mit Leistungserhöhung bei $\cos \varphi$ 0.85)...	28
Abb. 7.3	Verluste und Verlustreduktion (Nenn- und Teillast ohne Leistungserhöhung und bestehendem $\cos \varphi$)	28

Management Summary

Die Zielsetzung der vorliegenden Studie ist das energetische Potenzial abzuschätzen, welches durch den Ersatz oder die Erneuerung älterer Hydrogeneratoren durch neuere mit besserem Wirkungsgrad gewonnen werden kann. Als Ausgangslage wurden die Verluste von repräsentativen Generatoren schweizerischer Wasserkraftanlagen analysiert. Bei der Auswahl der Anlagen wurde darauf geachtet, dass die verschiedenen Kraftwerkstypen, wie Niederdruck- und Hochdruckanlagen und Anlagen mit unterschiedlichem Lastprofil berücksichtigt sind. Der Leistungsbereich der untersuchten Generatoren lag zwischen 1 und 100 MW. Insgesamt wurden Daten von 30 Anlagen für die Untersuchung herbeigezogen und fünf weitere zur Plausibilitätsprüfung.

Die verschiedenen Bauformen der Generatoren wurden auf drei Klassen reduziert, deren Verlustberechnung unterschiedlich zu handhaben ist. Bei den Generortypen wurde auf die Bauform der Generatoren, das Alter, das Einsatzgebiet und das Lastprofil geachtet. Als 'alte' Generatoren wurden jene bezeichnet, welche vor 1990 in Betrieb genommen wurden. Für die Studie wurden Daten von 21 Generatoren der alten Generation und 19 von neuen oder erneuerten Generatoren verwendet. Durchschnittlich wiesen die neueren Generatoren einen um knapp 0.5 % höheren Wirkungsgrad auf. Zur Sicherstellung, dass die eruierten Daten repräsentativ sind, konnte eine Studie des Electric Power Research Institutes (EPRI) herbeigezogen werden.

Für eine konkrete Berechnung des Verlustreduktionspotenzials eines ausgewählten Generators ist eine detaillierte Verlustanalyse der Einzelverluste nötig, welche sich aus den mechanischen Verlusten, Eisenverlusten, Statorkupferverlusten, Zusatzverlusten, Rotorkupferverlusten und Erregerverluste zusammensetzen. Bei dieser Berechnung und dem Vergleich zwischen alt und neu ist zu berücksichtigen, dass meist Angaben zu den Generatoren für unterschiedliche Leistungsfaktoren und Temperaturen vorliegen. Für den Vergleich ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass mit der Erneuerung eines Generators häufig auch eine Leistungserhöhung einhergeht. Ein wichtiges Kriterium für die Verlustreduktion ist ein vollständiger Ersatz der Hauptkomponenten des Hydrogenerators, welche mindestens den Ersatz des Stator-Eisenpakets, der Statorwicklung, der Pole oder der Polspulen sowie eine Optimierung der Ventilation beinhaltet.

Für die detaillierte Berechnung des Verlustreduktionspotenzials wurde in dieser Studie ein Excel-Datenblatt ausgearbeitet, welches dem Bundesamt für Energie zur Verfügung steht. Diesem Datenblatt sind Berechnungen hinterlegt, welche es erlauben, anhand von Regressionen aus den Daten der analysierten Generatoren, die Verluste und die Reduktion der Verluste zu quantifizieren. In einem ersten Schritt werden die Verluste bei Nennlast berechnet und in einem weiteren Schritt unter Berücksichtigung des Lastprofils.

Ebenfalls hinterlegt ist in diesem Berechnungsblatt eine ökonomische Abschätzung, welche im zweiten Teil des Berichts "Wirkungsmodell" behandelt wird.

1 Einleitung

Die Effizienzerhöhung der Energieproduktion in Wasserkraftanlagen ist von nationalem Interesse. Das Bundesamt für Energie (BfE) fördert so zum Beispiel seit 2018 im Rahmen des Projektes ProKilowatt den Ersatz von alten Transformatoren bei den Wasserkraftanlagen. Im vorliegenden Bericht wird das energetische Potenzial abgeschätzt, welches durch den Ersatz oder die Erneuerung älterer Hydrogeneratoren durch neuere mit besserem Wirkungsgrad gewonnen werden kann.

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Wasserkraft stellt den wichtigsten Pfeiler der schweizerischen Stromproduktion dar. Wegen der Alterung der Anlagen besteht ein kontinuierlicher Bedarf an Erneuerungen. Aus der Sicht der Betreiber stehen bei Erneuerungsarbeiten wirtschaftliche Interessen im Vordergrund. Bundesinteressen liegen zum Beispiel bei Sanierungsmassnahmen in den Bereichen Schwall-Sunk, Geschiebe- und Fischdurchgängigkeit vor. Aus diesem Grund werden Inhaber von bestehenden Wasserkraftanlagen für die Kostenfolgen der notwendigen Sanierungsmassnahmen in diesen Bereichen entschädigt.

Betreiber von Wasserkraftanlagen treffen ihre Entscheidungen im Zusammenhang mit energetischen Optimierungen von Komponenten aufgrund detaillierter Kosten-Nutzen-Analysen und vor allem, der Ermüdung oder des Zustands der Komponenten. Für das BfE stehen hingegen Effizienzmassnahmen, die den Stromverbrauch reduzieren, im Vordergrund. Das BfE unterstützt entsprechende Massnahmen mit dem übergeordneten Förderungsprogramm ProKilowatt.

Für eine eventuelle Förderung stellt sich dem BfE nun die Frage, ob beim Ersatz oder der Erneuerung von Hydrogeneratoren geeignete Förderkriterien als Nachweis für die Reduktion von Verlusten und somit Mehrproduktion an Strom gefunden und formuliert werden können.

Ausgangslage für die hier durchgeführte Studie ist eine an der Hochschule für Technik und Architektur Freiburg gemachte studentische Arbeit von D. Ferrari [1], welcher u.a. in drei Wasserkraftanlagen die Reduktion der Verluste zwischen den Daten der Originalmaschine und des erneuerten Hydrogenerators aufgezeigt hat. Diese Vorstudie hat gezeigt, dass es möglich ist, als Zulassungskriterien für potentielle ProKilowatt-Projekte eine minimale Reduktion der Verluste eines neuen Hydrogenerators zu definieren.

1.2 Projektziele

Die Hauptziele des vorliegenden Projekts sind die Definition einer für eine eventuelle Förderung relevanten unteren Grenze der Reduktion der Verluste nach Technologie, Lastprofil und Alter der zu ersetzenden Hydrogeneratoren, sowie die Entwicklung eines Wirkungsmodells als Nachweis der Einsparungen über die Lebensdauer der neuen/erneuerten Hydrogeneratoren.

Die Studie besteht aus zwei Teilen, wovon der erste Teil in diesem vorliegenden Bericht Teil I «Verlustanalyse» zusammengefasst ist. Der zweite Teil des Projekts «Wirkungsmodell» ist nicht Bestandteil dieses Dokuments.

Ziel der ersten, im Teil I «Verlustanalyse» beschriebenen, Projektphase war für die Schweiz typische Klassen von Hydrogeneratoren zu analysieren, um verbesserte Kenntnis der Einzelverluste zu erhalten. Durch weitergehende Auswertung von gemessenen oder berechneten Gesamtverlusten bei Nennleistung von bestehenden, erneuerten und neuen Hydrogeneratoren, wurde das Potenzial der Verlustreduktion durch deren Ersatz oder Erneuerung, respektive aufgrund des Alters und der eingesetzten Technologie ermittelt. Anschliessend wurde die Verlustreduktion bei Teillast (25 %, 50 % und 75 % Last) bestimmt. Die vorliegenden Unterschiede der Verlustverteilung werden aufgrund der verschiedenen Bauformen der Hydrogeneratoren, welche bei Hochdruck- oder Niederdruckkraftwerken eingesetzt werden, berücksichtigt. Als Ergebnis davon wird ein «Verlustmodell» erstellt, welches aus wenigen Eingabedaten wie Bauform und Leistung die Verlustreduktion für die vier Lastfälle ermittelt.

Im Teil II des Projektes «Wirkungsmodell» werden das im Teil I ermittelte Verlustreduktionspotenzial aus dem Verlustmodell mit dem vorliegenden Lastprofil und die Betriebsstunden der verschiedenen Anlagen kombiniert. Die daraus ermittelte Energieeinsparung wird über eine Betriebsdauer von 25 Jahren berechnet. Der Förderbeitrag wird mit einem fix vorgegebenen Strompreis bestimmt. Unter Berücksichtigung der für eine Erneuerung relevanten Produktkosten, wird in einer Reihe von Beispielen das Kosten-Nutzen-Verhältnis aufgezeigt. Die Resultate des zweiten Teils erlauben eine quantitative Bestimmung der Kostenwirksamkeit als Verhältnis zwischen Förderbeiträgen aufgrund der Mehrproduktion an elektrischer Energie und den Produktkosten.

ProKilowatt unterstützt nur Massnahmen, welche ohne Förderbeiträge nicht realisiert würden. Ziel des Projektes ist es, eine qualitative Einschätzung zu geben, inwiefern mit den definierten Grenzen und dem Wirkungsmodell tatsächlich Massnahmen ausgelöst werden können. Vermieden werden soll, dass mit den Fördermassnahmen mehrheitlich solche Erneuerungen unterstützt werden, welche von den Kraftwerksbetreibern in derselben Art und Weise sowieso realisiert würden.

2 Analyisierte Anlagen

2.1 Repräsentative Auswahl der Anlagen

Inklusive von zwei aus [1] aufgeführten Anlagen wurden im vorliegenden Projekt insgesamt 35 Wasserkraftanlagen in der Schweiz betrachtet. Im Mix der ausgewählten Anlagen wurde darauf geachtet, ein möglichst repräsentiertes Bild des schweizerischen Kraftwerksparks abzubilden. Es sind in der ausgewählten Gruppe von Anlagen Niederdruck- und Hochdruckanlagen, Lauf- und Speicherkraftwerke, sowie Anlagen mit den gängigsten Turbinentypen Francis, Pelton und Kaplan im Leistungsbereich pro Generator zwischen 1 und 100 MW aufgeführt. Anhang A 1 gibt den Überblick über die untersuchten Anlagen.

In 30 der oben erwähnten Anlagen wurden die Generatoren einer detaillierten Verlustanalyse unterzogen mit dem Ziel, so eine solide Datenbasis zu erhalten. Bei der Auswahl wurden vorwiegend Generatoren mit einer Leistung grösser als 10 MW ausgewählt, siehe Tab. 2.1. Diese entsprechen 90 % der installierten Leistung und Anteil an Energieproduktion des Kraftwerksparks der Schweiz gemäss Tab. 2.2 aus der Statistik des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) [2].

Generatorleistung	Anzahl	Anteil	Gesamtleistung	Anteil
10-100 MW	25	87 %	939 MW	97 %
1-10 MW	5	13 %	25 MW	3 %

Tab. 2.1 Ausgewählte Anlagen für die Verlustanalyse aufgeteilt nach Leistung

Anzahl Zentralen	Grössenklasse nach Leistung	Leistung (ab Turbine)	Anteil	Produktion (Erwartung)	Anteil
188	> 10 MW	15'044 MW	93.9%	32'787 GWh	89.7%
237	1 – 10 MW	778 MW	4.9%	2'960 GWh	8.1%
225	0.3 – 1 MW	128 MW	0.8%	580 GWh	1.6%
715	< 0.3 MW	59 MW	0.4%	234 GWh	0.6%
1'365		16'009 MW		36'561 GWh	

Tab. 2.2 Anzahl sowie Leistungs- und Produktionsanteile der Wasserkraftanlagen gemäss SWV

Die fünf restlichen der insgesamt 35 Anlagen wurden zur Plausibilitätsprüfung des Wirkungsmodells im Teil II dieser Studie hinzugezogen. Auch die Lastprofile der Maschinen und die im Jahr gefahrenen Betriebsstunden konnten in den meisten Anlagen (Lastprofile bei 22, Betriebsstunden bei 24 Anlagen) erfasst werden, mit dem Ziel die Verlustenergien aufsummieren zu können (Teil II).

2.2 Bauform und Alter der Generatoren

Bei der Auswahl der Anlagen wurde darauf geachtet, dass möglichst alle relevanten Bauformen von Generatoren berücksichtigt wurden. Die Typenbezeichnungen in Abb. 2.1 wurden in Anlehnung an die Europäische Norm EN 60034-7 [3] vereinfacht festgelegt. In der Bezeichnung wurden auf die beiden ersten Code-Buchstaben IM (International Mounting) sowie die 3 letzten Ziffern verzichtet. In dieser Studie wurden drei Kategorien nach Bauform definiert, mit dem Ziel die Verlust-Anteile in Funktion der Last sowie die Drehzahl des betroffenen Generators zu unterscheiden:

1. Bauform BF 8 ... (HD): Diese Bauform beinhaltet schnelllaufende Hydrogeneratoren mit einer mehrheitlich typischen Polzahl im Bereich von 6 bis 12 und einer vertikalen Wellenanordnung. Bei den hier untersuchten Hydrogeneratoren für Hochdruck-Anlagen, ist das Traglager vorwiegend oben angeordnet. Der Antrieb erfolgt in der Regel durch eine Francisturbine, in Ausnahmen aber auch durch eine Pelton-turbine.
2. Bauform BF 7 ... (HD): Sämtliche im Projekt analysierten Hydrogeneratoren mit einer horizontalen Wellenanordnung werden dieser Kategorie zugeordnet. Bei diesen Maschinen liegt die Polzahl typischerweise zwischen 8 bis 20 und der Antrieb erfolgt meistens durch eine oder zwei Pelton-turbinen, in Einzelfällen für kleine Leistungen durch eine Francisturbine.
3. Bauform BF 8 ... (ND): Langsam laufende Hydrogeneratoren mit einem grossen Durchmesser und einer Polzahl von 30 bis 80, welche für Niederdruck-Anlagen mit Kaplan-turbinen bei Flusskraftwerken eingesetzt werden, sind dieser Kategorie zugeteilt. Die Anordnung des Traglagers ist entweder unterhalb des Generator-Rotors entsprechend dem Symbolbild in Abb. 2.1, oder oberhalb angebracht.

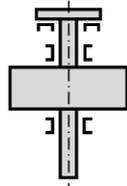
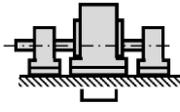
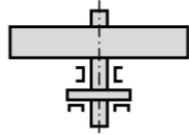
Kategorie der Bauform in Anlehnung an EN 60034-7			
Bauform	BF 8... (HD)	BF 7... (HD)	BF 8... (ND)
Wellenanordnung	Vertikal	Horizontal	Vertikal
Typische Lageranordnung	Traglager oben	2 Stehlager	Traglager unten (oder oben)
Mehreitlicher Turbinentyp	Francis	Pelton	Kaplan
Anlagentyp	Hochdruck (HD) Speicher oder Laufkraftwerk	Hochdruck (HD) Speicher oder Laufkraftwerk	Niederdruck (ND) Laufkraftwerk
Typische Polzahl	6 bis 12	8 bis 20	30 bis 80

Abb. 2.1 Bauformen von Generatoren in Bezug auf das vorliegende Projekt

Eine Ausnahme hinsichtlich der Bauform bilden Generatoren mit einer typischen Leistung < 10 MW und Polzahlen von 6 bis 12, welche über ein Getriebe von einer horizontalen Kaplan Turbine angetrieben werden. Im vorliegenden Projekt wurde ein Generator dieses Typs analysiert und für die Statistik und zur Vollständigkeit der Bauform Typ BF 7...(HD) zugeordnet, Anhang A1, Nr. 35.

