

Stand der Technik von Pumpspeicheranlagen

Stefan Höller, Helmut Jaberg

Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen

Technische Universität Graz

Graz, 10. Februar 2016

EnInnov2016

14. Symposium Energieinnovation | 10.02.–12.02.2016

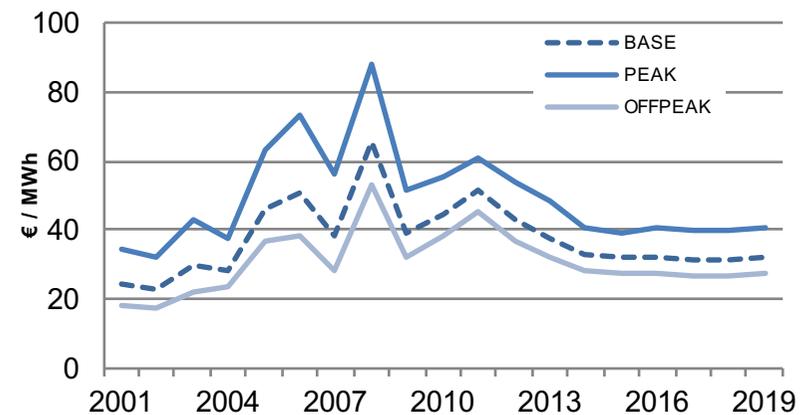
Einleitung

Ursprünglicher Fokus von Pumpspeichieranlagen: Wälzpumpspeicherung

- Technisch ausgereifte Maschinen mit Fokus auf Zuverlässigkeit und Effizienz
- Flexibilität der Anlagen weniger bedeutend

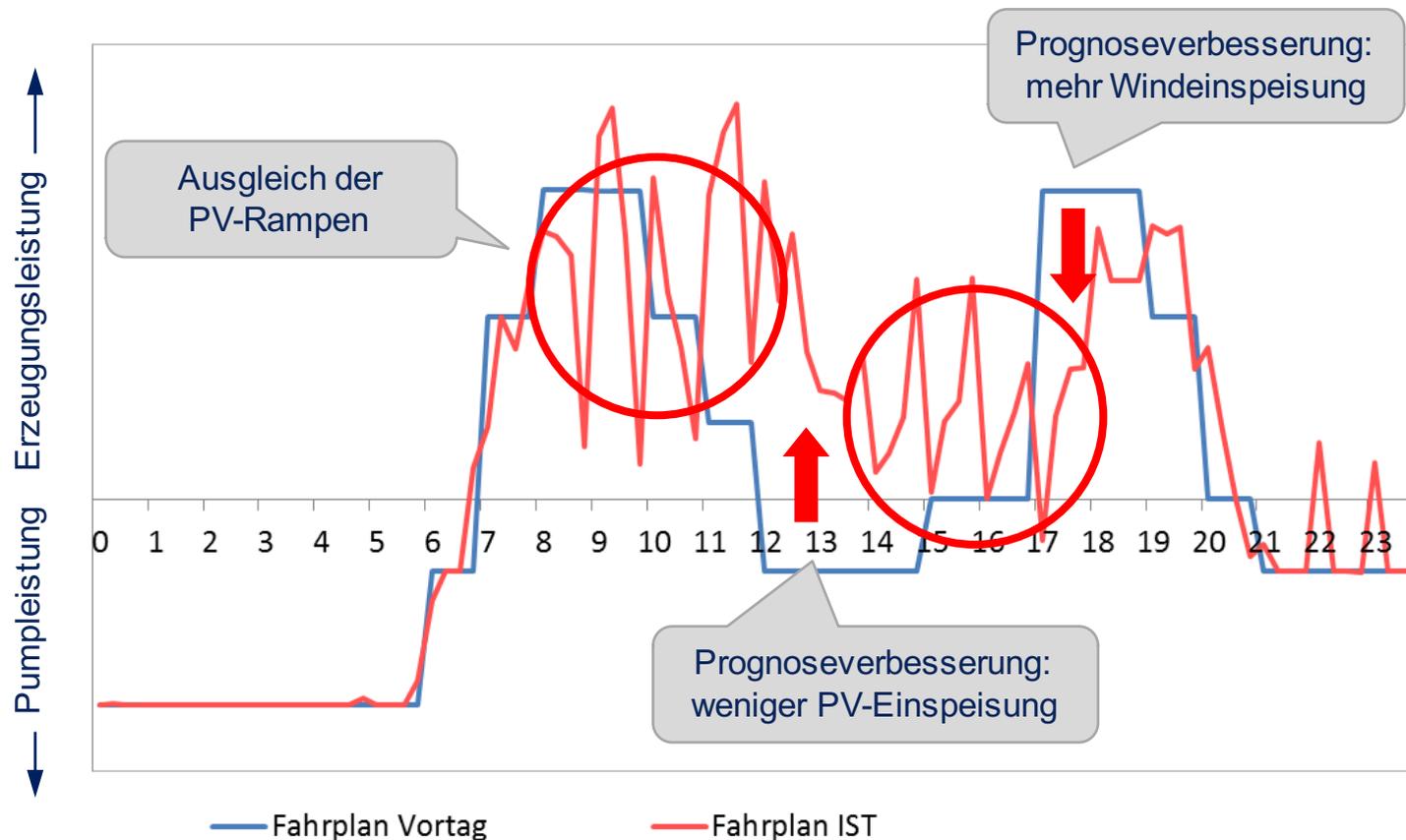
Heute: Stark veränderter Energiemarkt

- fallende Energiepreise
- geringer Spread zwischen Peak und OffPeak Preisen
- hohe Volatilität in Übertragungsnetzen durch Einspeisecharakteristik von erneuerbaren Energien auch bei hoher Prognosegenauigkeit
- Chancen für Pumpspeicher durch erhöhte Flexibilität der Anlagen
- Systemdienstleistungen wie Bereitstellung von Regenergie (Frequenzregelung) sowie Spannungs-, Frequenz und Blindleistungsregelung
- gesteigerte Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke



Quelle: EEX

Auswirkungen auf den Betrieb von Pumpspeicheranlagen



Der **Einsatz** von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Mitteleuropa ist heute wesentlich **durch Wind und Sonne bestimmt**.

