

2 Grundlagen der Wasserkraftnutzung

2.1 Energie des Wassers

2.1.1 Energie des ruhenden Wassers

Die Energie des ruhenden Wassers, d. h. die Lageenergie oder die sogenannte potenzielle Energie, ist die mechanische Energie, die ein Wasserkörper aufgrund seiner Lage relativ zu einem sogenannten Bezugsniveau aufweist. So besitzt ein Körper der Masse m im Schwerfeld der Erde die potenzielle Energie:

$$E_p = \frac{1}{3,6 \cdot 10^6} \cdot g \cdot m \cdot h_p \quad [\text{kWh}] \quad (2.1)$$

mit:

$$h_p = h_D + z = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z = \frac{p_{abs} - p_{amb}}{\rho_w \cdot g} + z \quad [\text{m}] \quad (2.2)$$

E_p	potenzielle Energie	[kWh]
g	Erdbeschleunigung ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$)	[m/s ²]
m	Masse	[kg]
h_p	potenzielle Energiehöhe	[m]
h_D	Druckhöhe	[m]
z	geodätische Höhe	[m]
ρ_w	Dichte des Wassers	[kg/m ³]
	für $T = 10 \text{ °C}$: $\rho_w = 999,73 \text{ kg/m}^3$, s. Tabelle 6.1	
p	Überdruck	[N/m ²]
p_{abs}	absoluter Druck	[N/m ²]
p_{amb}	Atmosphärendruck	[N/m ²]

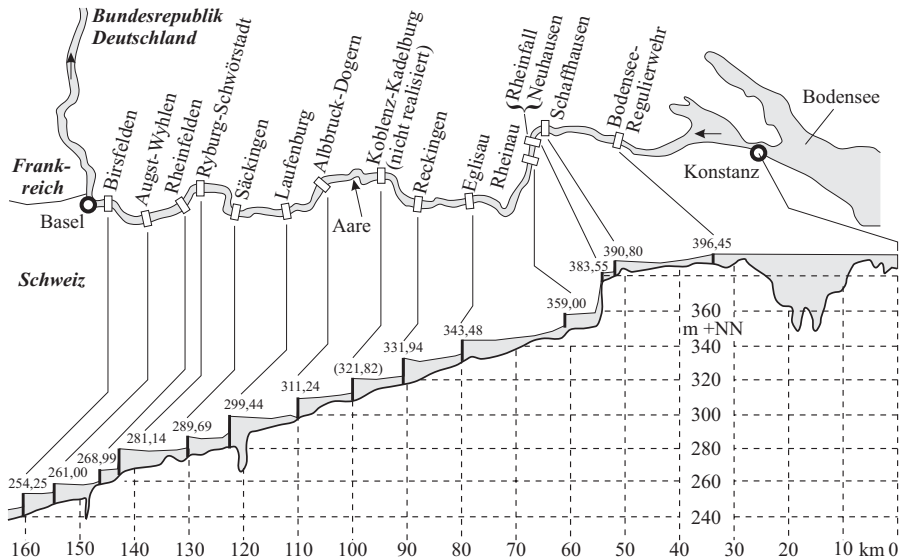


Abb. 2.1: Staukette des Rheins zwischen dem Bodensee und Basel

Es bleibt zu vermerken, dass es sich bei dem hier angegebenen Wert $9,81 \text{ m/s}^2$ für die Erd- oder auch Fallbeschleunigung g um einen Mittelwert handelt, der sich tatsächlich zu $9,78 \text{ m/s}^2$ am Äquator und zu $9,83 \text{ m/s}^2$ am Nord- bzw. Südpol der Erde ergibt.

Das Wesen der Wasserkraftnutzung besteht nun darin, die Lageenergie des Wassers durch z. B. Aneinanderreihen mehrerer Stauwerke und Talsperren entlang eines Wasserlaufes nutzbar zu machen, indem die so örtlich konzentrierte Fallhöhe abgearbeitet wird. Hierbei ist für die Energieausnutzung längs einer derartigen Kaskadenstrecke (s. Abb. 2.1) von Bedeutung, ob die Stauwurzel der unteren Stauhaltung an das Sperrbauwerk (Wehr, Staudamm, Staumauer etc.) der oberen nächstfolgenden heranreicht oder nicht.

Eine weitere Möglichkeit bietet sich gemäß Abb. 2.2 mit der Verkürzung der Fließstrecke (Flusskrümmung), dem Aufstau durch eine Talsperre im Oberlauf und der am Standort des Kraftwerkes am Unterlauf konzentrierten Fallhöhen an.