Hinsichtlich des Alters, beziehungsweise des Baujahrs (BJ) mit Zeitpunkt der Erst- oder Wiederinbetriebnahme der Generatoren wurde die Grenze zur Unterscheidung zwischen alt und neu auf das Jahr 1990 gesetzt. Für erneuerte Generatoren gilt sinngemäss der Zeitpunkt der Wiederinbetriebnahme nach 1990. Grund dafür ist die erwartete Lebenserwartung der Hauptkomponenten der Generatoren, welche durchschnittlich 40 Jahre beträgt. Aus der Erfahrung von realisierten Projekten, wurden Generatoren mit Baujahr von bis Ende 1970 in den letzten 10 bis 15 Jahren ersetzt oder deren Hauptkomponenten erneuert.

Von den insgesamt 35 Anlagen wurden 28 vor 1990 erstellt und davon 13 nach 1990 erneuert. Die restlichen 7 weiteren Anlagen wurden nach 1990 erstellt, siehe Abb. 2.2.

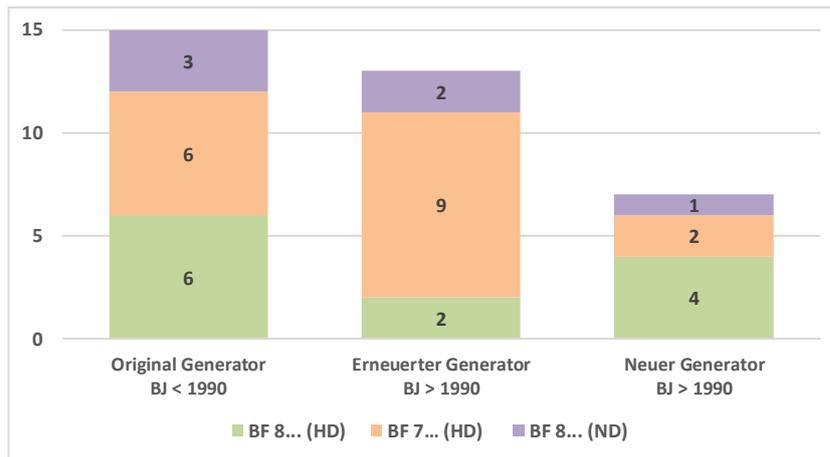


Abb. 2.2 Analyisierte 35 Maschinengruppen geordnet nach Alter und Bauform

2.3 Datenmaterial zu den Generatorverlusten

Zur Erstellung des Verlustmodells wurden die Verluste von 30 Anlagen nach Alter, Leistung, Drehzahl, Bauart, Turbinentyp und Baujahr klassifiziert und Regressionen in den entsprechenden Klassen erstellt. Wenn möglich wurde auf durchgeführte Verlustmessungen zurückgegriffen, ansonsten auf Garantiedaten oder auf Verlustberechnungen von den Herstellern. Aufgrund der Grösse der Hydrogeneratoren, können Verluste meistens nicht im Werk des Lieferanten mit einem Antriebsmotor ermittelt werden, wie dies beispielsweise bei Turbogeneratoren der Fall ist. Die Verluste werden im Kraftwerk und üblicherweise über eine kalorimetrische Messung ermittelt, siehe [4]. Moderne Hydrogeneratoren verfügen über geschlossene Luft-Wasser-Kühlkreisläufe, welche diese Messmethode ermöglichen. Bei älteren Hydrogeneratoren vor allem der Bauformen BF 8... (HD und ND) erfolgt die Kühlung über einen offenen Luft-Kühlkreislauf. Bei diesen Hydrogeneratoren können die Verluste lediglich berechnet werden. Oft liegen aber keine Angaben zu den berechneten Einzelverlusten vor. In diesen Fällen wurden für die Untersuchung die Gesamtverluste aus den angegebenen, garantierten Wirkungsgraden des Herstellers zu Grunde gelegt.

Für die Auswertung der Verluste im vorliegenden Projekt lagen insgesamt Daten von 21 Generatoren mit Baujahr vor 1990 (im zeitlichen Mittel 1960) und von 19 neuen oder erneuerten Generatoren mit Baujahr, beziehungsweise mit Umbaujahr nach 1990 (im zeitlichen Mittel 2005) zu Verfügung. Die Datenquellen waren für beide Kategorien (vor oder nach 1990) allerdings unterschiedlich und gemäss Erläuterung im obigen Abschnitt, von unterschiedlicher Qualität hinsichtlich der verfügbaren Messwerten oder Berechnungen. Daten von Verlustmessungen waren in 27 Fällen (11 für BJ < 1990 und 16 für BJ > 1990) vorhanden, in vier Fällen lagen Daten von berechneten Einzelverlusten vor und in den restlichen neun Fällen lediglich die berechneten Verlustdaten der Gesamtverluste aus den angegebenen Wirkungsgraden, Abb. 2.3. Im Anhang A1 ist aufgeführt, in welchen Anlagen Messungen von Einzelverlusten (Mess. Einz.), berechnete Einzelverluste (Ber. Einz.) oder berechnete Gesamtverluste (Ber. Ges.) vorlagen.

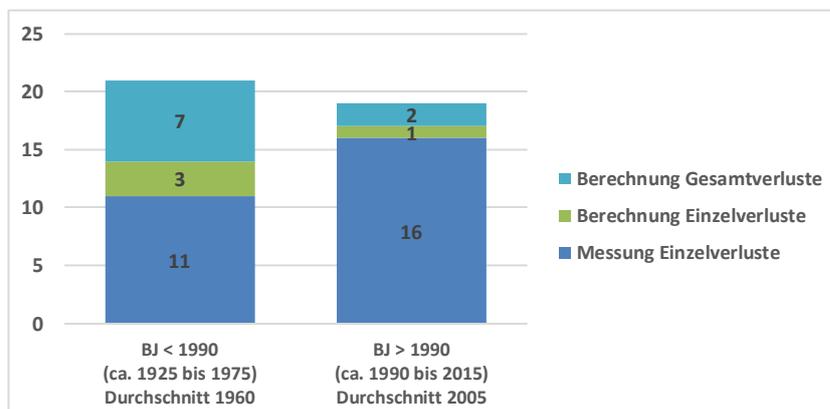


Abb. 2.3 Datenmaterial zu den Generatorverlusten

3 Verlustanalyse

3.1 Einzelverluste bei Hydrogeneratoren

Verluste von Generatoren setzen sich aus Einzelverlusten zusammen. Es sind dies: mechanische Verluste, Eisenverluste, Statorkupferverluste, Zusatzverluste, Rotorkupferverluste und Erregerverluste. Alle Kupfer-, Zusatz- und Erregerverluste sind vom Betriebspunkt der Maschine abhängig, während die restlichen mechanischen Verluste und Eisenverluste konstant sind, oder sich nur vernachlässigbar mit dem Betriebspunkt ändern.

- Unter den mechanischen Verlusten versteht man Reibungsverluste in den Lagern und die Luftreibungsverluste im Luftkreislauf. Letztere werden auch als Ventilationsverluste bezeichnet.
- Eisenverluste, auch magnetische Verluste genannt, setzen sich aus den im Statorpaket entstehenden Wirbelstromverlusten und den Hysterisis- und Ummagnetisierungsverlusten zusammen.
- Statorkupferverluste entstehen durch die in den Statorwicklungen fließenden Ströme. Sie sind proportional zum elektrischen Widerstand und nehmen quadratisch mit den fließenden Statorströmen zu. Früher wurden die Verluste bei Temperaturen von 75 °C quantifiziert, heute bei 95 °C gemäss [4].
- Zusatzverluste treten an verschiedenen Stellen einer Maschine als Wirbelstromverluste in Kupfer oder anderen Leitungsteilen auf und lassen sich nur schwer erfassen. Messwerte der Verluste werden aus Kurzschlussversuchen abzüglich der Statorkupferverluste ermittelt und variieren quadratisch mit den fließenden Statorströmen.
- Rotorkupferverluste entstehen analog wie die Statorkupferverluste. Sie sind proportional zum elektrischen Widerstand und nehmen quadratisch mit dem fließenden Erregerstrom zu. Auch die Rotorkupferverluste werden heute auf eine Temperatur von 95 °C entsprechend [4] bezogen, statt auf 75 °C.
- Erregerverluste entstehen in der Erregungseinrichtung. Die Erregungseinrichtung kann bei älteren Hydrogeneratoren aus einer Gleichstromerregungsmaschine mit mitrotierenden Erregerteilen, welche meistens bei einer Erneuerung vollständig durch einen bürstenlosen Erreger mit einem kleinen Erregertransformator ersetzt wird. Als Alternative dazu wird eine statische Erregung eingesetzt, bei welcher die Verluste durch Spannungsabfall in den Kohlenbürsten und vor allem im Erregertransformator auftreten.

Die aufgeführten Daten in Tab. 3.1 zeigen als Beispiel die relevanten Grössen sowie gemessenen Einzelverlusten eines älteren Generators (im Anhang A1, Nr. 15) bei einer Bezugstemperatur für Kupferverluste von 75°C.

Belastung		4/4'	3/4'	2/4'	1/4'	4/4'	3/4'	2/4'	1/4'	Einfluss	f (cos φ)
Leistungsfaktor	cos φ	0.8	0.8	0.8	0.8	1	1	1	1		
Scheinleistung	kVA	60'000	45'000	30'000	15'000	60'000	45'000	30'000	15'000		
Wirkleistung	kW	48'000	36'000	24'000	12'000	60'000	45'000	30'000	15'000		
Spannung	kV	13'500	13'500	13'500	13'500	13'500	13'500	13'500	13'500		
Statorstrom	A	2'566	1'924	1'283	641	2'566	1'924	1'283	641		
Erregerstrom	A	980	822	677	540	734	623	529	459		
Verluste											
Reibung und Ventilation	kW	276	276	276	276	276	276	276	276		
Eisen	kW	195	195	195	195	195	195	195	195		
Stator (Kupfer und Zusatz)	kW	340	191	85	21	340	191	85	21		
Rotor Kupfer	kW	166	117	79	50	93	67	48	36		
Erreger	kW	13.3	9.4	6.3	4	7.5	5.4	3.9	2.9		
Total:	kW	990	788	642	547	912	735	608	532		
Aufgenommene Leistung	kW	48'990	36'788	24'642	12'547	60'912	45'735	30'608	15'532		
Wirkungsgrad	%	97.98%	97.86%	97.40%	95.64%	98.50%	98.39%	98.01%	96.58%		

Tab. 3.1 Beispiel von gemessenen Einzelverlusten eines älteren Generators

3.2 Einfluss des Leistungsfaktors

Einzelverluste werden lastabhängig bei 25, 50, 75 und 100 % und vom Leistungsfaktor $\cos\varphi$ 0.8 oder 1.0 in Funktion der Scheinleistung als Bezugsgrösse angegeben. Dabei sind lediglich Rotorkupfer- und die Erregerverluste vom Leistungsfaktor $\cos\varphi$ abhängig, wie in Tab. 3.1 aufgeführt.

Für die Vergleichbarkeit der Gesamtverlustwerte zwischen den einzelnen Generatoren stellt daher die Umrechnung der Verluste bei unterschiedlichem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ eine Herausforderung dar. Die im Projekt zu Verfügung stehenden Anlagen weisen Leistungsfaktoren für den Auslegungspunkt im Bereich zwischen 0.7 und 0.95 auf, was einen direkten Vergleich erschwert. Um die Gesamtverluste der jeweiligen Generatoren aus den Anlagen untereinander vergleichen zu können, müssen diese auf einen Referenz-Leistungsfaktor bezogen werden. Als Referenz wurde in dieser Studie ein $\cos\varphi$ 0.85 festgelegt.

Für 15 Generatoren wurden bei Nennscheinleistung die gemessenen Rotorkupferverluste bei $\cos\varphi$ 1.0 und beim jeweiligen Nenn- $\cos\varphi$ herangezogen und auf $\cos\varphi$ 0.85 umgerechnet, siehe beispielhaft für den Generator mit Daten gemäss Tab. 3.1:

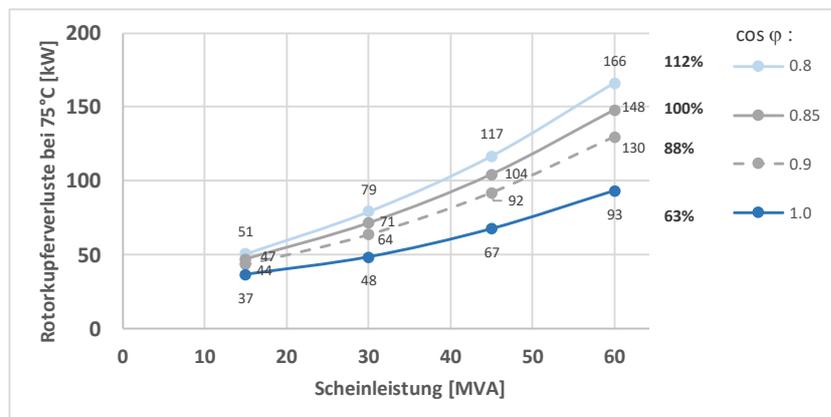


Abb. 3.1 Rotorkupferverluste bei verschiedenen Leistungsfaktoren ($\cos\varphi$)

Die Rotorkupferverluste im Nennpunkt für diese beiden $\cos\varphi$ wurden anschliessend prozentual mit den Verlusten bei $\cos\varphi$ 0.85 verglichen. In der Abb. 3.2 sind die Werte und eine Trendlinie des durchschnittlichen Verlaufs dargestellt:

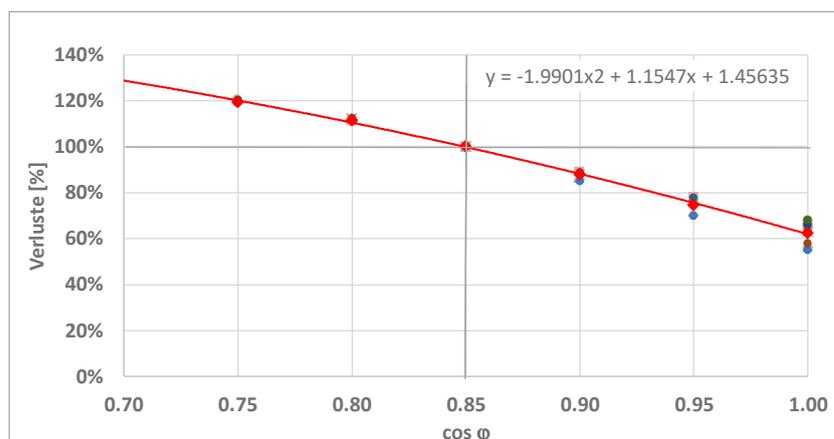


Abb. 3.2 Prozentuale Rotorkupferverluste bei Leistungsfaktoren von $\cos\varphi$ 0.7 bis 1.0 – Referenz $\cos\varphi$ 0.85

Ausgehend von diesem Ergebnis konnte ein Polynom als Trendlinie definiert werden. Für den Einfluss des Leistungsfaktors auf die Rotorkupferverluste wurde folgende empirische Beziehung der Verlustvariation [%] in Funktion des Leistungsfaktor $\cos\varphi$ [-], mit Referenz $\cos\varphi$ 0.85 = 100 %, gefunden:

$$\text{Rotorkupferverluste [\%]} = 100 (1.45635 + 1.1547 \cos\varphi - 1.9901 \cos^2\varphi)$$

3.3 Prozentuale Verlustanteile

Um den Einfluss der variierenden Rotorkupferverluste in Funktion des Leistungsfaktors auf die Gesamtverluste der jeweiligen Generatoren zu ermitteln, musste deren Anteil auf die Gesamtverluste bestimmt werden. Dafür wurden die gemessenen Einzelverluste bei Nennlast aus 16 Anlagen, analog der Tab. 3.1, untereinander verglichen. Für diesen Vergleich wurden folgende Korrekturen durchgeführt:

- Umrechnung der Rotorkupferverluste auf $\cos\varphi$ 0.85.
- Umrechnung der Kupferverluste bei Stator und Rotor auf eine Bezugstemperatur von alt 75°C auf neu 95°C, mit folgender vereinfachter Formel aus [4]: $P_{cu}(95^\circ C) = P_{cu}(75^\circ C) \times \frac{(235+95)}{(235+75)}$.