Quelle: Mennel, Praktikerkonferenz Wasserkraft 2015, Graz

Maschinenanordnung

Reversible Anordnung mit Pumpturbine

- Francis PUTU ein- oder mehrstufig mit variabler oder fixer Drehzahl
- Deriaz-Typ Pumpturbine mit Laufschaufelverstellung

Ternärer Maschinensatz

Ein- oder mehrstufige Speicherpumpe mit

- Francisturbine oder
- Peltonturbine

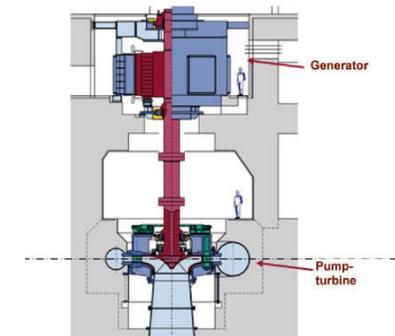
und Anfahrwandler oder Kupplung

Verwendung von Serienpumpen

- Pumpe als Turbine (ev. variable Drehzahl)
- Drehzahl geregelte Standardpumpen

Jede Type kann auch parallel installiert werden! (Kaskadenschaltung)

Reversible Anordnung

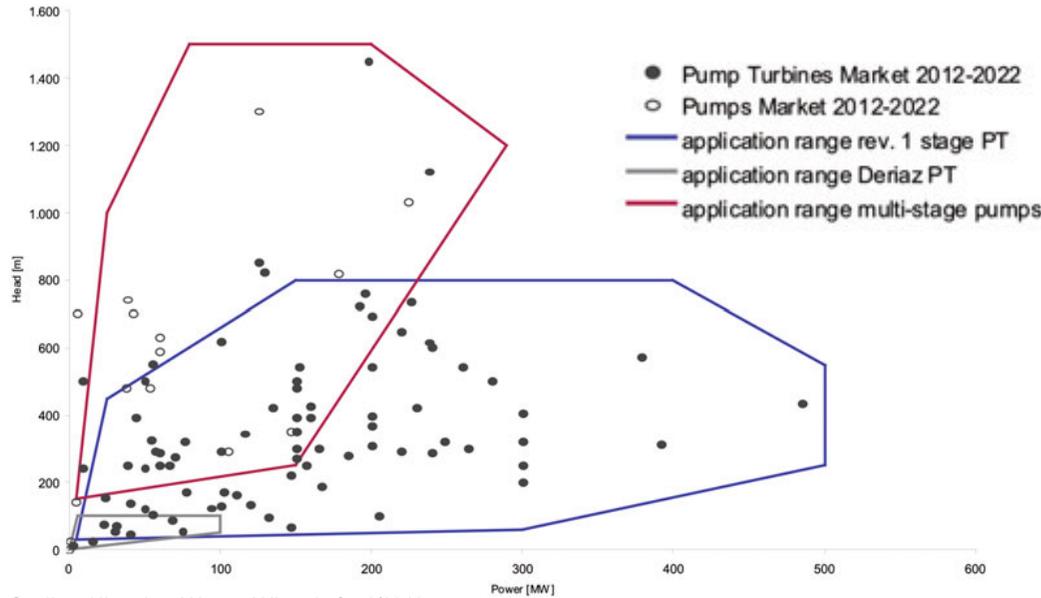


Maschinenanordnung

Anordnung	Ternärer Maschinensatz	Reversible Anordnung
Bauaufwand	geringere Einbautiefe größere Kaverne	große Eintiefung notwendig geringerer Platzbedarf
Investitionskosten Elektromechanische Ausrüstung	3 Einheiten je Maschinensatz	2 Einheiten je Maschinensatz
Effizienz	Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt	Kompromiss bei der hydraulischen Auslegung notwendig
Flexibilität	kurze Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten Stufenlose Leistungsregelung durch HKS möglich	längere Umschaltzeiten aufgrund Drehrichtungsumkehr HKS nur zwischen den Maschinensätzen möglich
Betriebs- und Wartungskosten	höher	geringer

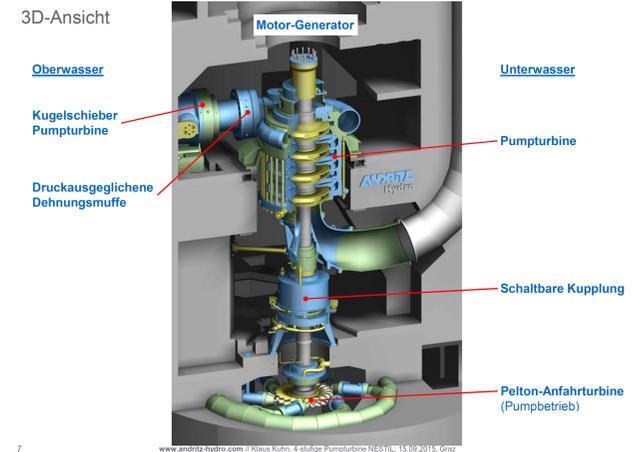
HKS ... Hydraulischer Kurzschluss

Maschinentypen



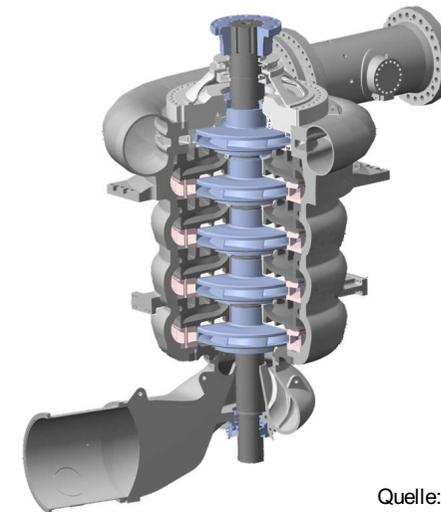
Quelle: Albrecht, WasserWirtschaft 8/2012