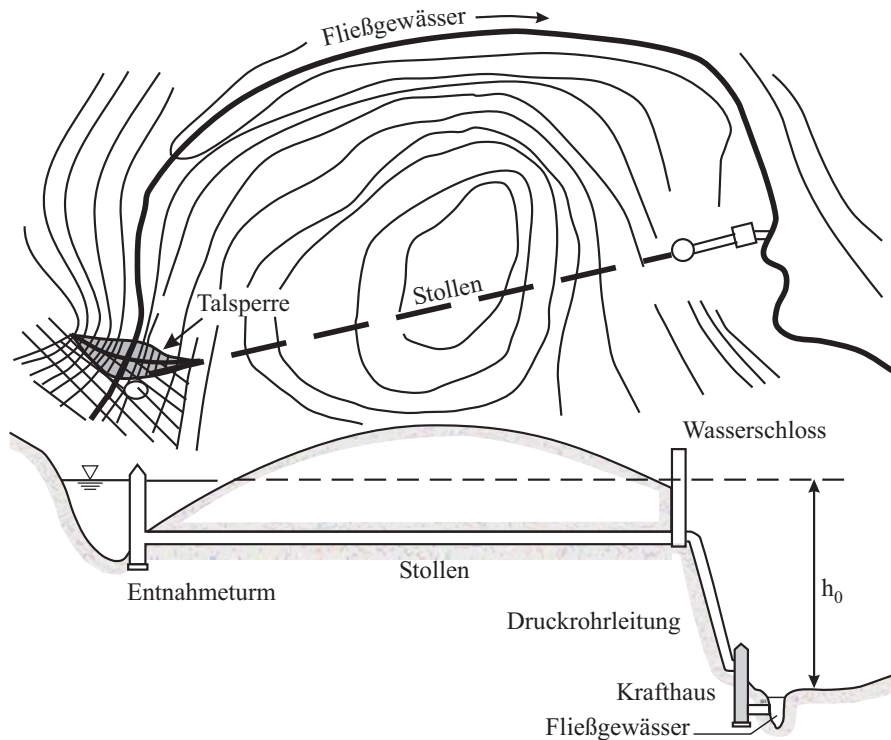


Abb. 2.2: Wasserkraftanlage mit Fließstreckenverkürzung in einer Fließgewässerkrümmung (Druckstollenkraftwerk - italienische Bauweise) [2.1]

2.1.2 Energie des fließenden Wassers

Die Energie des fließenden Wassers, d. h. die Bewegungsenergie oder die sogenannte kinetische Energie ist die mechanische Energie, die einem Körper - idealerweise einer Punktmasse - aufgrund seiner Geschwindigkeit innewohnt. So besitzt

ein Körper der Masse m mit einer Geschwindigkeit v relativ zu einem Bezugssystem die kinetische Energie:

$$E_k = \frac{1}{3,6 \cdot 10^6} g \cdot m \cdot h_k = \frac{1}{2 \cdot 3,6 \cdot 10^6} \cdot m \cdot \alpha \cdot v^2 \quad [\text{kWh}] \quad (2.3)$$

mit:

$$h_k = \alpha \cdot \frac{v^2}{2g} \quad [\text{m}] \quad (2.4)$$

E_k	kinetische Energie	[kWh]
h_k	kinetische Energiehöhe	[m]
α	Coriolis-Beiwert, vereinfachend $\alpha = 1$	[-]
v	Geschwindigkeit, vereinfachend querschnittsgemittelt	[m/s]

Der Coriolis-Beiwert α stellt einen Korrekturbeiwert für die Geschwindigkeiten im jeweiligen Querschnitt dar, durch den die im Allgemeinen ungleichmäßige Verteilung der Geschwindigkeit über den Querschnitt berücksichtigt wird. Häufig wird jedoch vereinfachend der Beiwert $\alpha = 1$ gesetzt, wobei dies bei Querschnitten mit sehr ungleichmäßiger Geschwindigkeitsverteilung zu größeren Fehlern führen kann.

Zusätzlich zur potenziellen Energie wird bei der Wasserkraftnutzung die kinetische Energie genutzt, wie es heute durch den Einsatz von Turbinen geschieht. Dieser Energieanteil wurde bereits vor mehreren tausend Jahren mit sogenannten unterschlächtigen Wasserrädern abgearbeitet; die potenzielle Energie wurde erst sehr viel später durch künstlichen Aufstau mittels sogenannter mittel- oder überschlächtiger Mühlräder genutzt.