Die Auswertung der 16 Anlagen ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

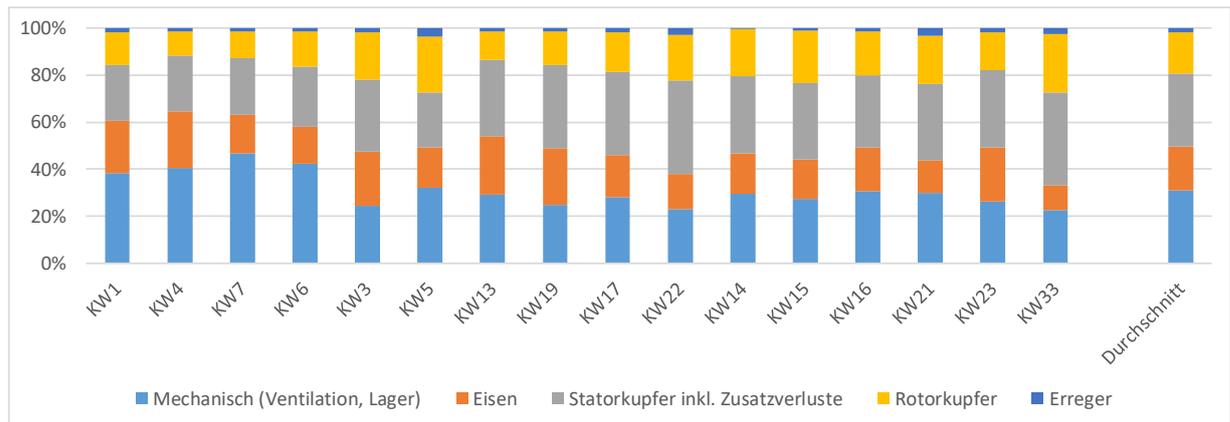


Abb. 3.3 Verlustanteile von 16 Anlagen bei Nennleistung, $\cos\varphi$ 0.85 und Temperatur 95°C

Als Ergebnis konnte festgestellt werden, dass die Generatoren typische prozentuale Verlustanteile bei Nennlast gemäss Abb. 3.4 aufweisen. Dabei beträgt der Anteil der Rotorkupferverluste 18 % und derjenige der Erregerverluste nur 2 % der Gesamtverluste.

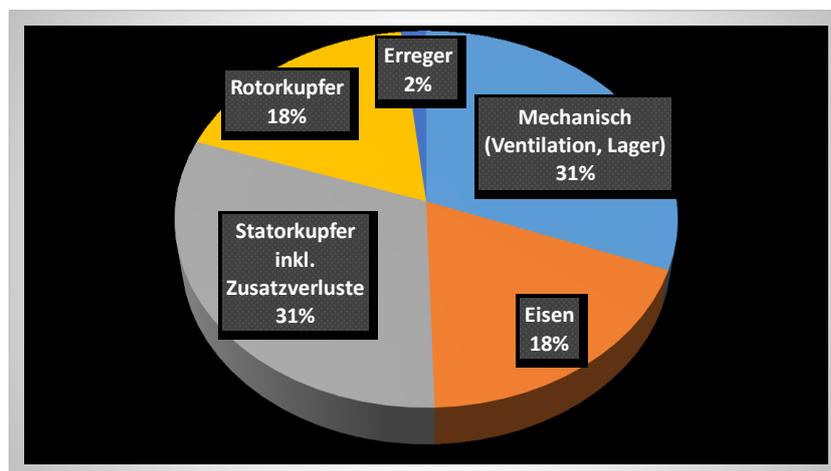


Abb. 3.4 Typische Verlustanteile eines Hydrogenerators bei Nennleistung, $\cos\varphi$ 0.85 und Temperatur 95°C

Diese beiden Anteile, also 20 % der Gesamtverluste, sind vom Leistungsfaktor $\cos\varphi$ abhängig. Für die Ermittlung der Gesamtverluste eines Generators bei Nennlast, welcher im Nenn- respektive im Auslegungspunkt jeweils einen von 0.85 abweichenden Leistungsfaktor $\cos\varphi$ aufweist, werden 20 % der Gesamtverluste mit der Formel gemäss Abschnitt 3.2 umgerechnet.

3.4 Massnahmen zur Reduktion der Verluste bei Hydrogeneratoren

Eine Verbesserung der Generatorwirkungsgrade, beziehungsweise eine Reduktion der Verluste bei einem älteren, bestehenden Hydrogenerator erfordert folgende Massnahmen:

- vollständiger Ersatz des Statorblechpakets. inklusive der Statorwicklung,
- Ersatz der Pole oder mindestens der Polspulen,
- Optimierung der Ventilation.

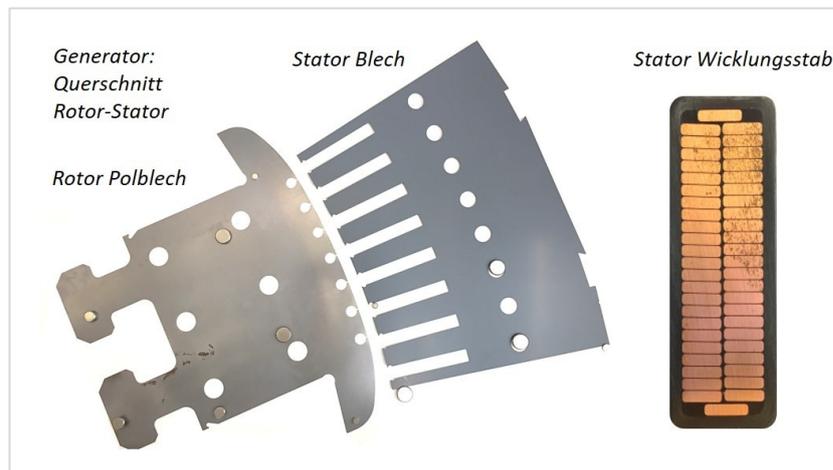


Abb. 3.5 Erneuerung von Generator-Komponenten zur Reduktion von Eisen- und Kupferverlusten

Eisenverluste werden beim Ersatz des Statorblechpakets um rund 30 % reduziert. Dies erfolgt durch den Einsatz der Statorbleche durch solche mit tieferen spezifischen magnetischen Verlusten von neu 2.5 anstelle von alt 3.5 [W/kg] (bei einer magnetischen Flussdichte B von 1.5 [T] und Frequenz f von 50 [Hz]). Zusätzlich führt eine reduzierte Isolierschichtdicke der Bleche zur einer Vergrösserung des Schichtfaktors des Statorblechpakets und einer weiteren Reduktion der Eisenverluste.

Kupferverluste in der Statorwicklung werden durch eine Vergrösserung des Kupferquerschnitts, bzw. einer Reduktion der Isolationsdicke des Wicklungsstabs, um durchschnittlich 20 % reduziert. Die Isolationsdicke vom Wicklungsstab wird aufgrund verbesserter dielektrischer und thermischer Eigenschaften einer modernen Isolation gegenüber älterer Generatoren reduziert.

Lagerverluste sind vom Wellendurchmesser, der Axialkraft- sowie Drehzahlvorgaben der Turbine abhängig und bleiben nach der Erneuerung des Generators praktisch unverändert. Erregerverluste spielen aufgrund ihres kleinen Anteiles eine untergeordnete Rolle.

3.5 Reduktion der Verluste bei Hydrogeneratoren

Eine Generator-Erneuerung ist häufig auch mit einer Erhöhung der Nennwirkleistung und einer Änderung des Leistungsfaktors verbunden. Die Zusammenhänge zwischen Scheinleistung, Wirkleistung und Leistungsfaktor mit einer Leistungserhöhung, sind in Abb. 3.6 anhand des Beispiels des Generators aus Tab. 3.1 mit einer Scheinleistung von 60 MVA und einem $\cos \varphi$ 0.8, hier als Punkt 1, illustriert.

Für die Ermittlung der Reduktion der Verluste nach der Erneuerung und Leistungserhöhung auf eine Scheinleistung von 67 MVA und einem $\cos \varphi$ 0.85 gemäss Punkt 2 in Abb. 3.6, werden die Verluste des erneuerten Hydrogenerators auf die ursprüngliche Nennscheinleistung von 60 MVA und beide Fälle alt und neu mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ 0.85 verglichen, siehe Punkt 3 in Abb. 3.6. Die Kupferverluste im Stator und Rotor beim alten Generator werden gemäss Abschnitt 3.3 auf eine gleiche Bemessungstemperatur von 95°C wie der neue Generator umgerechnet.

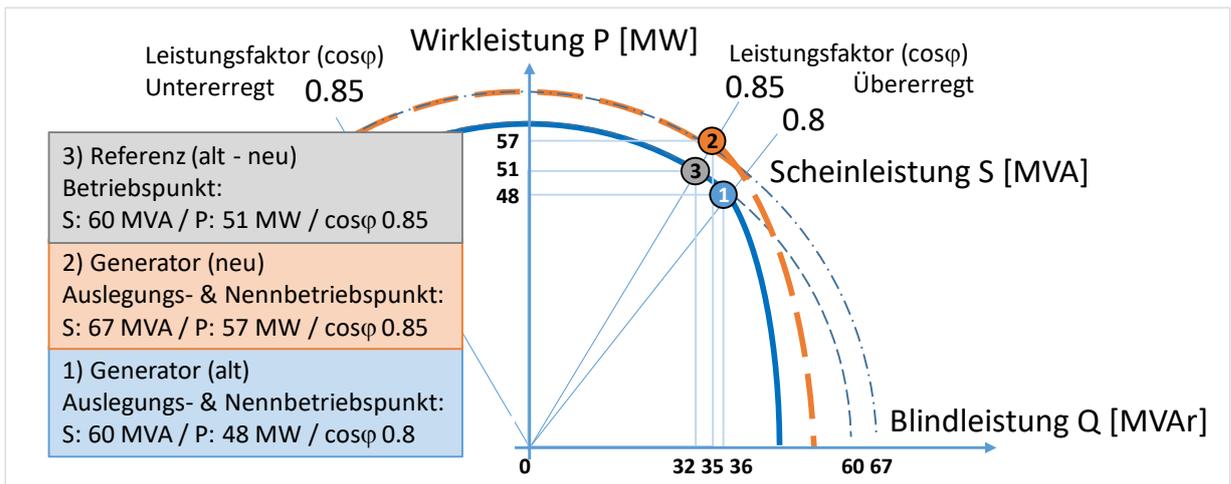


Abb. 3.6 Erhöhung der Wirk- und Scheinleistung und deren Auswirkung auf die Auslegung

Die heute strengeren Netzanforderungen u.a. an Stabilität und Spannungsvariation wirken sich nebst der Leistungserhöhung auch auf die Auslegung des Generators aus. Dies kann dazu führen, dass der Erregerbedarf, beziehungsweise die Rotorkupferverluste trotz reduziertem Blindleistungsbedarf ansteigen. Im obigen Beispiel beträgt die Zunahme 10 %. Durch die umgesetzten Massnahmen gemäss Abschnitt 3.4 konnten jedoch die Ventilationsverluste um 10 %, die Eisenverluste um 20 % und die Statorkupferverluste (inklusive Zusatzverluste) um sogar 35 % reduziert werden. Im Beispiel dieses Generators wurden somit die konstanten Verluste um 66 kW (~15 %) und die leistungsabhängigen Verluste bei einer Wirkleistung von 51 MW um 111 kW (~20 %) reduziert. Gesamthaft wurde bei gleicher Wirkleistung von 51 MW und einem $\cos\varphi$ 0.85 eine Reduktion von 177 kW (~18 %) gegenüber der alten Maschine erreicht.

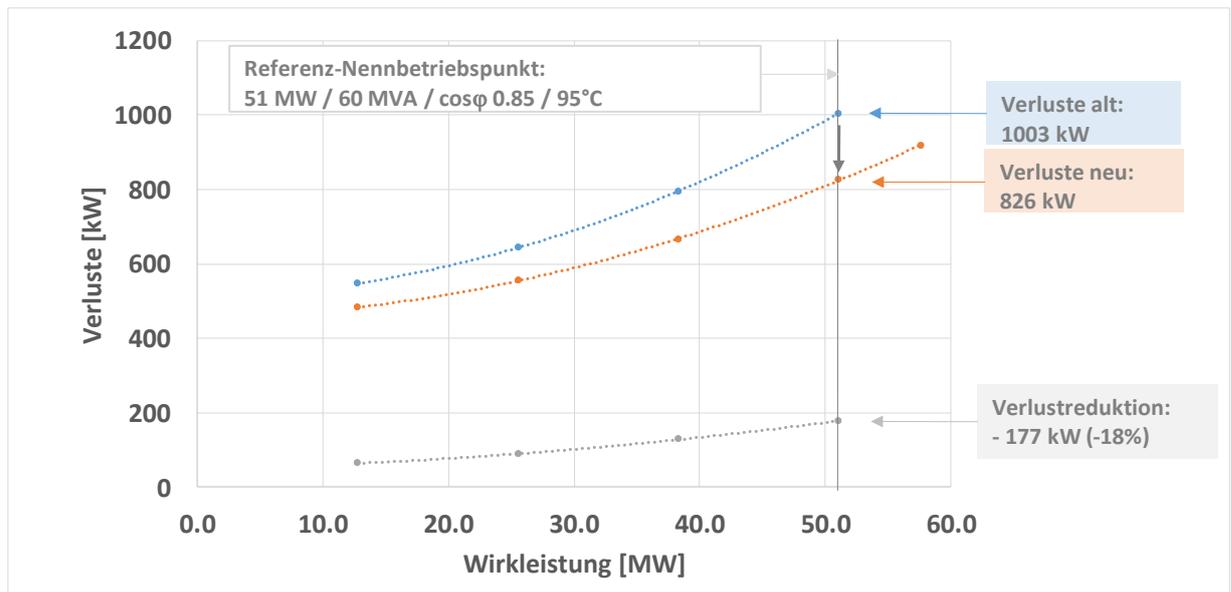


Abb. 3.7 Gemessene Generatorverluste von Generator 15 (Tab 3.1) vor und nach Erneuerung in Funktion der Wirkleistung bei $\cos\varphi$ 0.85

Die Abb. 3.7 zeigt die Lastabhängigkeit der Verluste sowie die Verlustreduktion bei Nenn- und Teillast. Der ermittelte Verlauf der Verlustreduktion bei 25, 50, 75 und 100 % stellt das Ziel dieser Untersuchung dar und bildet Grundlage des hier ausgearbeiteten Verlustmodells.

4 Verluste bei Nennlast

4.1 Gesamtverluste bei alten und neuen Hydrogeneratoren

Gemäss den vorgängigen Ausführungen, wurden Gesamtverluste von 21 älteren und 19 erneuerten, beziehungsweise neuen Generatoren jeweils bei $\cos\varphi$ 0.85 und, sofern Angaben zu Einzelverlusten vorhanden waren, auf die neue Bezugstemperatur für Kupferverluste von 95°C umgerechnet. Für die folgende Graphik wurden bei den Generatoren mit Bau- oder Erneuerungsjahr nach 1990 (Verluste neu > 1990) ausschliesslich die Daten der 16 gemessenen Generatoren zu Grunde gelegt.