4 stufige Pumpturbine, Projekt Nestil (KW Linth-Limmern): H = 1050 m, P = 140 MW



Quelle: Kuhn, Praktikerkonferenz Wasserkraft 2015, Graz

5 stufige Speicherpumpe, KW Veytaux (FMHL+): H = 865 m, P = 118 MW

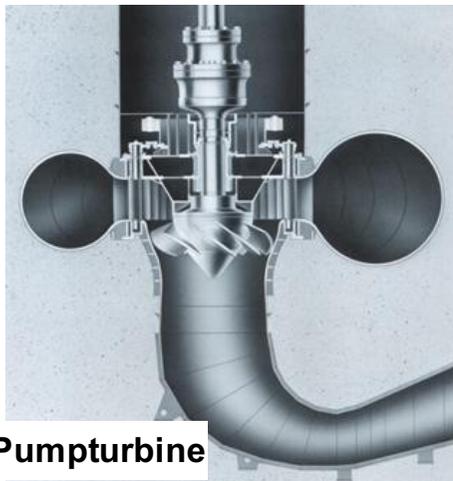


Quelle: Voith

Pelton turbine, KW Bieudron: H = 1869 m, P = 423 MW

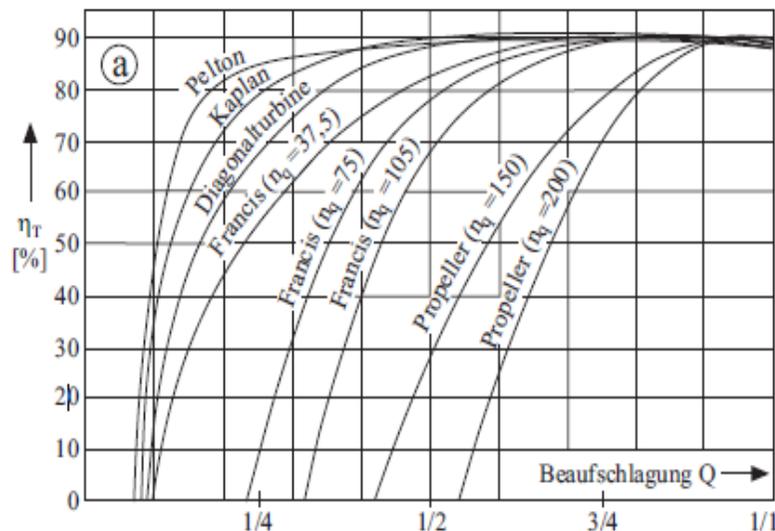


Quelle: Andritz Hydro



Deriaz Pumpturbine

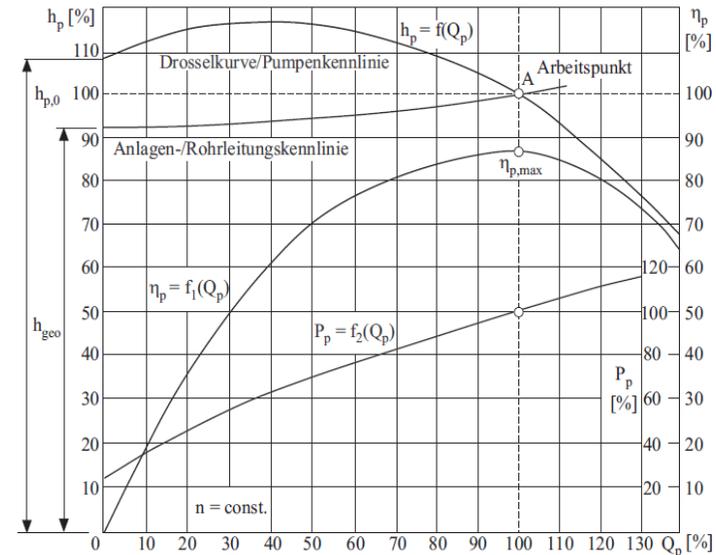
Regelfähigkeit hydraulischer Maschinen



$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

Turbinen:

- Regulierbar über verstellbaren Leitapparat
- Diagonalturbinen mit zusätzlich verstellbarem Laufrad
- Francisturbinen Teillast bis ca. 30 % Q_{max} möglich (Betriebsgrenze aufgrund von Schwingungen)
OVW II: Betrieb von 0% bis 100% möglich)
- Peltonturbine praktisch von 0% bis 100% P_{max} regelbar



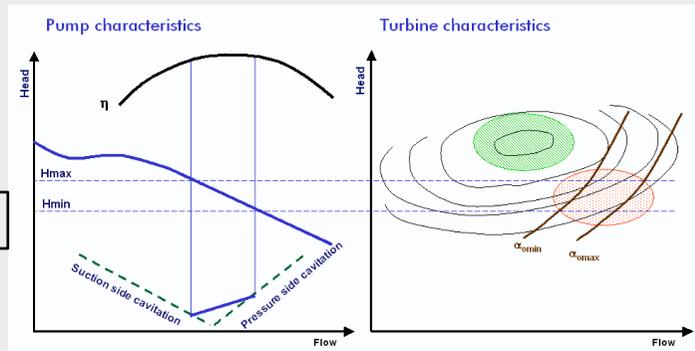
Quelle: Giesecke, Wasserkraftanlagen

Pumpen (fixe Drehzahl):

- nicht regelbar
- Betriebspunkt aus Schnittpunkt von Anlagenkennlinie und Pumpenkennlinie festgelegt
- variable Leistungsaufnahme aufgrund veränderlicher Förderhöhe durch Pegelschwankungen in den Speicherbecken

Variable Drehzahl bei Pumpturbinen

Advantages of Variable Speed



fixe Drehzahl

variable Drehzahl:
Betriebsbereich anstatt Betriebspunkt im Pumpbetrieb

variable Drehzahl:
Betriebsbereich anstatt Betriebspunkt im Pumpbetrieb

variable Drehzahl:
Verbesserter Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb

Quelle: GE Hydro

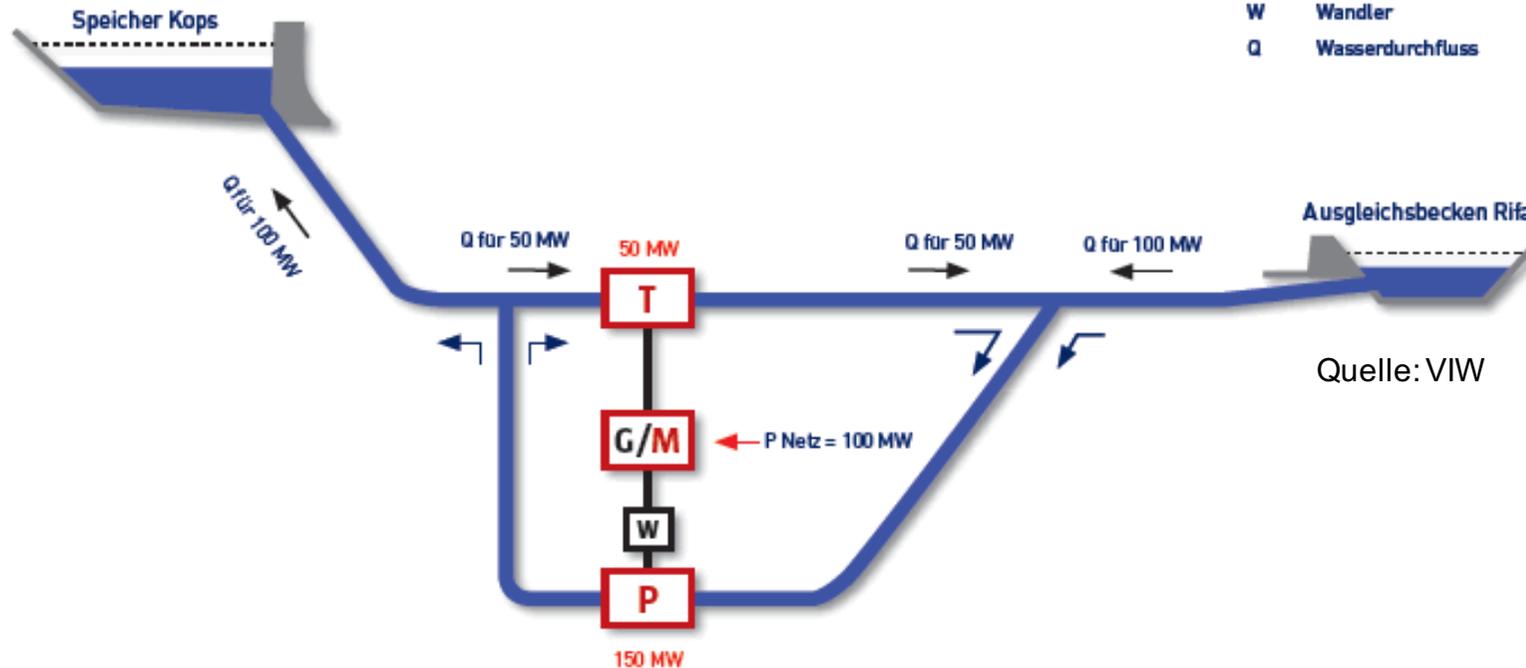
Die **Vorteile** von drehzahlvariablen Pumpturbinen liegen in einem **verbesserten Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb** sowie einer **teilweisen Leistungsregelung im Pumpbetrieb**

Hydraulischer Kurzschluss (HKS)

Hydraulischer Kurzschluss

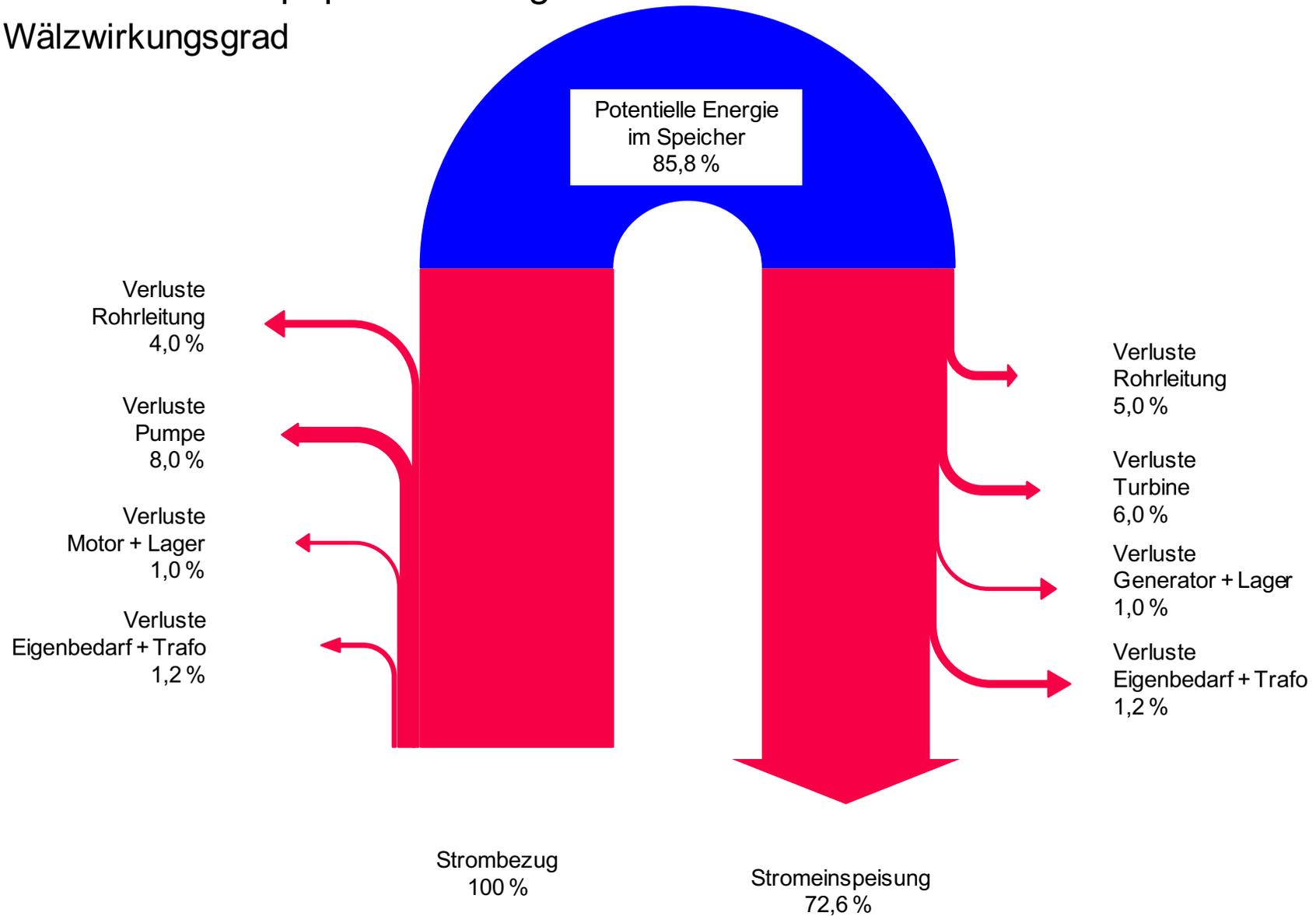
Beispiel: Pumpleistung 150 MW, Leistung aus dem Netz 100 MW.