2.1.3 Nutzbare Gesamtenergie des fließenden Wassers

Der Ursprung der Wasserkraft ist solar, denn erst durch die Sonneneinstrahlung wird der hydrologische Kreislauf in Gang gehalten.

Die Gesamtenergie des Wassers ergibt sich damit aus der Summe der potenziellen und der kinetischen Energie zu:

$$E = E_p + E_k = \frac{1}{3,6 \cdot 10^6} \cdot g \cdot m \cdot (h_p + h_k) \quad [\text{kWh}] \quad (2.5)$$

E	Energie	[kWh]
-----	---------	-------

Der in der Formel (2.5) enthaltene Term $(h_p + h_k)$ ist in Verbindung mit den Beziehungen (2.2) und (2.4) auch als Bernoulli- oder Energiegleichung für ideale Flüssigkeiten bekannt und stellt die Energiehöhe h_E des Wassers über einem Bezugshorizont dar (s. Abb. 2.3):

$$h_E = h_p + h_k = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z + \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad [\text{m}] \quad (2.6)$$

h_E	Energiehöhe	[m]
-------	-------------	-----

Da in der Praxis aber niemals ideale Zustände anzutreffen sind, muss die Gleichung (2.6) dahingehend erweitert werden, dass diese auch bei reibungsbehafteten

Flüssigkeiten anzuwenden ist und damit die Einflüsse von Reibung, Oberflächenspannungen, Turbulenzen etc. berücksichtigt werden.

Es wird daher die Verlusthöhe $h_{v,i}$ als charakteristische Länge eingeführt, wobei man die kontinuierlichen Verlusthöhen entlang eines Weges, in Abb. 2.3 z. B. $h_{v,01}$ zwischen den Punkten 0 und 1, sowie die örtlichen Verlusthöhen, die konzentriert an einem bestimmten Punkt, beispielsweise an einem Ventil, auftreten, unterscheidet.

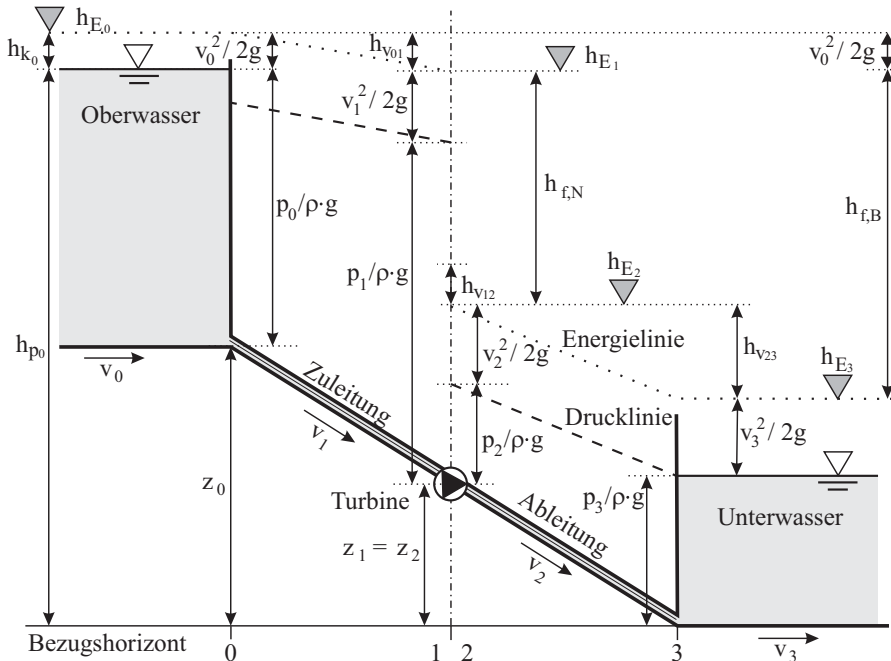


Abb. 2.3: Prinzip der Energieumwandlung (geschlossene Leitung zwischen den Punkten 0 und 3)

Die sogenannte erweiterte Bernoulli'sche Gleichung lautet dann:

$$h_E = h_p + h_k + h_{v,i} = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z + \frac{v_i^2}{2g} + h_{v,i} \quad [\text{m}] \quad (2.7)$$

Die örtlichen Verluste $h_{v,i}$ werden, da sie im Wesentlichen vom Quadrat der Fließgeschwindigkeit v abhängen, im allgemeinen Verlustansatz erfasst:

$$h_{v,i} = \zeta_i \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad [\text{m}] \quad (2.8)$$

$h_{v,i}$ Verlusthöhe [m]
 ζ_i Verlustbeiwert [-]

Die kontinuierlichen Verluste beruhen überwiegend auf der inneren Flüssigkeitsreibung und werden vielfach auch als Wandreibungsverluste bezeichnet und ebenso durch einen von Flüssigkeit und Berandung abhängigen Verlustbeiwert ζ_i berücksichtigt.

