Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 86 (1995)

Heft: 2

Artikel: Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken

Autor: Höckel, Michael

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902414

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 10.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Der Kostendruck bei der Elektrizitätsversorgung ist heute bereits stark und wird zukünftig noch zunehmen. Dies weil heute eine Transportinfrastruktur in Form des westeuropäischen Verbundnetzes besteht, die eine Versorgung aus ganz Europa ermöglicht und in der Schweiz wie auch in ganz Europa klare Tendenzen in Richtung einer Liberalisierung der Elektrizitätsversorgung bestehen. Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Produktionsanlagen müssen heute dieser Konkurrenzsituation Rechnung tragen. Die Stromgestehungskosten muss man vor allem im Lichte der Produktionscharakteristiken der verschiedenen Anlagen sehen. Bei der wirtschaftlichen Analyse von Speicherkraftwerksprojekten gilt es, insbesondere zwei spezifische Faktoren zu quantifizieren: Die hohe Qualität der Speicherproduktion, im weiteren als «energiewirtschaftlicher Wert» bezeichnet, wird im beschriebenen Modell über die Stromgestehungskosten im thermischen Kraftwerkspark ermittelt. Die lange wirtschaftliche Lebensdauer von im Durchschnitt 50 Jahren wird durch Realzinsbetrachtungen berücksichtigt. Der Autor möchte im vorliegenden Artikel zunächst einen Blick auf die Nachfragecharakteristik werfen. Eine energiewirtschaftliche Einteilung der Produktionsanlagen soll versuchen, die aktuellen wirtschaftlichen Kennzahlen für ein Speicherkraftwerk herzuleiten, um anhand eines aus diesen Kennzahlen abgeleiteten ideellen Projektes die Wirtschaftlichkeitsanalyse darzustellen.

Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken

■ Michael Höckel

Kilowattstunde ist nicht gleich Kilowattstunde – auf den Zeitpunkt kommt es an!

Der zeitliche Verlauf der Nachfrage nach elektrischer Energie lässt **drei ausgeprägte Zyklen** erkennen (Bild 1). Diese Zyklen werden im wesentlichen durch die Lebensgewohnheiten, das öffentliche Leben und die klimatischen Verhältnisse bestimmt.

Alle 24 Stunden wiederholt sich die typische Tagesganglinie mit einem Schwerpunkt der Nachfrage um die Mittagszeit – ein Abbild der Aktivitätszyklen des Menschen. Am Beispieltag, ein Werktag im Monat Juni, werden die ausgeprägten Nachttäler der Sommermonate deutlich. Während im Sommer im allgemeinen nur die elektrische Warmwasseraufbereitung als zeitlich verschiebbare Nachfrage im Form von Boilern zur Verfügung steht, gelingt es in der kalten Jahreszeit die Nachttäler über Speicherheizungen wesentlich stärker aufzufüllen, wodurch sich die Tagesganglinie ausgleicht, und die Versorgungsinfrastruktur wesentlich besser genutzt wird.

Der **Wochenzyklus** mit einem annähernd gleich hohen Verbrauch an Werktagen und einem verringerten Absatz am Wochenende spiegelt die Arbeits- und Geschäftszeiten wider.

Für den **saisonalen Turnus** ist eine Kombination von verschiedensten Einflüssen verantwortlich. Als Hauptfaktoren sind zu nennen:

- **Lichtverhältnisse**, die mit dem Sonnenstand und den Bewölkungsverhältnissen variieren

Adresse des Autors:
Michael Höckel, BKW, Bernische Kraftwerke AG, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern 25.

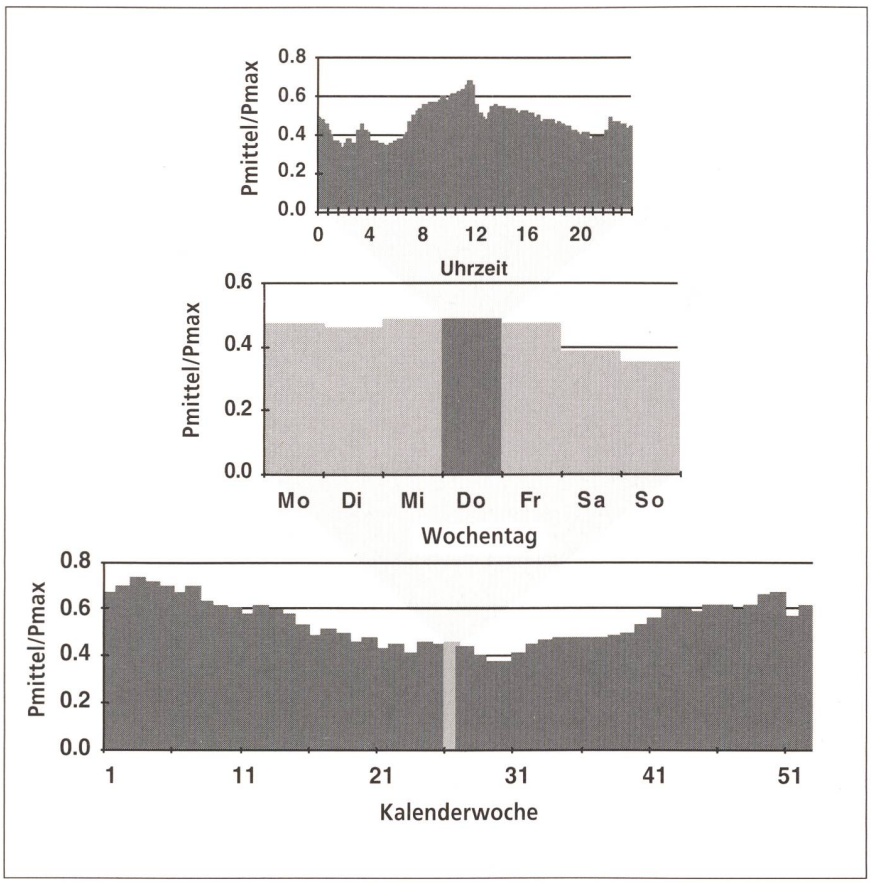

Bild 1 Täglicher, wöchentlicher und saisonaler Verlauf der Stromnachfrage; Periodenmittelwert der Leistung normiert auf die Jahreshöchstlast (Stundenmittelwert).