G/M Generator/Motor läuft mit 100 MW
 T Turbine bringt zusätzlich 50 MW
 P Pumpe "bekommt" 150 MW
 W Wandler
 Q Wasserdurchfluss



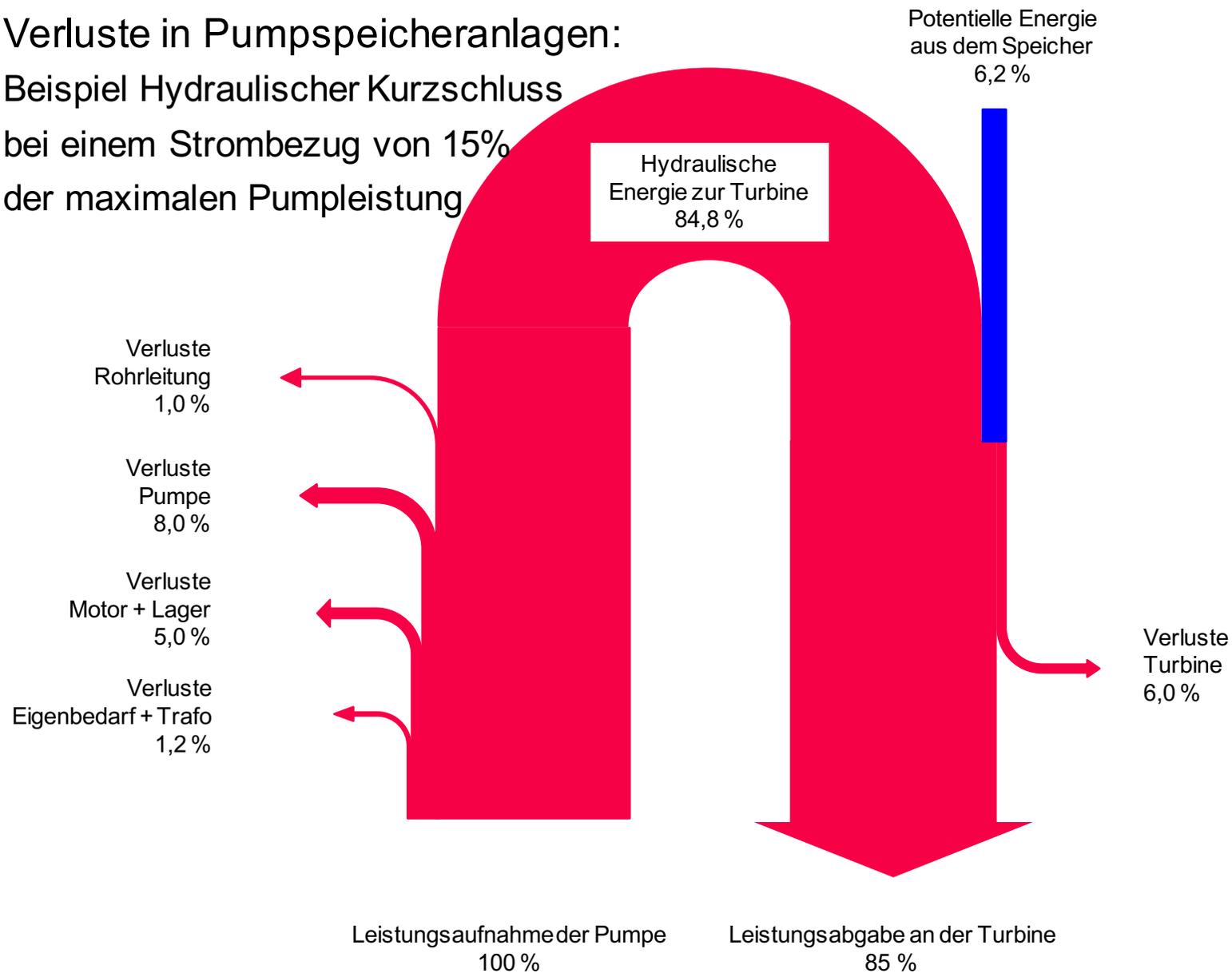
- 100 MW Bezugsleistung werden aus dem Netz bezogen
- Pumpe läuft unter Vollast (nicht regelbar) und fördert dazugehörige Wassermenge Q_{PU}
- Turbine liefert Differenzleistung zwischen Pumpleistung und Motorleistung und braucht Wassermenge Q_{TU}
- Differenzmenge $Q = Q_{PU} - Q_{TU}$ wird in den Oberwasserspeicher befördert

Verluste in Pumpspeicheranlagen: Wälzwirkungsgrad



Verluste in Pumpspeicheranlagen:

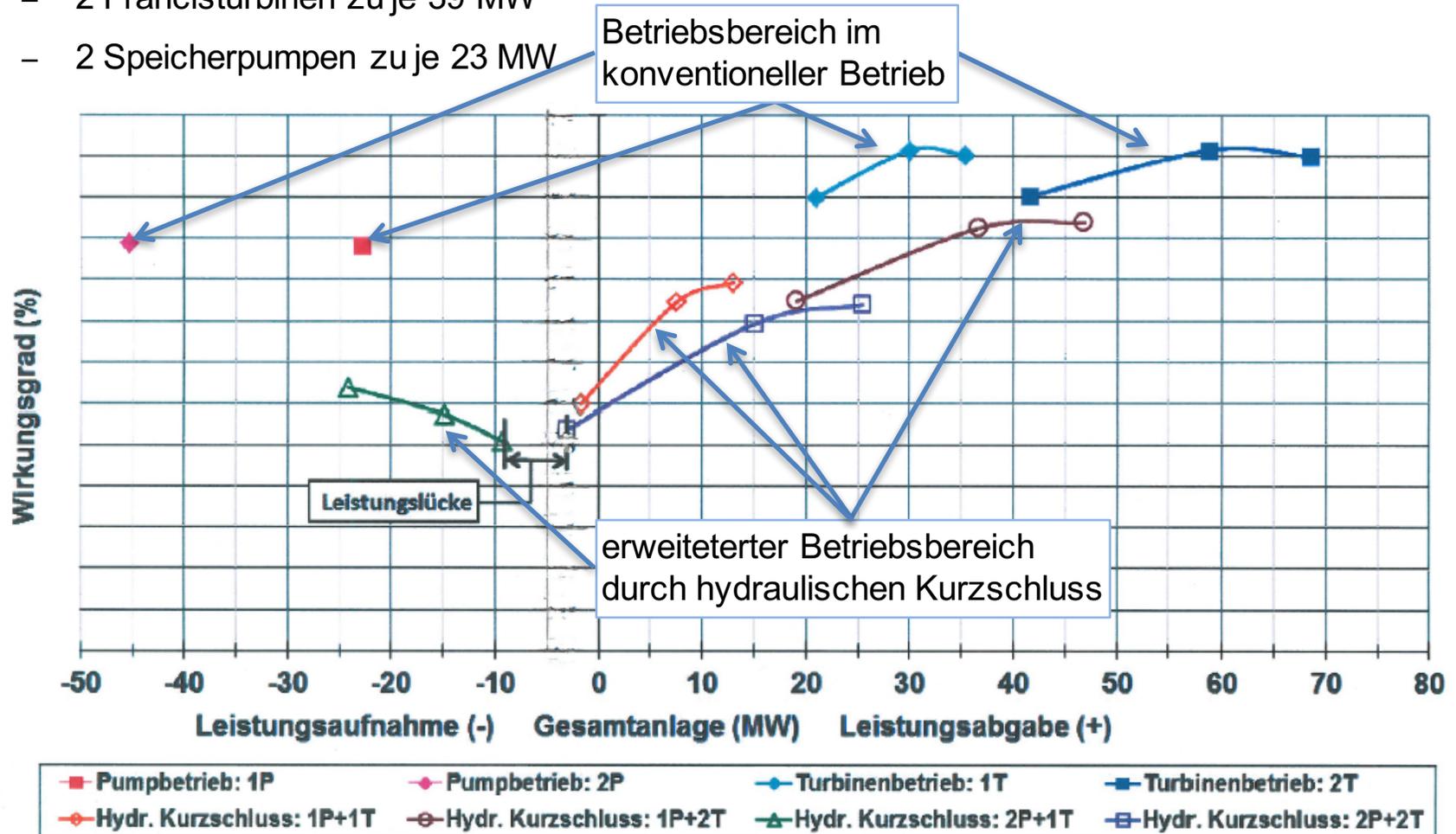
Beispiel Hydraulischer Kurzschluss
bei einem Strombezug von 15%
der maximalen Pumpleistung



Regelfähigkeit im hydraulischen Kurzschluss

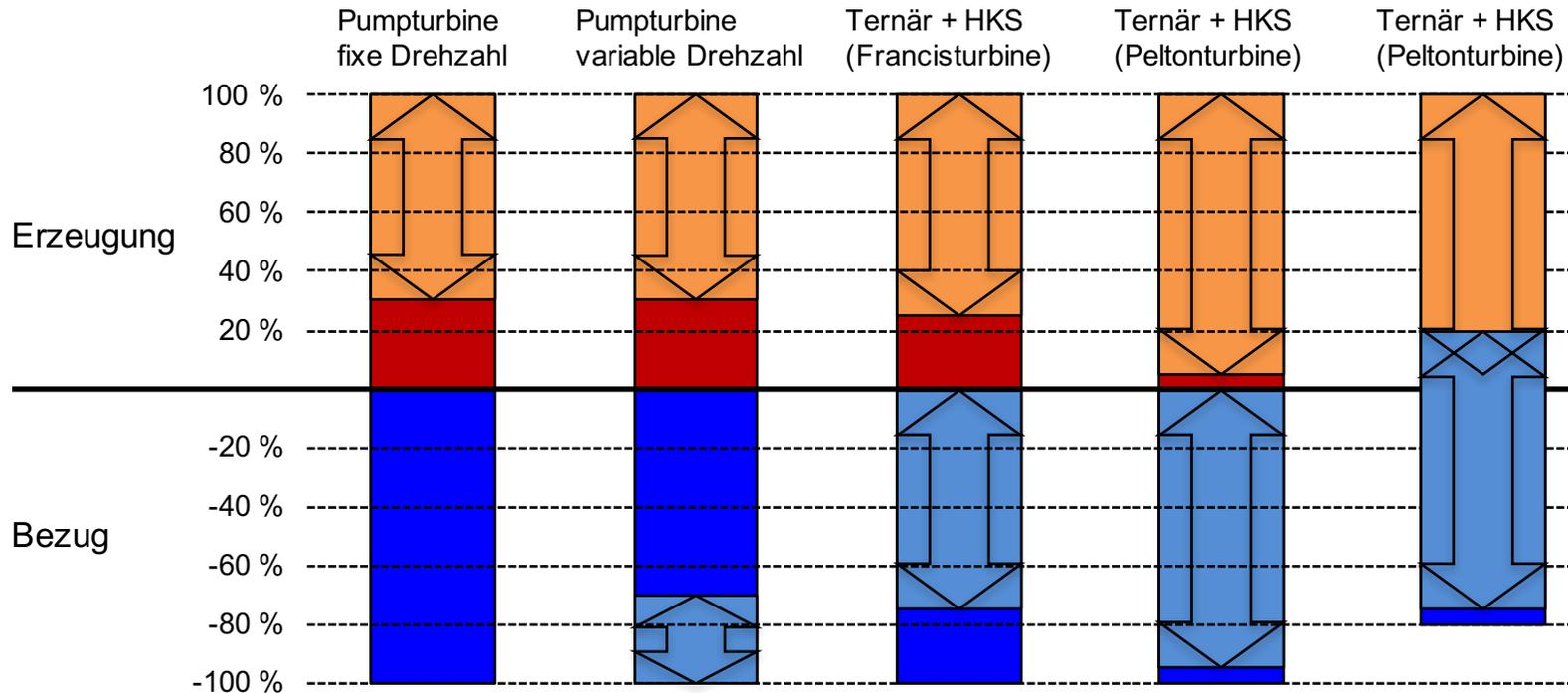
Beispiel anhand der Kraftwerksanlage Mattmark:

- 2 Francisturbinen zu je 39 MW
- 2 Speicherpumpen zu je 23 MW

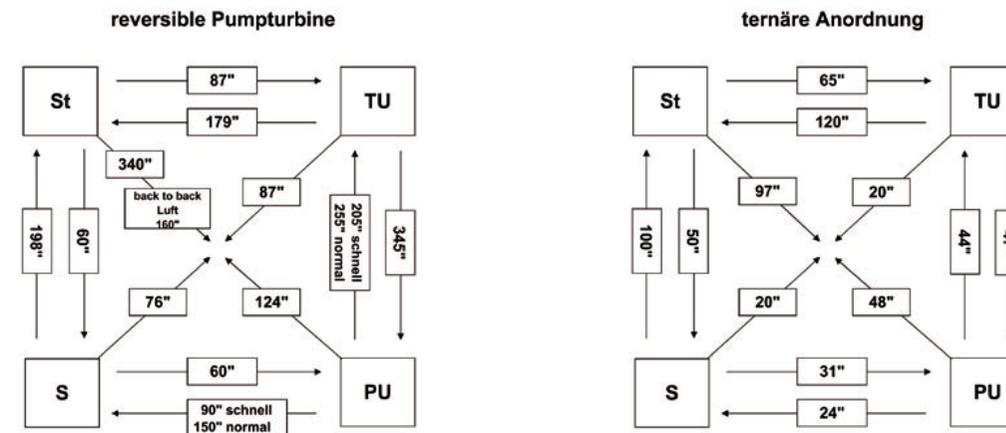


Quelle: Gaal, Praktikerkonferenz Wasserkraft 2015, Graz

Flexibilität verschiedener Maschinenkonzepte



Erhöhte Flexibilität durch den Einsatz mehrerer Maschinensätze (Kaskadierung) in einer Anlage



Installierte Pumpenleistung 80% der installierten Turbinenleistung

Quelle: Henger, OVE Zeitschrift 12/2009

Instationäres Anlagenverhalten

Flexibler Anlagenbetrieb erfordert komplexe Triebwassersysteme zur Minimierung des Druckstoßes

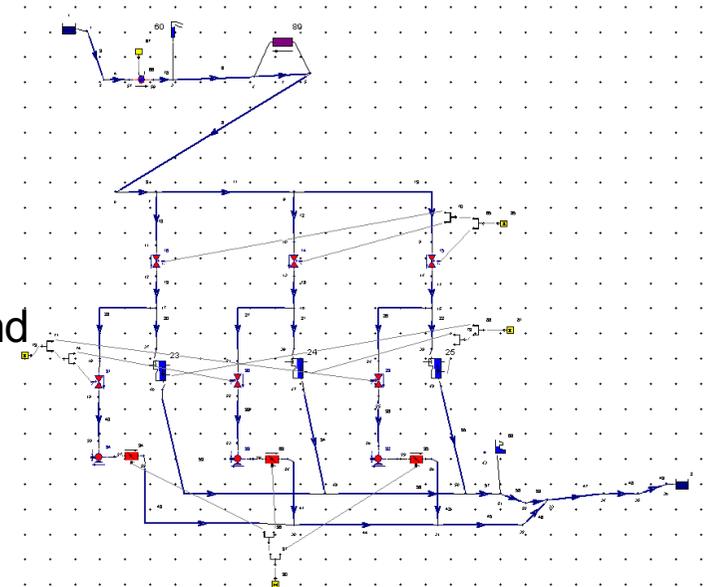
- Teilweise mehrere Wasserschlosser

Intensive instationäre Untersuchungen von Betriebs- und Störfällen notwendig

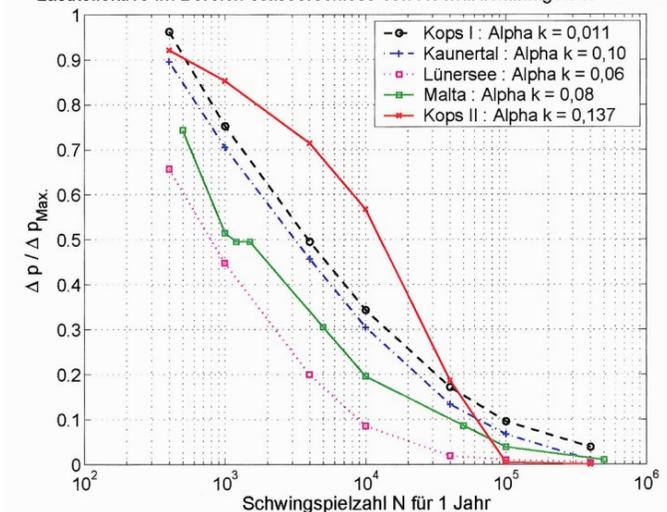
- Umschalten von Betriebszuständen (in Resonanz zur Eigenschwingung des Systems)
- Lastabwurf
- Fehlsteuerungen in der Anlage