Die Verlusthöhe entlang einer Fließstrecke vom Punkt I bis zum Punkt N setzt sich infolge der vielfältigen unterschiedlichen Beeinflussungen aus einer Summe von n Einzelverlusten zusammen und ergibt sich zu:

$$h_{v,IN} = \sum_I^n h_{v,i} = \sum_I^n \zeta_i \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad [\text{m}] \quad (2.9)$$

Die Größen der im Einzelnen anzusetzenden Verlustbeiwerte werden an den entsprechenden Stellen noch detaillierter beschrieben werden.

Die Drücke p_0 bis zum Punkt 0 und p_3 ab dem Punkt 3 in der Abb. 2.3 entsprechen in der Regel dem Atmosphärendruck p_{amb} , da es sich hier meist um Freispiegelgerinne handelt.

Aus der Massenbilanz zwischen den Querschnitten 1 und 2 (s. Abb. 2.3) ergibt sich unter der Annahme, dass die Flüssigkeit homogen und inkompressibel ist, was für Wasserläufe in der Regel angenommen wird, die sogenannte Kontinuitätsgleichung:

$$Q = \int_A v \cdot dA = v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 = \text{const.} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.10)$$

Q	Durchfluss	$[\text{m}^3/\text{s}]$
A	Durchflussquerschnitt	$[\text{m}^2]$

Eine für die Wasserkraftnutzung besonders wichtige Kenngröße stellt die abgegebene elektrische Leistung P dar, die den Zusammenhang zwischen dem nutzbaren Durchfluss Q und der vorhandenen Fallhöhe h_f verdeutlicht, wobei hier zusätzlich noch eine Übersichtsformel zur Vordimensionierung nach mitteleuropäischem Standard integriert ist [2.1], deren Beiwerte v. a. in Abhängigkeit der Triebwasserwege und der damit verbundenen Verluste ggf. variiert werden müssen:

$$P = \eta_{tot} \cdot \frac{\rho_w \cdot g}{10^3} \cdot Q \cdot h_f = \frac{\rho_w \cdot g}{10^3} \cdot Q \cdot \left(h_f - \sum h_{v,i} \right) = c_P \cdot Q \cdot h_f \quad [\text{kW}] \quad (2.11)$$

P	(elektrische) Leistung	$[\text{kW}]$
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad	$[-]$
h_f	Fallhöhe	$[\text{m}]$
c_P	Leistungsüberschlagsbeiwert für Wasserkraftanlagen (incl. Generator, Trafo etc.):	$[\text{kg}/(\text{s}^2 \cdot \text{m}^2)]$
	an kleinen Fließgewässern:	$c_P \approx 8,0$
	an mittelgroßen Fließgewässern:	$c_P \approx 8,5$
	an großen Fließgewässern ($> 50 \text{ MW}$):	$c_P \approx 8,8$

Bei dieser Kenngröße sind einige unterschiedliche Leistungsbegriffe in Gebrauch, wobei hier vor allem Brutto-, Netto-, Nenn- und Engpassleistung sowie die unter Abschnitt 3.2.3 beschriebene Ausbauleistung hervorzuheben sind. Die elektrische Bruttoleistung eines Maschinensatzes ist dabei die an den Generatorklemmen abgegebene elektrische Leistung, und die Nettoleistung ist diejenige, die an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators abgegeben wird, verringert um den elektrischen Leistungsbedarf aller Hilfs- und Nebenanlagen. Die Nennleistung wird bei Wasserkraftanlagen üblicherweise nur für einzelne Maschinensätze verwendet und bringt die höchste Dauerleistung zum Ausdruck, für die die einzel-

ne Maschine bestellt wurde. Die Engpassleistung einer Wasserkraftanlage, die international auch als maximale Leistung bezeichnet wird, ist die höchste von der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen dauernd ausfahrbare elektrische Leistung, wobei vorausgesetzt wird, dass sowohl Durchfluss als auch Fallhöhe einen optimalen Wert aufweisen; bei Laufwasserkraftanlagen entspricht diese häufig der Ausbauleistung.