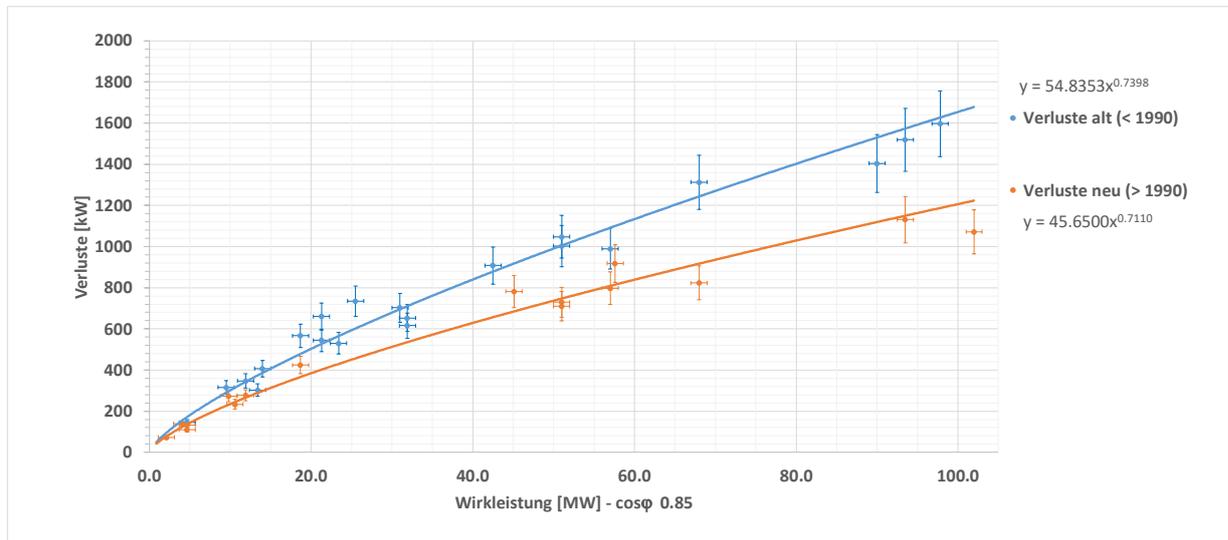


Abb. 4.1 Gesamtverluste der Generatoren in den untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr

Abb. 4.1 zeigt den Trend der Gesamtverluste bei Hydrogeneratoren in Funktion der Wirkleistung zwischen 1 bis 100 MW, aufgeteilt in zwei Altersgruppen (vor und nach 1990). Gemäss der Europäischen Norm EN 60034-1 [5], Abschnitt 12.2, ist auf die Gesamtverluste eine Toleranz von +10 % anzuwenden. In der Auswertung besteht die Unsicherheit, dass die Daten aus Berechnungen und Datenblätter bereits mit 10 % beaufschlagt sind. Dies bedeutet, dass diese Angaben 10 % höher als die effektiven Wirkungsgrade sein könnten. Bei gemessenen Generatorverlusten wird der effektive Wert erfasst. In der Graphik sind daher alle Werte mit einer Toleranz von $\pm 10\%$ sowie einer Unsicherheit von ± 1 MW dargestellt.

Im Allgemeinen wird eine gute Übereinstimmung der einzelnen Werte mit den Trends festgestellt. Bei einzelnen Anlagen, wie beispielsweise bei drei Generatoren der Bauform des Typs BF 8...(ND) im Bereich von 18 bis 25 MW, wovon zwei erneuert wurden, liegen die Gesamtverluste oberhalb des Trends (Verluste alt). Obschon diese Abweichung bei den absoluten Werten der Gesamtverluste vorliegt, ist dies für die Analyse der Verlustreduktion nicht relevant, wie im folgendem Abschnitt aufgezeigt wird.

4.2 Potenzial der Reduktion der Verluste zwischen alten und neuen Hydrogeneratoren

Für Erneuerungsprojekte ist vornehmlich die mögliche Reduktion der Verluste von Bedeutung, da diese ein Mass für die potenzielle Energieeinsparung darstellen. In Abb. 4.2 ist die Differenz der roten und blauen Trendlinien aus Abb. 4.1 dargestellt. Als rote Punkte sind die Verbesserungen der erneuerten Generatoren aus realisierten Projekten eingezeichnet. Diese Werte entsprechen der Trendlinie, unter Berücksichtigung der Toleranzen gemäss Abschnitt 4.1.

Die Daten der Anlagen E_2, E_31 und E_29 in Abb. 4.2 sind Maschinen des Typs BF 8 mit einer offenen Kühlung, für welche vor und nach Erneuerung keine Messwerte vorliegen, sondern nur Berechnungswerte. Wie oben erläutert, wurden diese Daten lediglich für die Ermittlung der Charakteristik vor 1990 eingesetzt. Das berechnete Potenzial der Reduktion der Verluste korrespondiert gut mit der ermittelten Trendlinie.

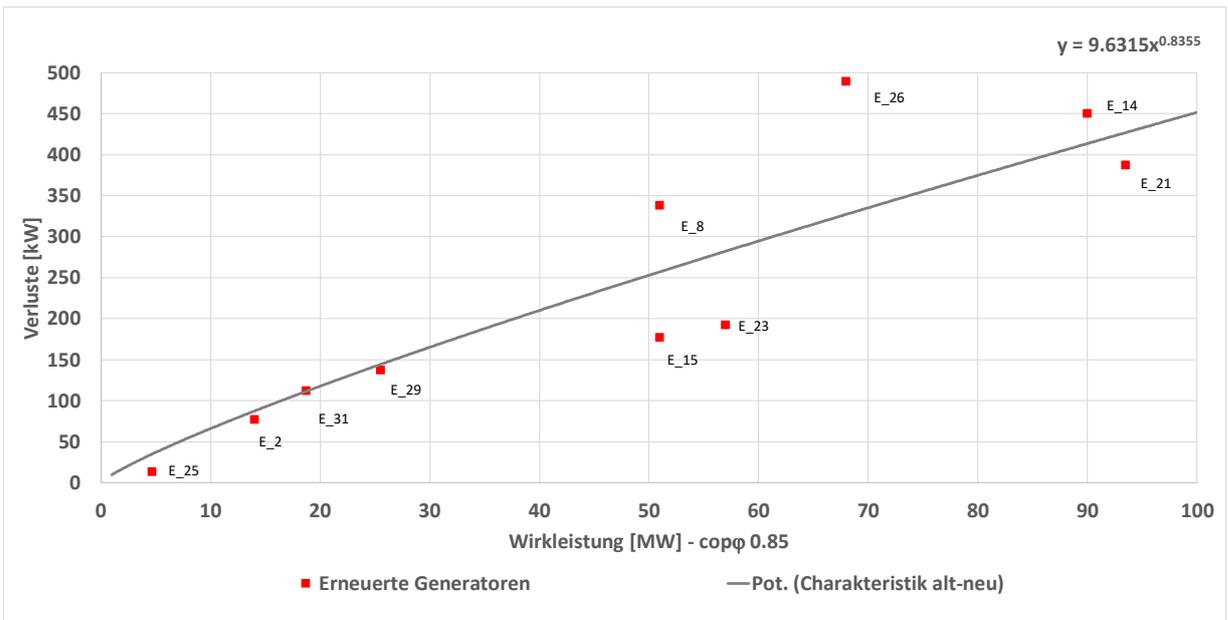


Abb. 4.2 Potenzial der Verlustreduktion durch Erneuerung älterer Generatoren

Der Wert des erneuerten Generators E_15 wurde im Abschnitt 3.5 erläutert. Der oberhalb der Trendlinie liegende Punkt E_26 entspricht den Daten aus [1]. Die Ursache für diesen grossen Wert der Verbesserung könnte darin liegen, dass von den alten Generatoren lediglich garantierte Werte der Wirkungsgrade vorliegen, welche mit einer Toleranz beaufschlagt wurden. Bei den gemessenen Werte nach Erneuerung wurden die effektiven Messwerte verwendet. Allerdings wurden in dieser Studie weder Lagerverluste noch alle Verluste der Erregungseinrichtung berücksichtigt. Für die Auswertung wurden für den Punkt E_26 diese Grössen aus den Daten der hier untersuchten Anlagen abgeschätzt. Wird die Toleranz von 10 % an den garantierten Gesamtverlusten des alten Generators abgezogen, ergibt dies eine Reduktion der Verluste von 350 kW, welche praktisch auf der Trendlinie liegt.

Das absolute und prozentuale Verlustreduktionspotenzial in Funktion der Wirkleistung ist in Abb. 4.3 dargestellt. Das prozentuale Verlustreduktionspotenzial bei 1 MW beträgt 17 % und steigt bei 100 MW auf 27 %.

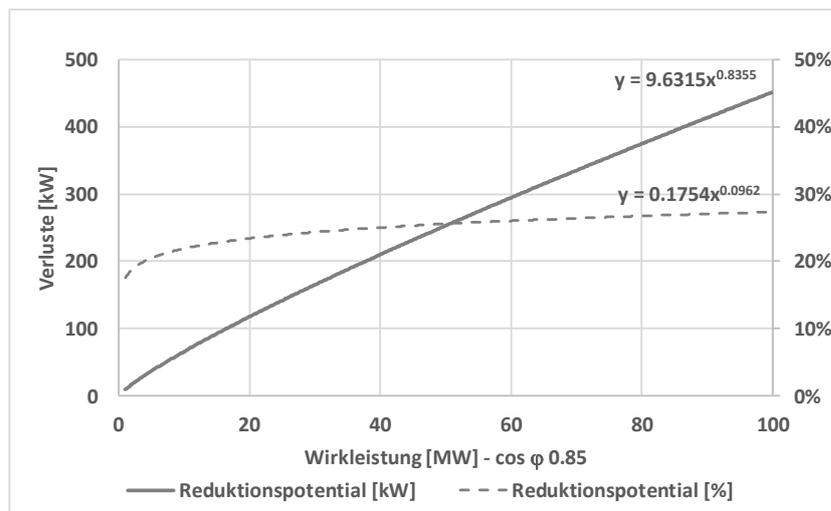


Abb. 4.3 Absolutes und prozentuales Verlustreduktionspotenzial in Funktion der Wirkleistung

Bemerkung: In der vorliegenden Studie wurde die maximale Leistung auf 100 MW begrenzt, da nur bis zu diesen Leistungen gesicherte Daten vorliegen. Für grössere Leistungen muss davon ausgegangen werden, dass die prozentuale Reduktion von 27 % bei 100 MW sich nicht wesentlich erhöhen wird.

4.3 Zusammenfassung

Abb. 4.4 zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der Verlustanalyse mit Trendlinien und Unsicherheitsbändern. Alle untersuchten Anlagen sind im Nennpunkt, das heisst bei Nennscheinleistung und mit $\cos \varphi$ 0.85 dargestellt und nummeriert gemäss Anhang A1. Zwei Ausnahmen davon bilden die Anlagen mit Leistungserhöhung (E_14 und E_15). Ihre dargestellten Lastpunkte «Verluste neu» sind auf Teillast umgerechnet, das heisst auf die ursprüngliche alte Leistung. Die Differenz der Trendlinien der Verluste der beiden Baujahrgruppen ergibt die Werte zur Abschätzung des Potenzials der Reduktion der Verluste bei Erneuerung von Generatoren. Überträgt man die Toleranzbänder von $\pm 5\%$ der beiden Trendlinien alt und neu gemäss Abschnitt 4.1 auf die Trendlinie des Verlustreduktionspotenzials, so resultieren dort erhöhte Unsicherheitsbänder. Diese Unsicherheit scheint in Anbetracht der Streuung der Werte der in der Graphik dargestellten erneuerten Anlagen realistisch zu sein.

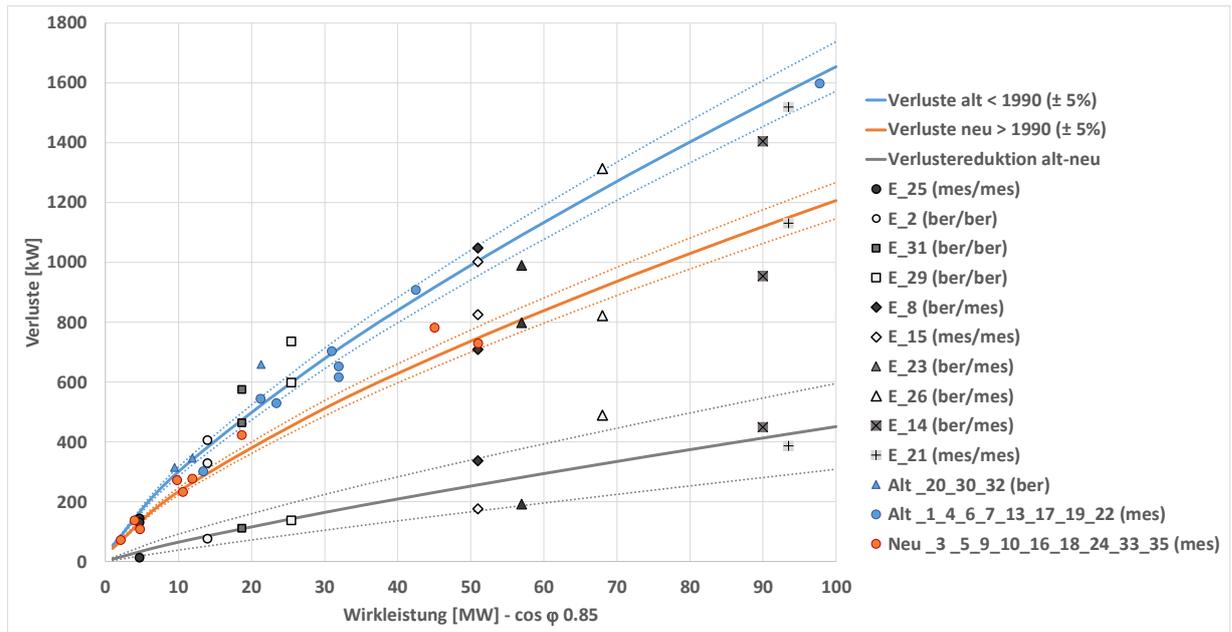


Abb. 4.4 Verluste und Verlustreduktionspotenzial von Generatoren der Altersklassen vor und nach 1990

Ausgehend von den Verlustdaten der untersuchten Generatoren in Funktion der Wirkleistung konnten potenzielle Trendlinien definiert werden. Für Generatoren mit Baujahr vor und nach 1990 wurden jeweils folgende empirische Beziehungen für die Gesamtverluste [kW] in Funktion der Wirkleistung P [MW] gefunden:

$$\text{Gesamtverluste alt [kW]} = 54.8353 P^{0.7398} \quad \text{und} \quad \text{Gesamtverluste neu [kW]} = 45.6500 P^{0.7110}$$

Für das Verlustreduktionspotenzial [kW] wurde in Funktion der Wirkleistung P [MW] folgende Beziehung erstellt:

$$\text{Reduktionspotenzial Gesamtverluste [kW]} = 9.6315 P^{0.8355}$$

Der hier ermittelte Wert gilt als Referenzwert im Verlustmodell für den Nennpunkt, beziehungsweise die Nennscheinleistung des Hydrogenerators bei $\cos \varphi$ 0.85. Aus den beiden ersten Beziehungen lässt sich unter Berücksichtigung einer Erhöhung der Scheinleistung oder eines anderen Leistungsfaktors die Reduktion der Verluste ermitteln. Die Beziehung «Gesamtverluste neu» gilt ausserdem als Bezugsgleichung für neue, beziehungsweise erneuerte Generatoren.

5 Analyse der Ergebnisse der Verluste bei Nennlast

5.1 Wirkungsgrade bei alten und neuen Hydrogeneratoren

In der Analyse der Verluste gemäss vorgängigem Abschnitt 4.1 wurden absolute Werte des Reduktionspotenzials ermittelt. In der Praxis wird jedoch vorwiegend der Wirkungsgrad der elektrischen Maschinen untereinander verglichen. Die in Abb. 4.1 dargestellten Gesamtverluste lassen sich in Wirkungsgrade umrechnen, um damit die Grössenordnung der möglichen Wirkungsgradverbesserung aufzuzeigen. Dabei sind Wirkungsgrade in Abb. 5.1 logarithmisch in Funktion der Scheinleistung bei $\cos\varphi$ 0.85 dargestellt.