Ergebnisse der Druckstoßberechnung

- Definition von Schließgesetzen; Grenzen der dynamischen Fahrweise
- Anlagenbelastungen
- Lastkollektive



Lastkollektive im Bereich Wasserschloss von Hochdruckanlagen in Österreich

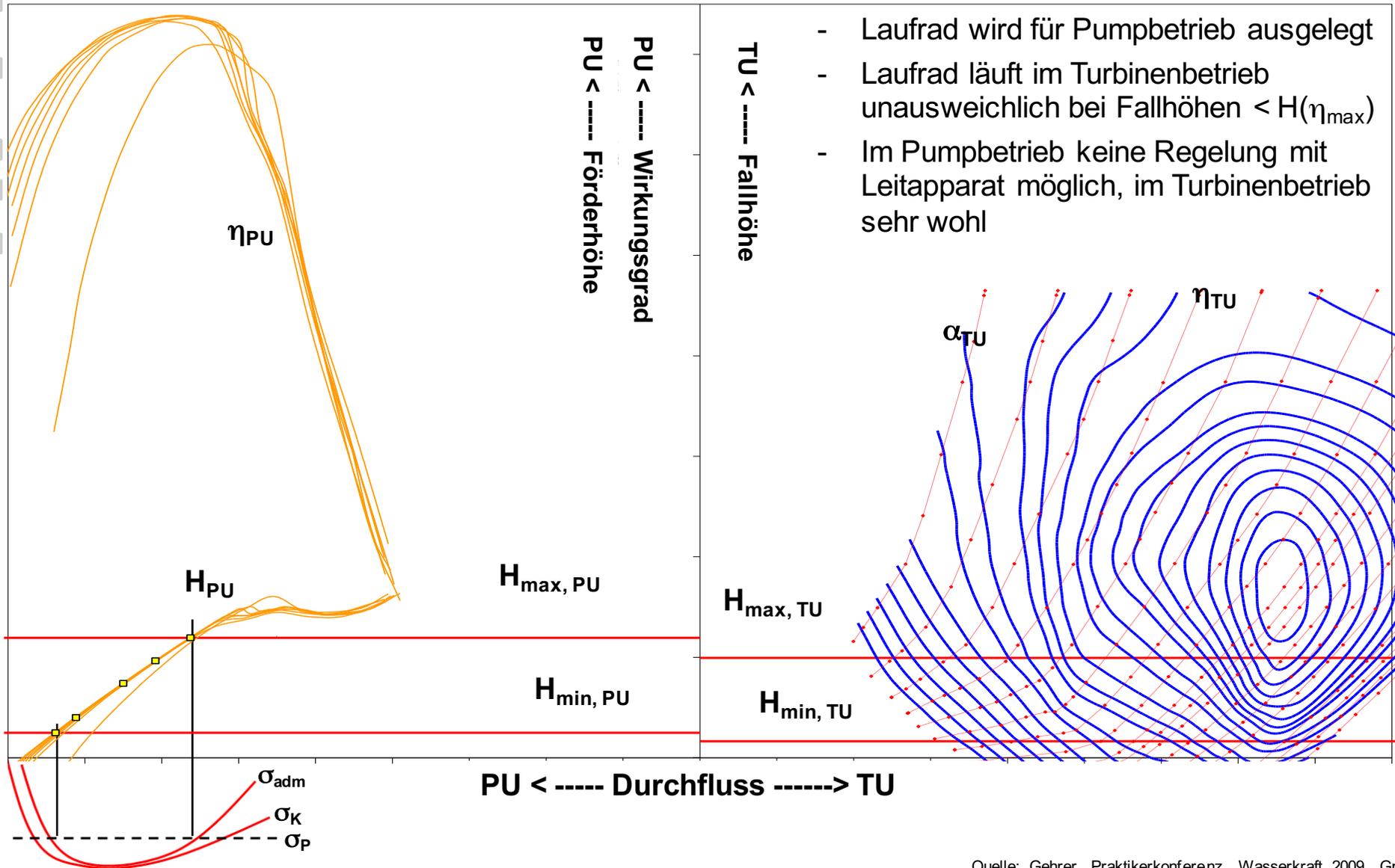


Quelle: Meusburger, Praktikerkonferenz Wasserkraft 2009, Graz

Zusammenfassung

- Flexible Pumpspeicherlösungen sichern Ertrag auch in schwierigem Markt-Umfeld
- Reversible Pumpturbine in Anschaffung und Betrieb günstiger als ternärer Maschinensatz, jedoch weniger flexibel
- Pumpturbine mit variabler Drehzahl:
 - bessere Regelbarkeit im Pumpbetrieb
 - höhere Effizienz im Turbinenbetrieb
 - höhere Gestehungskosten
 - zusätzliche Verluste durch den Umrichter
- Hydraulischer Kurzschluss bietet Möglichkeit zur stufenlosen Regelung im gesamten Leistungsspektrum eines Maschinensatzes / Kraftwerks (Regelfähigkeit der Turbine als Voraussetzung)
- Flexibler und dynamischer Anlagenbetrieb führt zu höheren Anlagenbelastung

Betriebsverhalten einer Pumpturbine



- Laufrad wird für Pumpbetrieb ausgelegt
- Laufrad läuft im Turbinenbetrieb unausweichlich bei Fallhöhen $< H(\eta_{max})$
- Im Pumpbetrieb keine Regelung mit Leitapparat möglich, im Turbinenbetrieb sehr wohl

Quelle: Gehrler, Praktikerkonferenz Wasserkraft 2009, Graz