Die mit der Wasserströmung in der Triebwasserzuführung entstehenden Energieverluste $h_{v,i}$ (s. Abb. 2.3) infolge Reibung, Umlenkungen, Eintritts- und Austrittsverlusten, Querschnittsänderungen, Verschluss- und Regelorganen etc., werden in (2.11) durch den sogenannten totalen Wirkungsgrad η_{tot} erfasst, in dem zusätzlich auch die Energieeinbußen der Maschinengruppen, des Getriebes bzw. Riemenantriebes - sofern vorhanden -, der Umspannanlage etc. sowie die Entnahme zur Eigenversorgung der Wasserkraftanlage eingeschlossen sind:

$$\eta_{tot} = \eta_L \cdot \eta_{tot,M} = \eta_L \cdot (\eta_T \cdot \eta_{Getriebe} \cdot \eta_G \cdot \eta_{Trafo} \cdot \eta_{Eig}) \quad [-] \quad (2.12)$$

η_{tot} Gesamtwirkungsgrad: $\eta_{tot} = 0,70-0,90$ [-]

η_L Wirkungsgrad der Triebwasserzuleitung:

$$\eta_L = (h_f - h_{v,i})/h_f = 0,80-0,90 \quad (-0,95) \quad [-]$$

$\eta_{tot,M}$ Gesamtwirkungsgrad Maschinensatz: $\eta_{tot,M} = 0,82-0,92$ [-]

η_T Wirkungsgrad der Turbine: $\eta_T = 0,88-0,93$, s. Kapitel 14.2.6 [-]

$\eta_{Getriebe}$ Wirkungsgrad des Getriebes/Riemenantriebes (sofern vorh.):

$$\eta_{Getriebe} = 0,97-0,98, \text{ s. Kapitel 14.3.4} \quad [-]$$

η_G Wirkungsgrad des Generators: $\eta_G = 0,96-0,98$, s. Kap. 16.6.1 [-]

η_{Trafo} Wirkungsgrad der Umspannanlage, Leitungen etc.:

$$\eta_{Trafo} = 0,980-0,995 \quad [-]$$

η_{Eig} Eigenversorgung bzw. -bedarf der Wasserkraftanlage, s. Kap. 16.6.3:

$$\begin{aligned} &\text{bei freistehendem Krafthaus } \eta_{Eig} = 0,985-0,995 \\ &\text{bei Kavernenkrafthaus } \eta_{Eig} = 0,980-0,970 \end{aligned} \quad [-]$$

Ein dem totalen Wirkungsgrad entsprechender Begriff ist der Anlagenwirkungsgrad η_A , auch als hydraulischer Koeffizient bezeichnet, der sich aus dem Verhältnis von erbrachter elektrischer Leistung P zu theoretisch möglicher hydraulischer Leistung P_{hydr} der Wasserkraftanlage bzw. aus der Anlagenverlustleistung $P_{Verlust}$ ergibt:

$$\eta_A = \frac{P}{P_{hydr}} = 1 - \frac{P_{Verlust}}{P_{hydr}} \equiv \eta_{tot} \quad [-] \quad (2.13)$$

η_A Anlagenwirkungsgrad bzw. hydraulischer Koeffizient [-]

P_{hydr} theoretisch mögliche hydraulische Anlagenleistung [kW]

$P_{Verlust}$ Anlagenverlustleistung [kW]

Es ist aber auch möglich, wie aus (2.11) ersichtlich, anstatt des totalen Wirkungsgrades η_{tot} die jeweiligen Verlusthöhen $h_{v,i}$ direkt zu verwenden, indem diese von der vorhandenen Fallhöhe h_f subtrahiert und anschließend die noch verbleibenden Wirkungsgradverluste berücksichtigt werden.