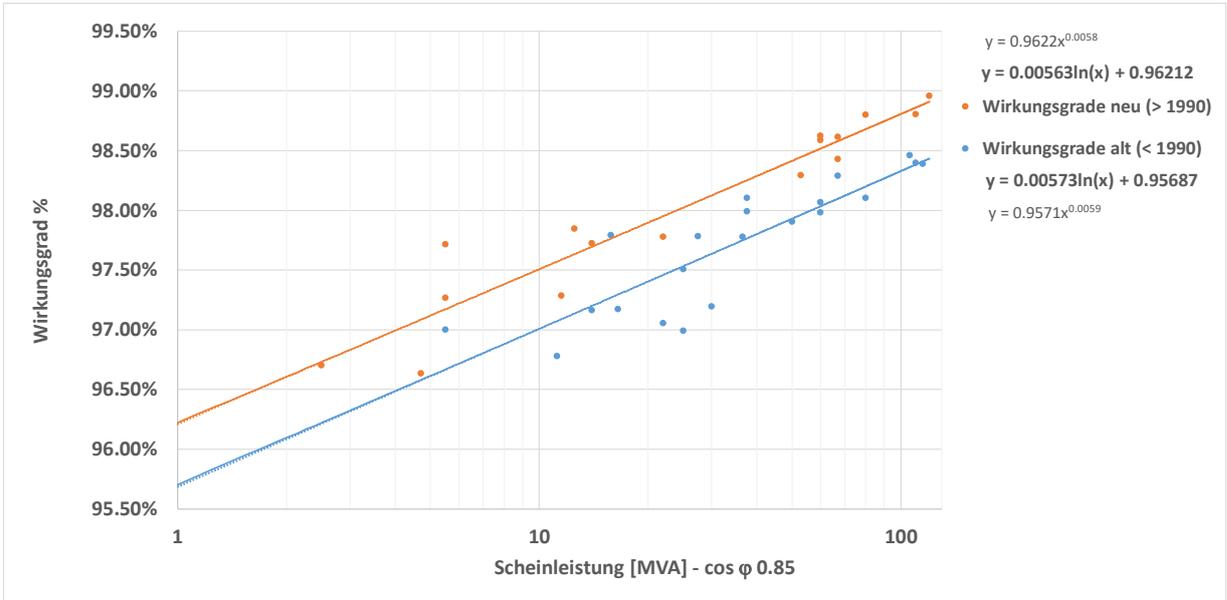


Abb. 5.1 Wirkungsgrade der Generatoren der untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr

In der logarithmischen Darstellung sind die für die Studie ausgewählten Anlagen gemäss Tab. 2.1 über den gesamten Leistungsbereich, mit Schwerpunkt auf den Bereich von 10 bis 100 MVA verteilt.

Gegenüber einem Generator mit Baujahr vor 1990 können Wirkungsgradverbesserungen bei Erneuerungen von durchschnittlich knapp 0.5 % erreicht werden, wie in Abb. 5.2 veranschaulicht ist.

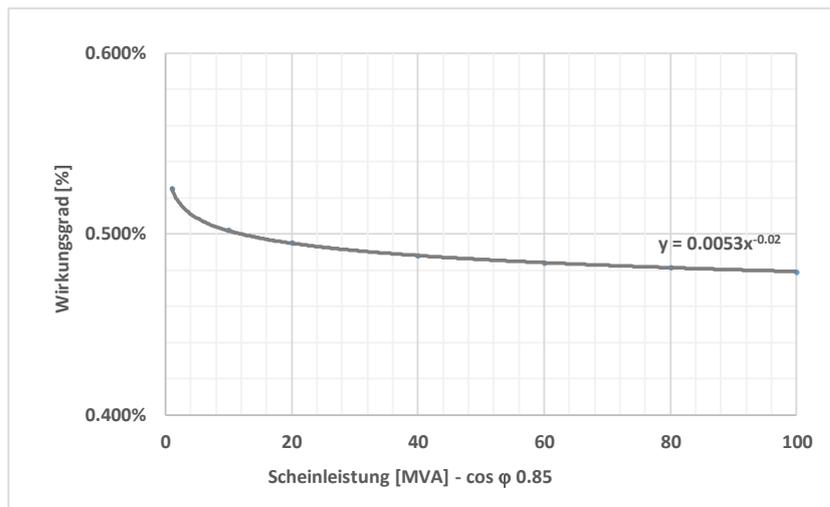


Abb. 5.2 Wirkungsgraderhöhung von Generatoren in Funktion der Scheinleistung

5.2 Vergleich der Ergebnisse der Wirkungsgrade mit vorgängigen Studien

Für die Verlustanalyse und die Abschätzung des Verbesserungspotenzials bei Erneuerungen standen Daten des Status quo von bestehenden Anlagen, Daten von erneuerten und neuen Anlagen und ein Bericht des Electric Power Research Institutes EPRI-2602-2 «Hydropower Plant Modernization Guide» vom Juli 1989, Fig. 5-50, [6] zur Verfügung. In diesem Bericht gibt es statistische Daten zu Hydrogeneratoren unterschiedlichen Alters, die für Vergleichszwecke herbeigezogen werden konnten. Wirkungsgrade für Generatoren mit Baujahr 1920, 1950 und 1980 sind in diesem Bericht logarithmisch in Funktion der Scheinleistung bei $\cos \varphi$ 0.9 angegeben.

Für einen Vergleich zu den EPRI-Wirkungsgradkurven wurden die beiden ermittelten Charakteristiken aus Abb. 5.1 auf einen $\cos \varphi$ 0.9 anhand der Formel in Abschnitt 3.2 und die Kupferverluste auf eine Bezugstemperatur von 95°C zurück auf 75°C (welche zum Zeitpunkt der EPRI-Studie nach Norm angewendet wurde) gemäss Abschnitt 3.3 umgerechnet. Die Daten sind in der Grafik der Abb. 5.3 dargestellt.

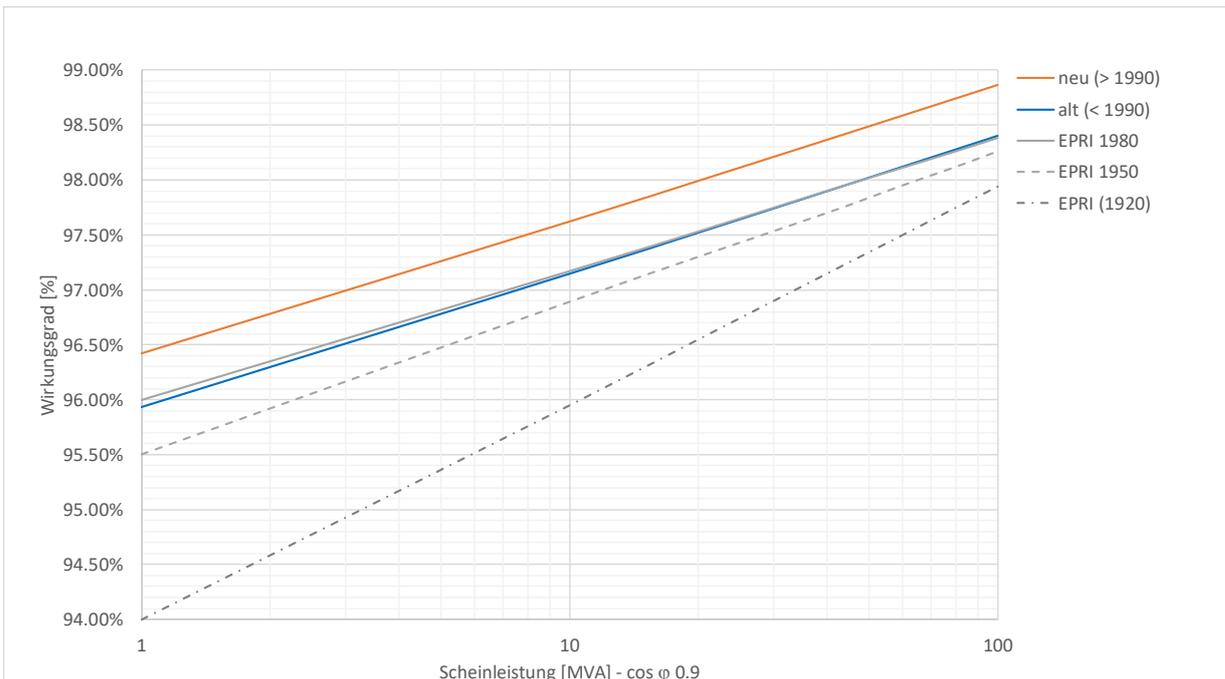


Abb. 5.3 Vergleich der ermittelten Generatorwirkungsgrade mit EPRI-Daten in Funktion der Scheinleistung

Das EPRI-Diagramm zeigt, dass die Darstellung des Verbesserungspotenzials in Funktion der Wirk- oder Scheinleistung für das Verlustmodell geeignet ist. Weiter ist feststellbar, dass Generatoren je nach Leistungsgrösse seit den ersten Maschinen vor 100 Jahren eine beträchtliche Verbesserung des Wirkungsgrads aufzeigen. Somit sind die im vorgängigen Abschnitt dargestellten Ergebnisse mit der EPRI-Studie vergleichbar

Für Generatoren mit Baujahr vor 1990, für welche Daten von Generatoren mit Baujahr im zeitlichen Mittel von 1960 aus der vorliegenden Studie (blaue Regressionskurve) zu Grunde gelegt wurden, stellt man eine Übereinstimmung mit der Kurve von 1980 aus dem EPRI-Bericht fest. Die Charakteristik für ältere Generatoren basiert allerdings nur zu Hälfte aus Messungen und ist daher mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Für Generatoren mit Baujahr nach 1990 bildet die Charakteristik die Richtgrösse für den zu erreichenden Wirkungsgrad von erneuerten oder neue Maschinen.

5.3 Vergleich verschiedener Regressionsformeln zur Berechnung der Gesamtverluste

Im Rahmen der Analyse der Verluste wurden verschiedene, mögliche Regressionen für die Daten aus Abb. 4.1 verglichen. In der folgenden Abbildung links sind drei Regressionsformeln für die gemessenen Verluste der neuen oder erneuerten Generatoren (> 1990) dargestellt: Die ausgewählte Potenz-Regression (1) gemäss Abschnitt 4.3 und je eine mit einem Polynom $y = f(x^2)$ mit (2) und (3). Im Vergleich dazu rechts, die daraus ermittelten Wirkungsgrade aus den drei Regressionsformeln (1, 2 und 3) mit Vergleich zu Referenz (0) gemäss den Werten aus der logarithmischen Regression der Wirkungsgrade aus Abb. 5.1. Die folgenden Ergebnisse gelten sinngemäss für die Regressionen der Verluste von älteren Generatoren (< 1990).

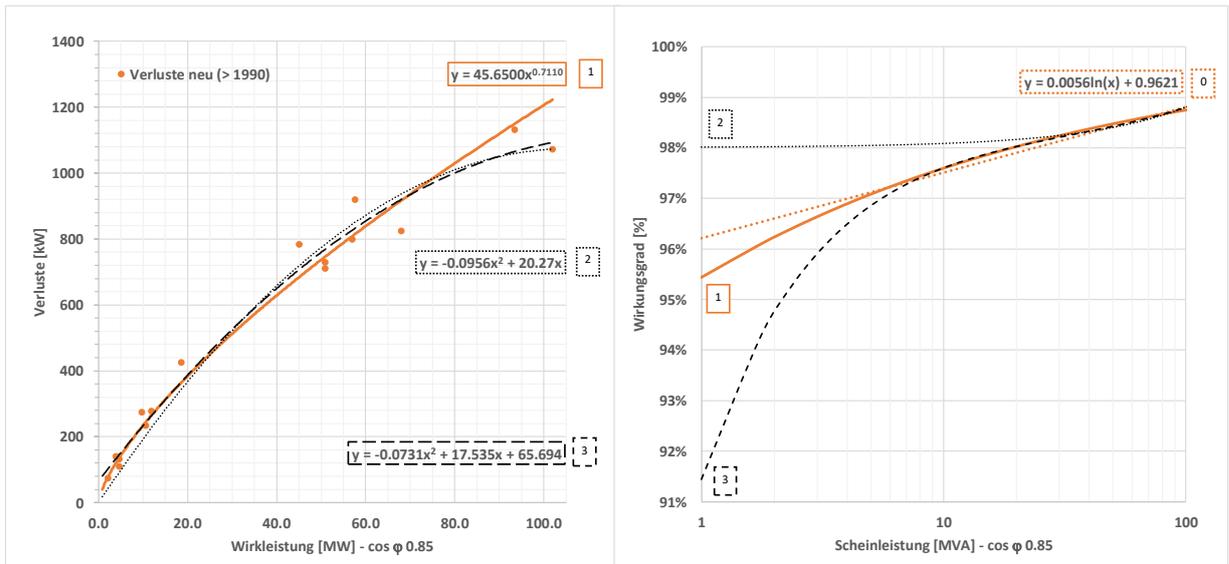


Abb. 5.4 Vergleich der Regressionsformeln für gemessene Verluste der Generatoren (> 1990)

Als erste Annäherung, kann eine Regression mit einem Polynom $y = f(x^2)$ gemäss (2) oder (3) wie in Abb. 5.4 links aufgezeigt, angewendet werden. Allerdings weisen diese Unterschiede bei der Umrechnung als Wirkungsgrad gemäss Abb. 5.4 rechts auf, vor allem im Leistungsbereich < 20 MVA für (2), und insbesondere ab < 10 MVA für (3).

Für eine Übereinstimmung über den in der Studie geforderten Leistungsbereich von 1 bis 100 MW wird für das Verlustmodell die Anwendung der Potenz-Regression (1) empfohlen. In der nächsten Abb. 5.5 links, sind die absoluten Unterschiede der ermittelten Verluste zwischen den Regressionen (1), (2) und (3) als Vergleich zu Referenz (0) dargestellt. Obschon, bei (1) deutlich höhere Werte ab 80 MW als für die Regressionen (2) oder (3) ermittelt werden, beträgt die Abweichung gegenüber (0) <10 % der Gesamtverluste bei 100 MW, beziehungsweise < 0.1 % Wirkungsgradunterschied. Dies ist in Anlehnung an die Norm [5] tolerierbar. Für den Leistungsbereich von 1 bis 80 MVA stimmen die aus (1) ermittelten Wirkungsgraden besser überein als diejenigen aus (2) oder (3), gemäss vorgängiger Abb. 5.4 rechts.

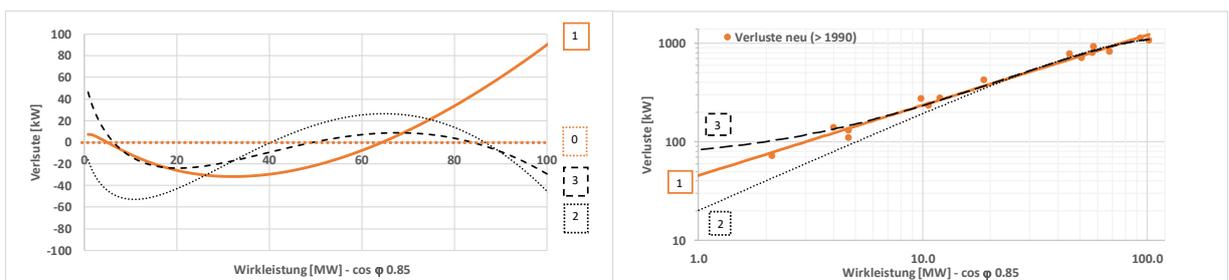


Abb. 5.5 Unterschiede bei ermittelten Verlusten aus Regressionsformeln für Generatoren (> 1990)

Ein abschliessender Vergleich der Regressionen (1), (2) und (3) mit den gemessenen Werten in der logarithmischen Darstellung der Verluste, rechts in Abb. 5.5, bekräftigt die Anwendung der Potenz-Regression (1) für die Ermittlung der Gesamtverluste im Verlustmodell.