Genau betrachtet wird im Allgemeinen unter der Fallhöhe h_f die Roh- oder Bruttofallhöhe $h_{f,B}$, also die Differenz zwischen dem Ober- und dem Unterwasserspiegel (Überdruckturbinen) bzw. dem Mittelwert der Berührungspunkte zwischen

Strahlachsen und Strahlkreisdurchmesser bei Pelton-Turbinen einer Wasserkraftanlage, verstanden. Daraus ergibt sich dann in Anlehnung an Abb. 2.3 die Nettofallhöhe $h_{f,N}$ als Differenz der Energiehöhen zwischen dem Eintritts- und dem Austrittsquerschnitt der Turbine zu:

$$h_{f,N} = h_{f,B} - h_{v,0I} - h_{v,23} \quad (2.14)$$

Die theoretisch mögliche Erzeugung an elektrischer Energie in einem bestimmten Zeitabschnitt bzw. während der Ausnutzungsdauer (s. Tabelle 1.4) bezeichnet man als Arbeitsvermögen E_a :

$$E_a = \int_0^t P(t) dt = \frac{9,81}{3,600} \cdot \eta_{tot} \cdot \int_0^t Q(t) \cdot h_f(t) dt \quad [\text{kWh}] \quad (2.15)$$

$h_{f,N}$	Nettofallhöhe	[m]
$h_{f,B}$	Bruttofallhöhe	[m]
E_a	Arbeitsvermögen	[kWh]
t	Zeit	[s]

Hieraus lässt sich das Jahres bzw. Regelarbeitsvermögen E_a ermitteln, indem über die Gesamtarbeitszeit des entsprechenden Jahres integriert wird. Hierbei ist ggf. auch noch die Verfügbarkeit der Anlage zu berücksichtigen (s. Kap. 1.7.3).

2.1.4 Potenziale zur Wasserkraftnutzung

Bei der Betrachtung der Potenziale an Gewässern zur Wasserkraftnutzung wird zwischen verschiedenen Arten unterschieden:

- Die Obergrenze des theoretisch vorhandenen Wasserkraftpotenziales wird als das **theoretische Flächenpotenzial** bezeichnet und entspricht dem theoretischen Arbeitsvermögen. Dieses beinhaltet den Niederschlag, der auf eine bestimmte Fläche fällt (z. B. das Einzugsgebiet eines Wasserkraftwerkes), abzüglich der Anteile für Verdunstung, Versickerung und andere Verluste, sowie den auf den jeweiligen Schwerpunkt bezogenen Höhenunterschied zwischen der Fläche und dem Fließgewässer, dem sogenannten Vorfluter, in den die Fläche letztendlich entwässert. Diese Kenngröße ist jedoch für energiewirtschaftliche Zwecke wenig realistisch.
- Eine aussagefähigere Größe für die Wasserkraftnutzung ist das **Linienpotenzial**, auch als Wasserkraftpotenzial bezeichnet. Darin wird ein konkreter Abschnitt eines Fließgewässers erfasst, das einen bestimmten mittleren Abfluss aufweist und innerhalb des betrachteten Abschnittes einen gewissen Höhenunterschied überwindet.
- Berücksichtigt man die hydraulischen Verluste h_v im Gewässer infolge von Rauheit und Turbulenzen etc., die auch Fließverluste bezeichnet werden, erhält man das **effektive Linienpotenzial**. Diese Verluste sind aufgrund der Gewässer-geometrie und des damit zusammenhängenden Reibungseinflusses bei großen und kleineren Gewässern unterschiedlich, wie dies der Tabelle 2.1 entnommen werden kann.
- Wird in einem nächsten Schritt der Anlagenwirkungsgrad η_A bzw. der Leistungsbeiwert c_P (s. Gl. (2.11)) einbezogen, so erhält man das **technisch nutzbare Rohpotenzial**.

- Für den tatsächlich nutzbaren Anteil muss schließlich noch der Abfluss-Nutzungsgrad ε_{voll} einbezogen werden, der v. a. die verbleibenden technischen und ökologischen Einschränkungen berücksichtigt und der sich aus dem Ausbaugrad f_a (3.1) und der Ausnutzungsdauer bzw. der Volllaststunden t_{voll} ergibt:

$$\varepsilon_{voll} = \frac{t_{voll}}{8.760} \cdot f_a \quad [-] \quad (2.16)$$

ε_{voll}	Abfluss-Nutzungsgrad	[-]
f_a	Ausbaugrad	[-]
t_{voll}	Volllaststunden bzw. Ausnutzungsdauer	[h]

Damit erhält man das **technisch nutzbare Potenzial** bzw. das technisch nutzbare Arbeitsvermögen eines Flussabschnittes. In Abhängigkeit der Gewässergröße liegt dies typischerweise bei unter 60 % des theoretischen Potenzials und kann bei kleinen Gewässern bei ungünstigen Randbedingungen auch auf nur rund 15 % absinken, wie dies aus Tabelle 2.1 deutlich wird [2.2], [2.3], [2.4] (s. a. Kapitel 3.2.1).

- In etlichen Fällen wird auch noch das technisch-ökonomische bzw. **wirtschaftlich nutzbare Potenzial** verwendet, bei dem gewisse Festlegungen hinsichtlich des Nutzen-Kosten-Verhältnisses bzw. der Rentabilität getroffen werden müssen (s. Kapitel 3.3.1.6), bevor das technisch nutzbare Potenzial diesbezüglich geprüft wird. Entsprechend wird dieser Wert nahezu immer kleiner als das technisch nutzbare Potenzial ausfallen.
- Schließlich sei noch das **genutzte Potenzial** genannt, das die im jeweiligen Bezugsjahr tatsächlich in Wasserkraftanlagen erzeugte elektrische Energie wiedergibt.

Bei allen diesen Potenzialerhebungen muss stets berücksichtigt werden, dass es sich wie dargelegt um empirische Betrachtungen vor allem auf der Basis der geografischen Gegebenheiten, des natürlichen Wasserdargebotes und der wesentlichen technischen Randbedingungen (Wirkungsgrad, Ausnutzungsdauer etc.) handelt. Dies wird auch aus den zur Orientierung in der Tabelle 2.1 angegebenen Richtwerten mit den entsprechenden Bandbreiten deutlich. Diese Hochrechnungen müssen daher aufgrund der natürlichen und technischen Änderungen in regelmäßigen Abständen evaluiert und können somit nie als abschließend betrachtet werden.

Tabelle 2.1: Richtwerte für die wesentlichen Faktoren bei der schrittweisen Potenzialermittlung vom Linienpotenzial zum technischen Potenzial, unterteilt nach großen sowie mittelgroßen und kleinen Gewässern [nach 2.2]

	Große Gewässer	Mittelgroße & kleine Gewässer
Linienpotenzial	$h_v = 0,8 \div 0,9$	$h_v = 0,35 \div 0,4$
Effektives Linienpotenzial		
Technisches Rohpotenzial	$\eta_A = 0,85$	$\eta_A = 0,80$
	$\varepsilon_{voll} = 0,71 \div 0,8$	$\varepsilon_{voll} = 0,51 \div 0,56$
Technisches Potenzial	$\Sigma = 0,48 \div 0,61$	$\Sigma = 0,14 \div 0,18$

2.1.5 Potenzielle Energie eines Speichervolumens

Das in einer Stauanlage (Talsperre, Staustufe o. Ä.) gemäß Abb. 2.4 aufgestaute Wasservolumen besitzt gegenüber einem z. B. durch die Turbinenachse vorgezeichneten Bezugshorizont die potenzielle Energie:

$$E_p = \frac{I}{3,6 \cdot 10^6} \cdot g \cdot \rho_w \cdot V \cdot h_0 \quad [\text{kWh}] \quad (2.17)$$

dabei beträgt die dem Speichervolumen V innewohnende, nutzbare Gesamtenergie jedoch nur:

$$E = \frac{I}{3,6 \cdot 10^6} \cdot g \cdot \rho_w \cdot V \cdot h_s \quad [\text{kWh}] \quad (2.18)$$

V	Volumen	$[\text{m}^3]$
h_0	Wasserspiegelhöhe über Bezugshorizont	$[\text{m}]$
h_s	Höhe des Massenschwerpunktes bzgl. des Bezugshorizontes	$[\text{m}]$

und wofür die Höhe h_{\max} des Stauziels bei Speicherkraftwerken mit geringen Stauspiegelschwankungen überschlägig genähert werden kann zu [2.1]:

$$h_{\max} \approx h_{\min} + (0,5 \div 0,85) \cdot (h_{\max, \text{theo}} - h_{\min}) \quad [\text{m}] \quad (2.19)$$

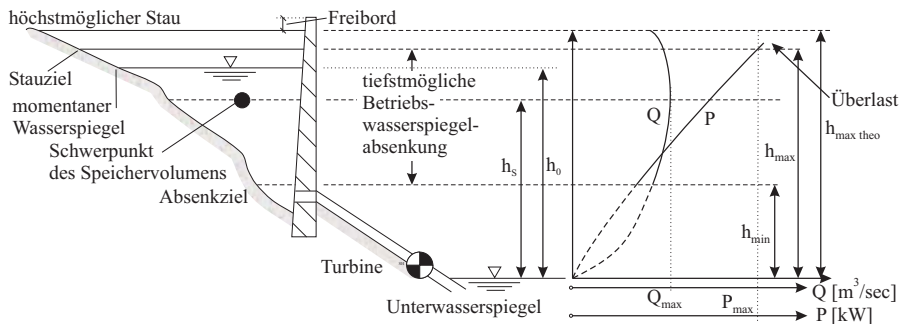


Abb. 2.4: Speicherraum einer Talsperre [2.1]