5.4 Festlegung der Regressionsformel zur Berechnung der Gesamtverluste

Die im Abschnitt 5.3 durchgeführte Auswertung bestätigt die Regressionsformel, welche im Abschnitt 4.1 hergeleitet und in Abb. 4.1 angewendet wurde. Mit dieser Regressionsformel können die Verluste logarithmisch im Bereich < 10 MW entsprechend der Abb. 5.6 dargestellt werden. Auch gemessene Verluste bei Generatoren (>1990) und der Leistungsklasse < 10 MW stimmen ebenfalls gut mit der Trendlinie überein.

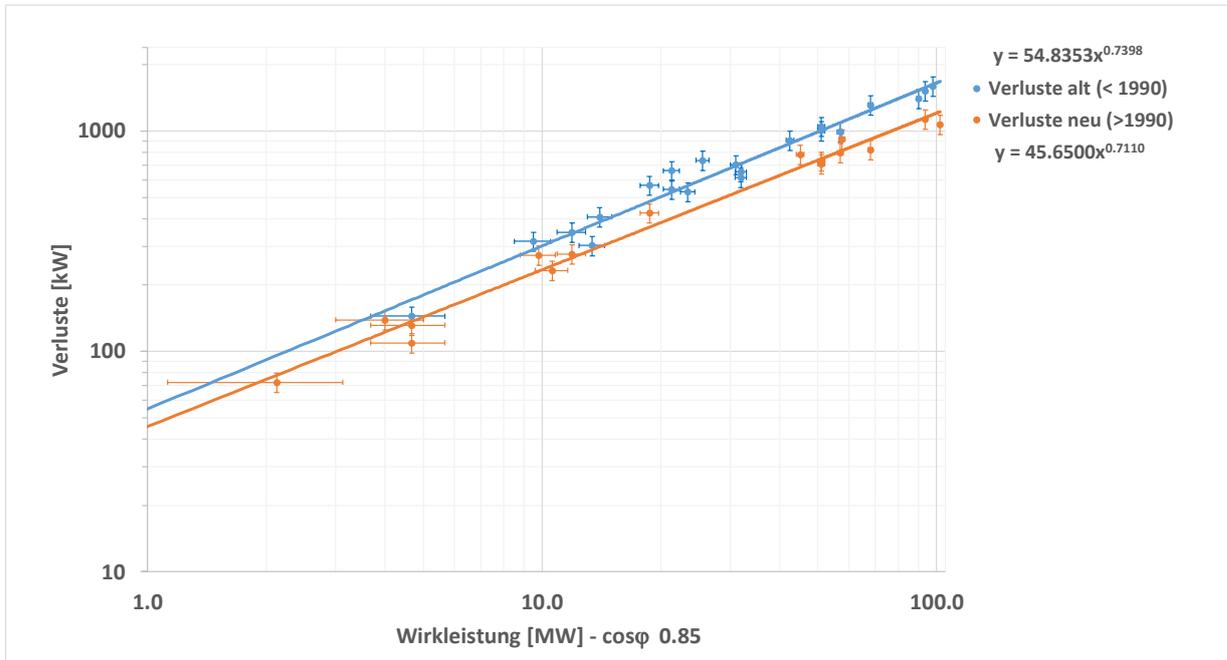


Abb. 5.6 Gesamtverluste der Generatoren in den untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr, logarithmisch aufgeführt.

In Anlehnung an Abschnitt 5.2, können die aus [6] ermittelten und in Abb. 5.3 dargestellten Verluste für Generatoren mit Baujahr 1920, 1950 und 1980 sinngemäss mit den Regressionen aus Abb. 5.6 für Generatoren vor und nach 1990 umgerechnet und logarithmisch dargestellt werden. Die Eignung einer potenziellen Regressionsformel der Form $y = f(ax^b)$ zur Abschätzung der Gesamtverluste ist damit bestätigt.

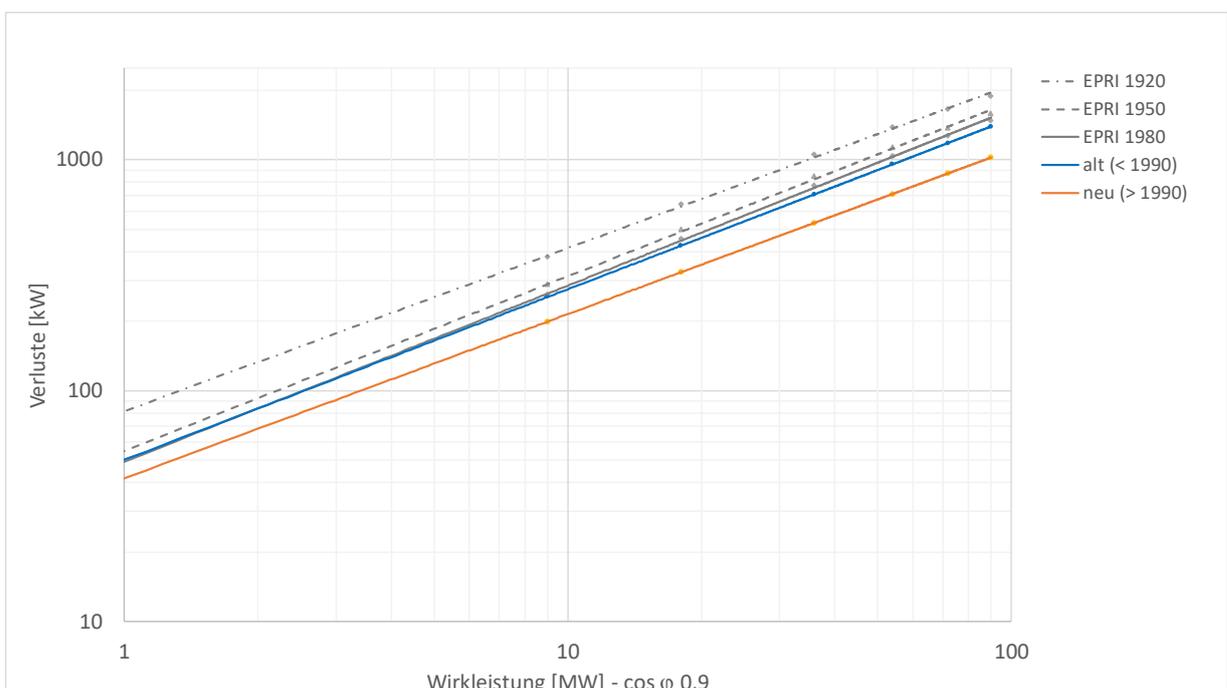


Abb. 5.7 Vergleich der Verluste von Generatoren mit EPRI-Daten in Funktion der Wirkleistung

6 Verluste bei Teillast

Die Betrachtungen des Verlustreduktionspotenzials in Abschnitt 4 beziehen sich auf die Nennleistung der Generatoren. Für die Berechnung der Energieeinsparung in ausgewählten Anlagen und um das Lastprofil im Betrieb zu berücksichtigen, ist auch die Kenntnis der Verluste bei Teillast erforderlich. Mit abnehmender Last reduzieren sich die elektrischen Ströme und die Verluste, wie im Beispiel in Abb. 3.7 gezeigt wurde. Aufgrund der unterschiedlichen Bauformen und Drehzahlen der Generatoren ist der Anteil der konstanten und der von der Last abhängigen Verluste unterschiedlich. Es wurden dafür die Verlustanteile bei einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi 085$ für 25 %, 50 % und 75 % Last aus 33 Generatoren nach Bauform nach Alter analysiert und verglichen. Die Verluste wurden in Prozent der Verluste der Nennlast (=100 %) für diese Generatoren in Abb. 6.1 aufgeführt.

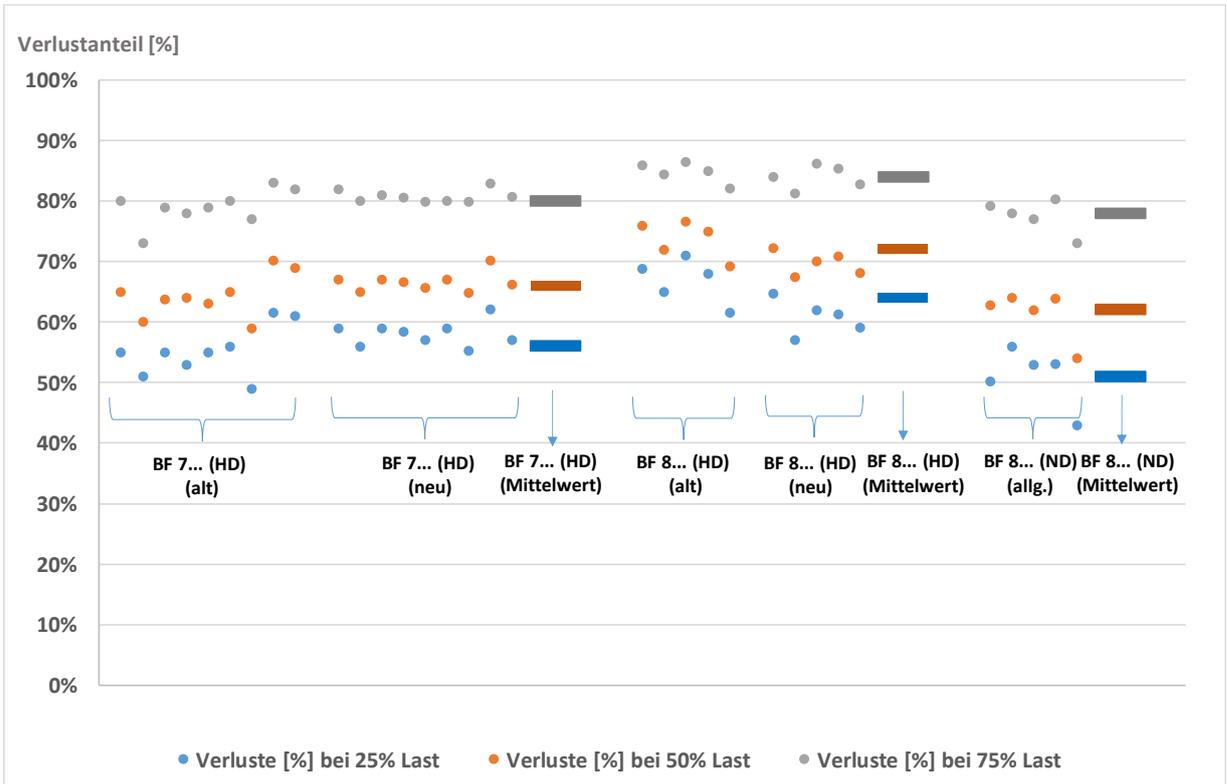


Abb. 6.1 Verluste bei Teillast in Prozent der Verluste bei Nennlast von 31 Generatoren

Größere Unterschiede wurden nicht nach Alter, sondern in Bezug auf die Bauform festgestellt. Aus den Mittelwerten jedes Generatortyps wurden exponentielle Ausgleichskurven für das Modell erstellt.

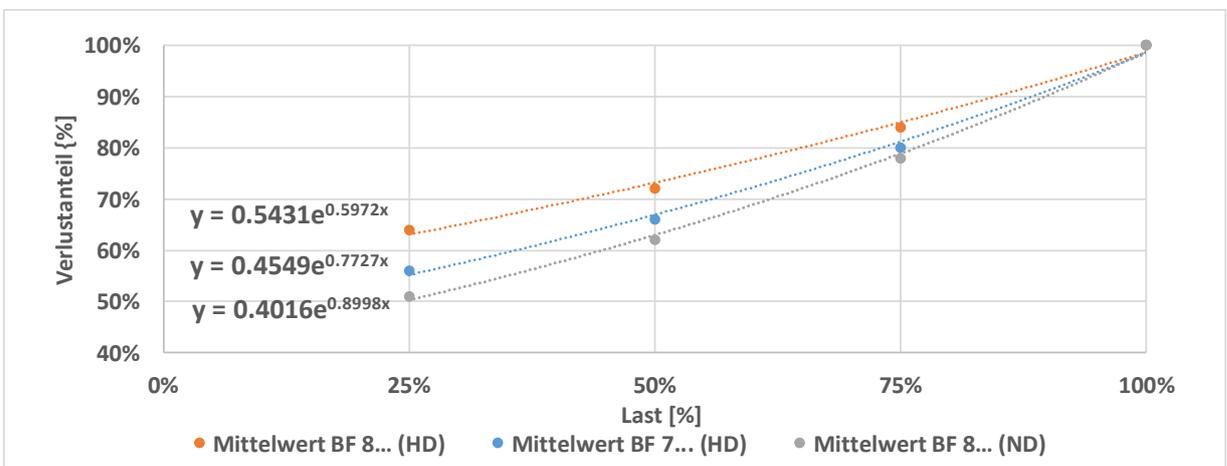


Abb. 6.2 Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren nach Bauform und Last

Die daraus ermittelten empirischen Exponentialfunktionen ermöglichen im Verlustmodell die Berechnung der Verluste für die Lastfälle 25, 50 und 75 % entsprechend dem Beispiel in Abb. 3.7.

$$BF\ 8\ \dots(HD) \cdot 100\ [\%] = 0.5431 e^{0.5972 x}$$

$$BF\ 7\ \dots(HD) \cdot 100\ [\%] = 0.4712 e^{0.7306 x}$$

$$BF\ 8\ \dots(ND) \cdot 100\ [\%] = 0.4016 e^{0.8998 x}$$

Im Teil II dieser Studie werden die berechneten Verlustwerte für eine Last von 25, 50 und 75 % mit dem Lastprofil der Turbine multipliziert. Aus diesen drei Verlustverteilungen kann ebenfalls der Mittelwert gemäss Abb. 6.3 bestimmt und als allgemeiner Wert für alle Generatortypen eingesetzt werden, sofern die Bauform nicht definiert ist.

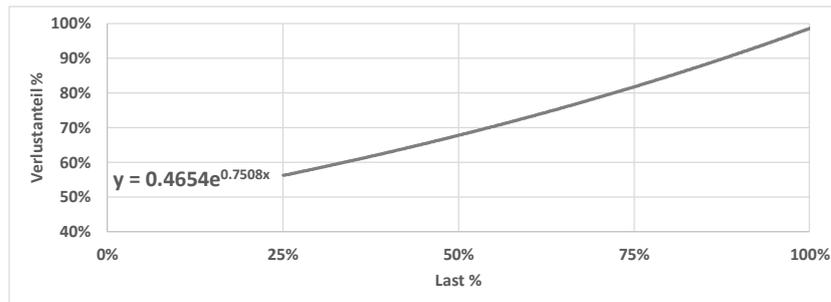


Abb. 6.3 Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren

Die Drehzahl ist bei Hydrogeneratoren jeweils nach Turbinentyp und dessen Auslegung unterschiedlich. Um dies zu berücksichtigen, werden drei Bauformen unterschieden, wie in Abb. 6.4 gezeigt. Ein Vergleich der in den Abb. 6.1 und Abb. 6.2 dargestellten Mittelwerte der Verlustanteile der Generatoren, unterteilt nach deren Bauform, variiert proportional zur durchschnittlichen Polzahl der analysierten Generatoren. Beispielsweise bei einem Generator einer Niederdruckanlage (BF 8 ... (ND)) mit einer tiefen Drehzahl und hoher Polzahl (hier durchschnittlich 48) beträgt der Anteil der Verluste bei 25 %-Last ungefähr die Hälfte der Gesamtverluste. Im Vergleich dazu liegt dieser bei einem Generator einer Hochdruckanlage (BF 8 ... (HD)) mit kleiner Polzahl (hier durchschnittlich 8) bei zwei Drittel der Gesamtverluste.