Dabei muss berücksichtigt werden, dass sich mit der Beckenentleerung bzw. -füllung der Wasserspiegel und damit die Massenschwerpunktlage h_s ändert, wodurch wiederum die nutzbare Gesamtenergie E bzw. Leistung P des Speichers variiert. Zur Verdeutlichung ist im rechten Teil der Abb. 2.4 der Verlauf des Speicherabflusses Q sowie der zugehörigen Leistung P aufgetragen (s. a. Kap. 3.2.1).

2.2 Verfügbares und genutztes Wasserkraftpotenzial

2.2.1 Wasserkraftpotenzial weltweit

Um eine Vorstellung über die Größenordnung des verfügbaren und des genutzten Wasserkraftpotenziales zu gewinnen (s. Abschnitt 2.1.3), sind in der Tabelle 2.2 Zahlenangaben über das theoretisch nutzbare, das technisch nutzbare und das tatsächlich genutzte Wasserkraftpotenzial und in Tabelle 2.3 die Werte der installier-

ten und im Bau befindlichen Wasserkraftleistung angegeben. Die Untergliederung erfolgt im Wesentlichen nach Kontinenten, wobei sich die teilweise relativ ungenauen Schätzwerte entsprechend den örtlichen Untersuchungsfortschritten und Entscheidungsfindungen sowie den die jeweilige Erhebung durchführenden Organisationen (UNIPED, WEC etc.) ständig verändern können [2.5]. Deutlich wird durch diese Daten, dass in Europa der Ausbau nur noch in geringem Maße, in Afrika, Asien, der Russischen Föderation sowie Südamerika jedoch noch in großem Umfang möglich ist und dort entsprechend zahlreiche Maßnahmen laufen. Anzuführen ist noch, dass sich 2012 weltweit bereits etwa 177.000 MW in der Realisierung (Ausführungsplanung und Bau) befunden haben. Nach wie vor wird eine Vielzahl weiterer Vorhaben konkretisiert, und mittelfristig dürfte eine entsprechende zusätzliche Kapazität installiert werden.

Ergänzend gehen aus der Tabelle 2.4 die weltweit jährliche Energieerzeugung und der Anteil der Wasserkraft daran hervor. Unterschiedliche Szenarien, u. a. von der UNIPED, lassen eine Steigerung der elektrischen Energieerzeugung im Jahr 2020 auf weit mehr als 23.000 TWh/a erkennen, wobei der Wasserkraftanteil dann etwa 28 % betragen soll.

Tabelle 2.2: Hochgerechnetes weltweites Wasserkraftpotenzial 2012 [nach 2.6]

	Wasserkraftpotenzial			
	theoretisch nutzbar [TWh/a]	technisch nutzbar [TWh/a]	derzeit genutztes [TWh/a]	Nutzung des technischen Potenzials [%]
Afrika	4.391	1.511	112	7,4
Asien mit Türkei und Russ. Föderation	19.717	8.007	1.391	17,4
Europa	3.129	1.199	531	46,8
Nordamerika mit Zentralamerika	7.600	1.919	681	35,5
Südamerika	7.893	2.807	712	25,4
Ozeanien	658	185	39	21,1
Welt	43.388	15.628	3.467	22,2

Tabelle 2.3: Hochgerechnete weltweite installierte Wasserkraftleistung 2012 [nach 2.6]

	Leistung		
	derzeit installiert [GW]	derzeit im Bau [GW]	Anteil Neubau an derzeit installierter Leistung [%]
Afrika	25	14	56,0
Asien mit Türkei und Russ. Föderation	444	111	25,0
Europa	181	10	5,5
Nordamerika mit Zentralamerika	140	9	6,4
Südamerika	140	33	23,6
Ozeanien	13	0,1	0,8
Welt	945	177	18,7

Wasserkraftanlagen

Planung, Bau und Betrieb

Giesecke, J.; Heimerl, S.; Mosonyi, E.

2014, XXVI, 940 S. 400 Abb., Hardcover

ISBN: 978-3-642-53870-4