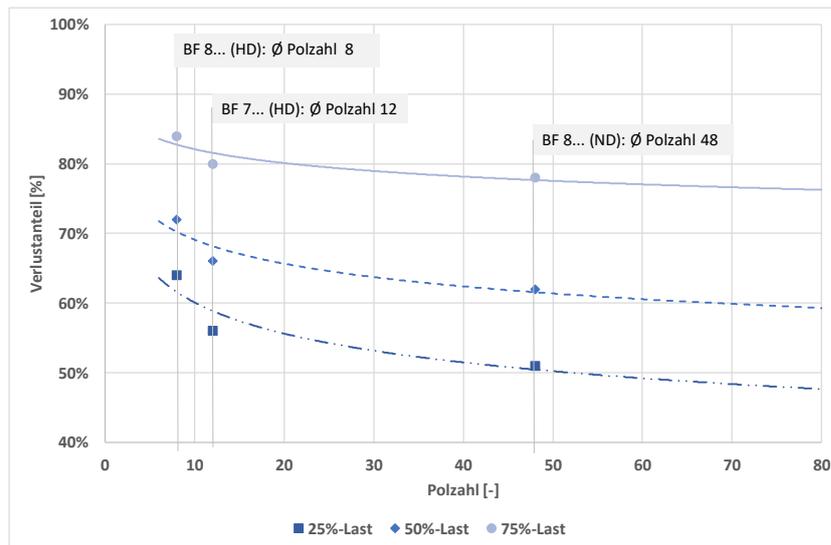


Abb. 6.4 Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren in Funktion der Polzahl

Die Gesamtverluste eines Generators werden nach ihrer Nennleistung, dem Leistungsfaktor und ihrem Alter gemäss Abschnitt 4 unterschieden. Die Verluste bei Teillast variieren in Abhängigkeit der Drehzahl und ihrer Bauform. Ausserdem kann damit das Lastprofil der Maschinengruppe bei der Ermittlung der Energieeinsparung angewendet werden. Somit lassen sich die Generatoren in der Verlustanalyse unter Berücksichtigung aller im Abschnitt 1.2 geforderten Kriterien unterscheiden. Darauf basierend kann im folgendem Abschnitt 7 ein Verlustmodell erstellt werden.

7 Anwendung des Verlustmodells

In diesem Abschnitt wird der Vorgang der Berechnung der Reduktion der Verluste für 25, 50, 75 und 100 % anhand des Verlustmodells mit einem Beispiel aufgezeigt. Die folgenden Abbildungen basieren auf das Excel-Datenblatt, welches das gesamte Wirkungsmodell als Berechnungsblatt für die Ermittlung des Förderbeitrags beinhaltet. Diese steht dem BFE und späteren Antragstellern eines Förderbeitrags zur Verfügung.

7.1 Eignungskriterien

Die Auswertung basierte auf einer beschränkten Anzahl von untersuchten Anlagen. Entsprechend ist der Gültigkeitsbereich nur innerhalb der untersuchten Grenzen auf beliebige Generatoren übertragbar. Um das Potenzial der Verlustreduktion eines beliebigen Generators abschätzen zu können, müssen folgende Kriterien erfüllt sein:

- Synchroner luftgekühlter Generator für Wasserkraftwerke (Hydrogenerator).
- Nennwirkleistung ab 1 bis maximal 100 MW.
- Baujahr respektive Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme vor 1990.
- Vollständiger Ersatz oder Erneuerung der Hauptkomponenten des Hydrogenerators, welche kumuliert mindestens den Ersatz des Stator-Eisenpakets, der Statorwicklung, der Pole (oder mindestens der Polspulen) sowie eine Verbesserung (oder Optimierung) der Ventilation beinhaltet.

Diese Randbedingungen müssen zur Abschätzung des Verlustreduktionspotenzials und zur Qualifikation für eine Förderung erfüllt sein.

7.2 Grundlagen

Die Grundlagen für das Verlustmodell zur Ermittlung der Verluste für 25 %, 50 %, 75 % und 100 % Last basieren auf folgende Schritte:

- Die Unterscheidung des betroffenen Generators nach dessen Bauform gemäss Abb. 2.1.
- Die Berücksichtigung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ nach Abb. 3.2.
- Die Berechnung der Gesamtverluste nach Wirkleistung bei einem Referenzleistungsfaktor $\cos \varphi 0.85$ des bestehenden alten Generators sowie zukünftige Gesamtverluste nach Umbau oder Ersatz, entsprechend den Ergebnissen und Formeln in Abb. 4.1.
- Die Ermittlung der Reduktion der Verluste im Nennlastpunkt gemäss Abb. 4.2.
- Die Berechnung der Verluste bei Teillast gemäss der Bauform in Abb. 6.2, beziehungsweise Abb. 6.3.

7.3 Eingabedaten

Die Eingabedaten sind auf ein Minimum beschränkt. Einerseits, weil Daten von bestehenden Generatoren nicht vorhanden oder unvollständig sein können, andererseits um eine einfache Eingabe und vergleichbare Basis zwischen den Antragstellern zu ermöglichen.

In einem ersten Schritt wird die Anzahl der Generatoren in der Anlage und die Drehzahl des Generators eingegeben. Dabei wird zwischen vier möglichen Bauformen ausgewählt: keine oder eine der drei gemäss Abb. 2.1. Anschliessend werden die Scheinleistung und der Leistungsfaktor des bestehenden und des neuen oder erneuerten Generators eingegeben. Dabei ist als Auswahl anzugeben, ob eine Leistungserhöhung durchgeführt wird.

Im vorliegenden Beispiel werden die Daten sowie Drehzahl und Bauform BF 7...(HD) des Generators aus Abschnitt 3.5 mit einer Leistungserhöhung eingesetzt, wobei zur besseren Unterscheidung ein Leistungsfaktor nach Leistungserhöhung von $\cos \varphi$ 0.9 gewählt wurde:

Bundesamt für Energie BFE - ProKilowatt Projekte				Eingabe
Stromeffizienz in den Hydrogeneratoren				Auswahl
Fördermodell für Hydrogeneratoren von 1 bis 100 MW				
Anlage				Einheit
Anzahl Generatoren				Wert
				-
				3
Bauform (Kategorie in Anlehnung an EN 60034-7) und Drehzahl				
<u>Bauform</u>				
- unbekannt: Annahme Mittelwert über alle 3 Bauformen hinsichtlich der Eigenschaften				(ja = 1)
- oder Bauform BF 8...(HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine vertikaler Anordnung mit Francisturbine (typische Polzahlen: 6 bis 12)				(ja = 1)
- oder Bauform BF 7...(HD); bspw. für Hochdruckanlage, Maschine horizontaler Anordnung mit Pelton-turbine (typische Polzahlen: 8 bis 20)				(ja = 1)
- oder Bauform BF 8...(ND); bspw. für Niederdruckanlagen, Maschine vertikaler Anordnung mit Kaplan-turbine (typische Polzahlen: 30 bis 80)				(ja = 1)
				0
				0
				1
				0
<u>Nenn-drehzahl (Generator ohne Getriebe)</u>				
Polzahl: 14				n_{Nenn}
				min^{-1}
				428.6
Nennleistung				
<u>Nennleistung bestehender Generator (Baujahr/Inbetriebnahme vor 1990)</u>				
- Nennscheinleistung (min. 1 bis max. ca.115 MVA und $\cos \varphi$ 0.85)				S_{Nenn} : MVA
				60.0
- Nennleistungsfaktor $\cos \varphi$				$\cos \varphi_{\text{Nenn}}$: -
				0.80
- Wirkleistung bei $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$ (max. 100 MW)				P_{Nenn} : MW
				48.0
- Wirkleistung bei $\cos \varphi$ 0.85 (max. 100 MW)				$P_{0.85}$: MW
				51.0
<u>Nennleistung neuer Generator oder nach Erneuerung:</u>				
- Nennscheinleistung (min. 1 bis max. ca.115 MVA und $\cos \varphi$ 0.85)				(bei Leistungserhöhung S : > 60 MVA) S_{Nenn} : MVA
				67.0
- Nennleistungsfaktor $\cos \varphi$				$\cos \varphi_{\text{Nenn}}$: -
				0.90
- Wirkleistung bei $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$ (max. 100 MW)				P_{Nenn} : MW
				60.3
- Wirkleistung bei $\cos \varphi$ 0.85 (max. 100 MW)				$P_{0.85}$: MW
				57.0
<u>Referenz für Ermittlung der Verlustreduktion: Nennscheinleistung unverändert "I" oder mit Leistungserhöhung "II"</u>				
- I) mit Leistungserhöhung: bestehender Nennscheinleistung und $\cos \varphi$ 0.85				60.0 MVA 51.0 MW $\cos \varphi$ 0.85 (ja = 1)
				1
- oder II) ohne Leistungserhöhung: bestehende Nennscheinleistung und $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$				60.0 MVA 48.0 MW $\cos \varphi$ 0.80 (ja = 1)
				0

Tab. 7.1 Eingabedaten und Auswahlkriterien für das Verlustmodell

7.4 Ergebnisse der Verluste bei Nennlast

Das Verlustmodell unterscheidet zwei verschiedene Fälle:

- I): Falls eine Leistungserhöhung vorliegt, werden die Verluste für beide Leistungspunkte bestehend und neu bei einem $\cos \varphi$ 0.85 berechnet. Anschliessend werden die Verluste für den erneuerten Generator auf die Scheinleistung des bestehenden umgerechnet. Die daraus resultierende Differenz ergibt die Verlustreduktion bei Nennlast. Damit werden die Verbesserungen zwischen beiden Generatoren bei einem Referenz-Betriebspunkt verglichen, siehe dazu die Werte in Tab. 7.2.
- II): Bei einer Erneuerung ohne Leistungserhöhung wird der Leistungsfaktor der bestehenden Anlage, welcher unterschiedlich zu $\cos \varphi$ 0.85 sein kann, angewendet. Damit wird der Einfluss auf die Rotorverluste aufgrund unterschiedlicher Leistungsfaktoren in beiden Fällen bestehend und neu berücksichtigt.

Verluste bei Nennlast					
<u>Verluste bestehender Generator</u>					
- bei S_{Nenn} und $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$					
60.0 MVA	48.0 MW	$\cos \varphi$ 0.80	kW	1027	"1"
- bei S_{Nenn} und $\cos \varphi$ 0.85					
60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi$ 0.85	kW	1005	"2"
<u>Verluste neuer Generator oder nach Erneuerung</u>					
I) Bei veränderten Nennleistung (mit Leistungserhöhung):					
- bei S_{Nenn} und $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$					
67.0 MVA	60.3 MW	$\cos \varphi$ 0.90	kW	790	"3"
- bei S_{Nenn} und $\cos \varphi$ 0.85					
67.0 MVA	57.0 MW	$\cos \varphi$ 0.85	kW	808	"4"
II) Bei unveränderten Nennleistung (ohne Leistungserhöhung):					
- bei bestehende S_{Nenn} und $\cos \varphi_{\text{Nenn}}$					
60.0 MVA	48.0 MW	$\cos \varphi$ 0.80	kW	763	
- bei bestehende S_{Nenn} und $\cos \varphi$ 0.85					
60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi$ 0.85	kW	747	
<u>Verlustreduktion (Unterschied zwischen erneuert und bestehend)</u>					
- Ohne Leistungserhöhung, S_{Nenn} und $\cos \varphi$ 0.85 (ca.):					
60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi$ 0.85	kW	257	"5"

Tab. 7.2 Ergebnisse der Verluste bei Nennlast - Fall I) mit Leistungserhöhung

Die berechneten Werte für die jeweiligen Lastpunkte «1» bis «5» sind im Verlustmodell gemäss folgender Abb. 7.1 graphisch dargestellt.

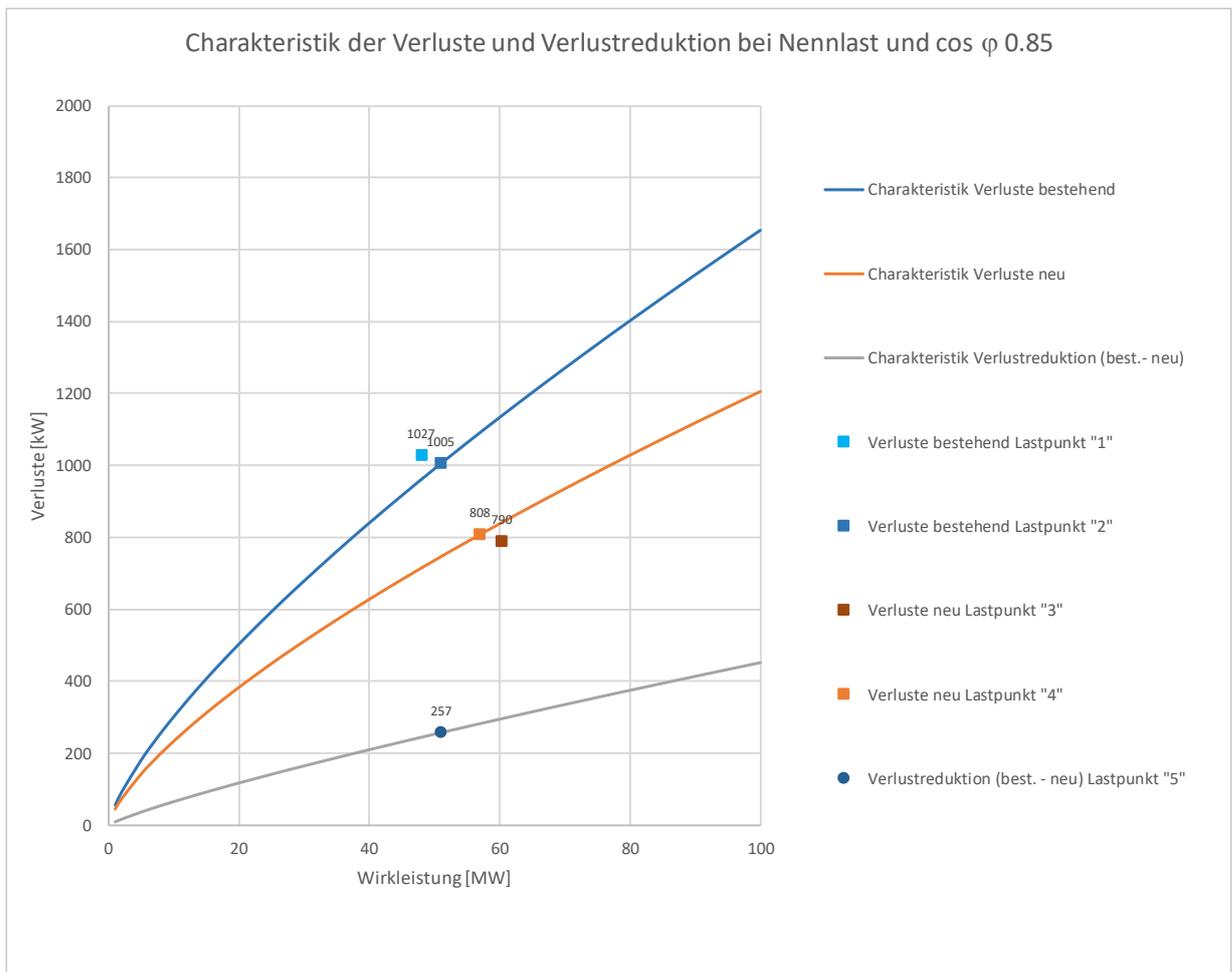


Abb. 7.1 Charakteristik der Verluste und Verlustreduktion bei Nennlast und $\cos \varphi 0.85$

In der Abbildung sind die Trendlinien gemäss Abschnitt 4.3 als Charakteristik und Grundlage aufgeführt. Auf diese basieren die Werte der Lastpunkte «2», «4» und «5». Als Information sind die Lastpunkte «1» und «3» dargestellt, sofern der alte, der neue oder beide Generatoren jeweils einen anderen Leistungsfaktor als $\cos \varphi 0.85$ aufweisen.

7.5 Ergebnisse der Verluste bei Nenn- und Teillast

Verluste bei Nenn- und Teillast						
Verluste bestehender Generator						
Verluste bei 100% Last	100%	60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	1005
Verluste bei 75 % Last	75%	45.0 MVA	38.3 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	819
Verluste bei 50 % Last	50%	30.0 MVA	25.5 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	683
Verluste bei 25 % Last	25%	15.0 MVA	12.8 MW	$\cos \varphi 0.85$	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	$\cos \varphi 0.85$	kW	808
Verluste bei 100% Last bestehender Generator	90%	60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	733
Verluste bei 75 % Last bestehender Generator	67%	45.0 MVA	38.3 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	622
Verluste bei 50 % Last bestehender Generator	45%	30.0 MVA	25.5 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	528
Verluste bei 25 % Last bestehender Generator	22%	15.0 MVA	12.8 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	449
Verlustreduktion bei Nenn- und Teillast						
Verlustreduktion (Unterschied neu - bestehend)						
Verluste bei 100% Last bestehender Generator	100%	60.0 MVA	51.0 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	272
Verluste bei 75 % Last bestehender Generator	75%	45.0 MVA	38.3 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	197
Verluste bei 50 % Last bestehender Generator	50%	30.0 MVA	25.5 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	154
Verluste bei 25 % Last bestehender Generator	25%	15.0 MVA	12.8 MW	$\cos \varphi 0.85$	kW	120

Tab. 7.3 Ergebnisse der Verluste bei Nenn- und Teillast – Fall I) mit Leistungserhöhung

Der Lastfall 100 % beim neuen oder erneuerten Generator wird auf den neuen Wert der Scheinleistung bezogen. Das Verlustmodell ermittelt die Verluste für den Lastfall 100 % des bestehenden Generators, wie es in der folgenden Abbildung als Auszug graphisch dargestellt ist.

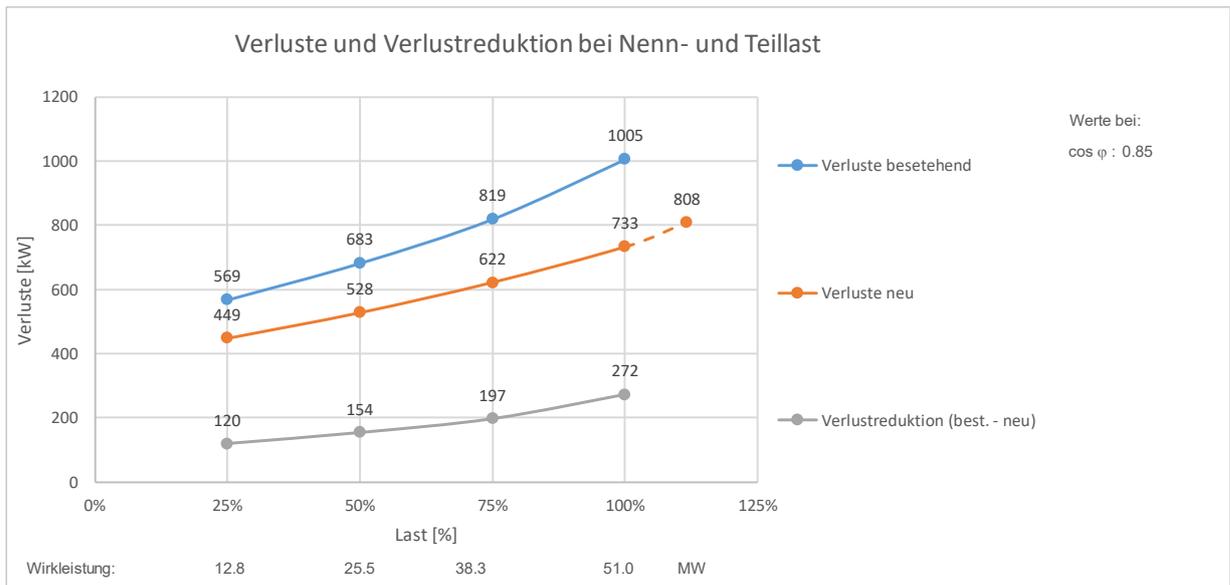


Abb. 7.2 Verluste und Verlustreduktion (Nenn- und Teillast mit Leistungserhöhung bei cos φ 0.85)

Aufgrund der Leistungserhöhung liegt der Lastfall 100 % aus Sicht des erneuerten Generators bei 90 %. Bei diesem Lastpunkt liegen für diesen Generator die Verluste aufgrund seiner Größe tiefer als bei einem Ersatz ohne Leistungserhöhung. Im Beispiel werden für 100 %-Last eine Reduktion von 272 kW ermittelt, wobei ein Ersatz ohne Leistungserhöhung zur einer Reduktion von 257 kW (gemäß Lastpunkt «5» in Abb. 7.1) bei einem gleichem cos φ 0.85 führen würde. Das Verlustmodell berechnet somit eine um 6 % höhere Reduktion (15 kW), welche durch eine Leistungserhöhung gegenüber einem Ersatz ohne Leistungserhöhung erreicht wird. Das Verlustmodell berechnet jedoch auch den Fall eines Ersatzes ohne Leistungserhöhung mit Einfluss des Leistungsfaktors. Im gleichem Beispiel ohne Leistungserhöhung mit Beibehaltung des cos φ 0.8 wird eine Reduktion von 263 kW anstelle von 257 kW mit cos φ 0.85 ermittelt, wie in Abb. 7.3 gezeigt ist.

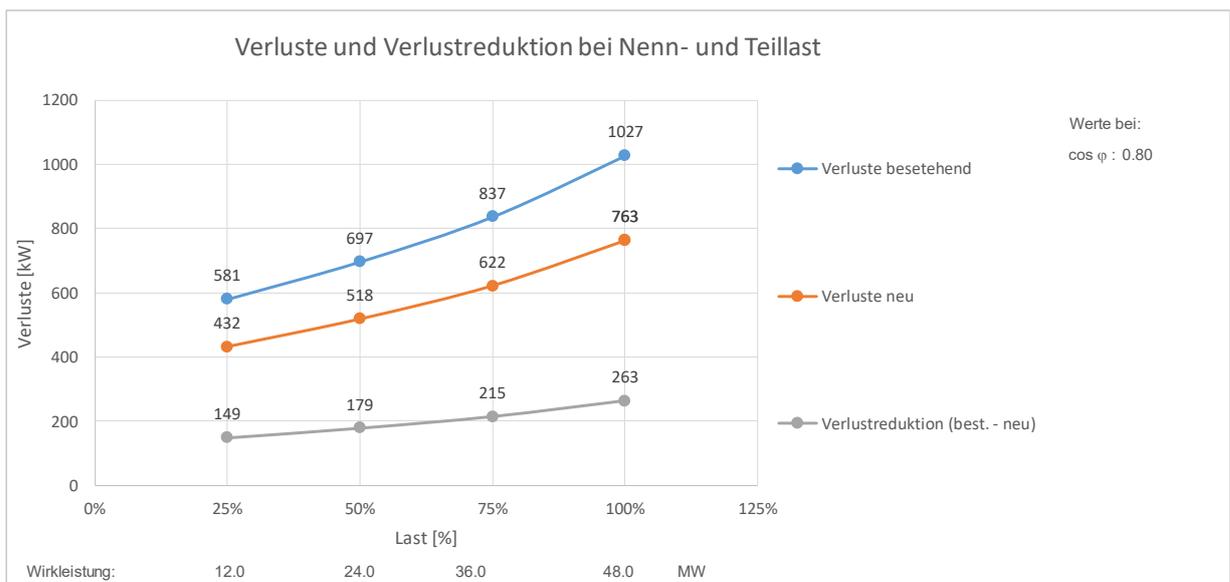


Abb. 7.3 Verluste und Verlustreduktion (Nenn- und Teillast ohne Leistungserhöhung und bestehendem cos φ)

Im Fall eines Ersatzes ohne Leistungserhöhung beträgt die Reduktion 245 kW bei gleicher Scheinleistung und höherem cos φ 0.95. Die Reduktion variiert somit je nach Leistungsfaktor um bis zu 10 %.

8 Schlussfolgerungen

Die Gesamtverluste eines Generators werden nach ihrer Nennleistung, dem Leistungsfaktor und ihrem Alter gemäss Abschnitt 4 unterschieden. Die Verluste bei Teillast variieren gemäss Abschnitt 6 in Abhängigkeit der Drehzahl, respektive gemäss ihrer Bauform und des angewendeten Turbinentyps. Die Generatoren und deren im Verlustmodell gemäss Abschnitt 7 ermittelten Verluste unterscheiden sich somit unter Berücksichtigung aller im Abschnitt 1.2 geforderten Kriterien.

Mit den in diesem ersten Teil des Berichts analysierten Generatoren, den Verlusten und dem quantifizierten Potenzial der Verlustreduktion stehen nun die notwendigen Informationen zur Verfügung, um die Verlustenergien über eine beliebige Zeitspanne zu berechnen und in guter Näherung, die durch eine Erneuerung realisierbare Mehrenergie zu bestimmen. In Abhängigkeit des Lastprofils und vor allem abhängig von den gefahrenen, jährlichen Betriebsstunden wird diese Energiemenge im Wirkungsmodell unterschiedlich ausfallen und im zweiten Teil analysiert.

9 Literaturverzeichnis

[1] Ferrari D., 2018, Elaboration d'une méthodologie de caractérisation du rendement des générateurs efficients pour les centrales hydroélectriques, thèse, haute école d'ingénierie et d'architecture Fribourg, Filière génie électrique.

[2] Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband, Leistungs- und Produktionsanteile der Wasserkraftanlagen in der Schweiz, Auswertung SWV mit Daten BFE per 1.1.2018:
<https://www.swv.ch/fachinformationen/wasserkraft-schweiz/kraftwerkspark/>

[3] IEC 60034-7, 2001, Rotating electrical machines – Part 7: Classification of types of construction, mounting arrangements and terminal box position (IM Code).

[4] EN 60034-2, 2010, Drehende elektrische Maschinen - Teil 2-1: Standardverfahren zur Bestimmung der Verluste und des Wirkungsgrades aus Prüfungen.

[5] EN 60034-1, 2010, Drehende elektrische Maschinen - Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten, 12.2 Toleranzen von Grössen, Tabelle 20, Nr. 2.

[6] Electric Power Research Institute, 1989, Hydropower Plant Modernization Guide, EPRI-2602-2

10 Anhang

A1 Ausgewählte Anlagen

Anlage		Turbine				Hydrogenerator										Betrieb	
Nr.	MG	Anlagentyp	Typ	P	n	Bauform	S	cos φ	Polzahl	BJ alt	Verluste	BJ neu	Verluste	Erneuerung	Lastprofil	Betr. Std	
	[-]	[-]	[-]	[MW]	[min ⁻¹]	[-]	[MVA]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	
1	2	Speicher	Francis	30	750	BF 8... (HD)	37.5	0.8	8	1974	Mess. Einz.				ja	ja	
2	4	Speicher	Francis	15	500	BF 8... (HD)	16.5	0.9	12	1926	Ber. Ges.	2010	Ber. Ges.	Stator			
3	2	Lauf-HD	Francis	20	428.6	BF 8... (HD)	22.2	0.9	14			1990	Mess. Einz.		ja	ja	
4	2	Lauf-HD	Francis	29	1000	BF 8... (HD)	36.5	0.8	6	1967	Mess. Einz.				ja	ja	
5	2	Lauf-HD	Francis	12	600	BF 8... (HD)	14	0.9	10			1989	Mess. Einz.		ja	ja	
6	2	Lauf-HD	Francis	45	750	BF 8... (HD)	50	0.9	8	1977	Mess. Einz.			Pole	ja	ja	
7	3	Speicher	Francis	92	600	BF 8... (HD)	115	0.8	10	1977	Mess. Einz.			Pole	ja	ja	
8	3	Speicher	Francis	45	750	BF 8... (HD)	60	0.75	8	1964	Ber. Einz.	2013	Mess. Einz.	Stator & Pole		ja	
9	1	Lauf-HD	Pelton	10	750	BF 8... (HD)	11.5	0.85	8			2017	Mess. Einz.		ja	ja	
10	1	Lauf-HD	Pelton	4.2	1000	BF 8... (HD)	4.7	0.85	6			2017	Mess. Einz.		ja	ja	
11	2	Speicher	Francis	37.6	750	BF 8... (HD)	47	0.8	8	1965'							
12	2	Lauf-HD	Francis	17	500	BF 8... (HD)	20	0.8	12	1950'							
13	2	Lauf-HD	Pelton	23	428.6	BF 7... (HD)	25	0.8	14	1960	Mess. Einz.				ja	ja	
14	3	Speicher	Pelton	102	600	BF 7... (HD)	120	0.8	10	1963	Ber. Ges.	2011	Mess. Einz.	Komplett Ersatz	ja	ja	
15	3	Speicher	Pelton	57	428.6	BF 7... (HD)	67	0.85	14	1962	Mess. Einz.	2011	Mess. Einz.	Stator & Pole	ja	ja	
16	1	Speicher	Pelton	50	600	BF 7... (HD)	53	0.95	10			1992	Mess. Einz.		ja	ja	
17	1	Speicher	Pelton	13	750	BF 7... (HD)	15.8	0.8	8	1960	Mess. Einz.	2017		1:1 Rot & Sta.Wi.	ja	ja	
18	2	Speicher	Pelton	51	428.6	BF 7... (HD)	60	0.85	14	1962'		2008	Mess. Einz.	Stator an 1 MG		ja	
19	1	Speicher	Pelton	21	500	BF 7... (HD)	27.5	0.75	12	1962	Mess. Einz.					ja	
20	2	Lauf-HD	Pelton	11.5	500	BF 7... (HD)	13.5	0.85	12	1951	Ber. Ges.				ja	ja	
21	2	Lauf-HD	Pelton	93	428.6	BF 7... (HD)	110	0.85	14	1964	Mess. Einz.	2011	Mess. Einz.	Stator - Pole	ja	ja	
22	1	Lauf-HD	Pelton	28	333.3	BF 7... (HD)	37.5	0.75	18	1964	Mess. Einz.					ja	
23	5	Speicher	Pelton	53.6	500	BF 7... (HD)	67	0.75	12	1956	Ber. Einz.	2011	Mess. Einz.	Stator	ja	ja	
24	1	Lauf-HD	Francis	3.93	750	BF 7... (HD)	5.5	0.85	8	1963'		2013	Mess. Einz.	Komplett Ersatz	ja		
25	1	Lauf-HD	Pelton	4.4	600	BF 7... (HD)	5.5	0.8	10	1973	Mess. Einz.	2010	Mess. Einz.	Komplett Ersatz	ja	ja	
26	6	Speicher	Pelton	64	428.6	BF 7... (HD)	80	0.8	14	1962	Ber. Ges.	2012	Mess. Einz.	Stator & Pole			
27	5	Speicher	Pelton	12	600	BF 7... (HD)	13.75	0.8	10	1958'							
28	4	Lauf-HD	Pelton	48	375	BF 7... (HD)	60	0.8	16	1962'							
29	2	Lauf-ND	Kaplan	23	115.40	BF 8... (ND)	30	0.7	52	1952	Ber. Ges.	1999	Ber. Ges.	Stator an 1MG	ja	ja	
30	2	Lauf-ND	Kaplan	18.4	93.8	BF 8... (ND)	25	0.7	64	1956	Ber. Ges.				ja	ja	
31	2	Lauf-ND	Kaplan	23	75	BF 8... (ND)	29	0.82	80	1941	Ber. Einz.	2008	Ber. Einz.	Stator an 1MG			
32	2	Lauf-ND	Kaplan	9.52	187.5	BF 8... (ND)	14	0.7	32	1962	Ber. Ges.				ja	ja	
33	2	Lauf-ND	Kaplan	10.6	142.9	BF 8... (ND)	12.5	0.85	42			1998	Mess. Einz.	Neue Maschine	ja		
34	3	Lauf-ND	Kaplan	14.6	75	BF 8... (ND)	19.5	0.75	80	1935'							
35	4	Lauf-ND	Ka./Get.	2.4	600	BF 7... (ND)	2.55	0.95	12			2013	Mess. Einz.				

Legende:
Original BJ < 1990
Erneuert BJ > 1990
Neu BJ > 1990