- **Lebensgewohnheiten** wie Hauptferienzeiten in den Sommermonaten (Juli), «kalte Küche» und vermehrte Aktivitäten im Freien.
- **Temperaturen,** die sich einerseits direkt durch die Elektroheizungen (fest installierte Widerstandsheizungen, Wärmepumpen und sogenannte «Heizöfeli»), aber auch über den Strombedarf von Hilfsaggregaten bei den übrigen Heizsystemen, vornehmlich auf Erdöl- und Erdgasbasis, bemerkbar machen.

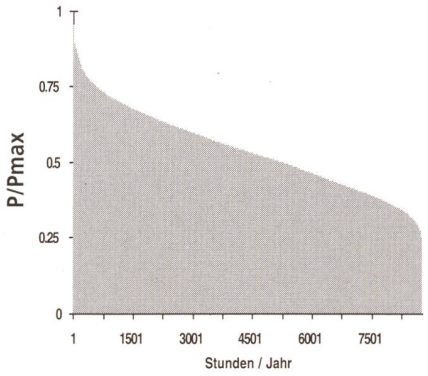

Bild 2 Dauerkurve der Nachfrage; Stundenmittelwerte der Leistung normiert auf die Jahreshöchstlast (Stundenmittelwert).

Exkurs: Unter diesem Aspekt sei noch darauf hingewiesen, dass bis in die 60er Jahre der Winteranteil am jährlichen Stromverbrauch unter 50% lag. Da damals der Strom ausschliesslich aus Wasserkraftwerken stammte und weder grosse Saisonspeicherkapazitäten noch die umfassende Möglichkeiten zum Stromaustausch mit dem benachbarten Ausland bestanden, musste sich die Nachfrage nach dem Angebot richten.

Den erheblichen Nachfrageunterschied im Verlauf eines Jahres macht die Dauerkurve plastisch. Diese erhält man, indem man die 8760 aufeinanderfolgenden Stunden eines Jahres abfallend nach der Höhe der Belastung ordnet. Die gemessene Leistungsdauerkurve in Bild 2 wurde auf die höchste aufgetretene Belastung normiert. An den Stunden mit der geringsten Nachfrage im Jahr fällt die Last bis auf fast ein Viertel der Maximallast ab. Sieht man von den absoluten Spitzen- und Schwachlastzeiten ab, sinkt die Dauerkurve **annähernd linear**.

Der in Bild 1 dargestellte Nachfrageverlauf gibt als kleinste zeitliche Einheit den Viertelstundenmittelwert der Leistung an. Diesem ist das sogenannte **Lastrauschen** überlagert, das erst bei einer Erhöhung der zeitlichen Auflösung in den Minutenbereich erkennbar wird.

Strom ist nicht (bzw. nicht über einen längeren Zeitraum) speicherbar

Da für elektrische Energie bisher noch keine Speicher gefunden werden konnten, mit denen es möglich wäre, Strom verlustarm und wirtschaftlich zwischenzulagern, muss der Elektrizitätsabgabe aus dem Netz eine **ständige Einspeisung in gleicher Höhe** gegenüberstehen. Ein diesbezügliches Ungleichgewicht muss innerhalb von Sekunden ausgeglichen werden können, da andernfalls die **Frequenz** des Netzes, der Gradmesser für die **Leistungsbilanz**, in für den Kunden unzulässige Bereiche absinken oder ansteigen würde.

Um die Frequenz möglichst konstant zu halten, laufen im Kraftwerkspark einige Anlagen unter einer **frequenzabhängigen Leistungsregelung**, der sogenannten Primärregelung, bei welcher ein Regelband von +/–2,5% der Momentanleistung bereitgehalten werden muss.

Grössere Leistungsdefizite in einem Regelgebiet werden in der Schweiz durch **wenige grosse hydraulische Regulierwerke** ausgeglichen. Diese sogenannte Sekundärregelung umfasst ein Leistungsband im Bereich um 10% der momentanen Leistungsbilanz im Regelgebiet. Da, wie bereits erwähnt, die Höhe der Nachfrage nicht exakt vorhersehbar ist, weil sie von mehreren Faktoren (Klima, Temperatur) abhängt, werden im Kraftwerkspark zusätzliche Anlagen in stehender **Reserve** vorgehalten.

Die Anforderungen an einen Kraftwerkspark sind vielschichtig

Für energiewirtschaftliche Bewertungen von Stromerzeugungsanlagen stehen ihre spezifischen Eigenschaften zur Erfüllung der beschriebenen Anforderungen des Netzes im Vordergrund. Ein Kraftwerkspark setzt sich demnach aus sehr unterschiedlich einsetzbaren Kraftwerken zusammen:

- **Dargebotsabhängige Kraftwerke**, deren Produktionsverlauf an das Primärenergieangebot gebunden ist (z.B. Laufwasserkraftwerk, Photovoltaik, Wind).
- **Gekoppelte Stromproduktion**, bei welcher auch der zeitliche Verlauf der Nachfrage nach dem Koppelprodukt die Stromproduktion bestimmt (z.B. Pro-

Produktion	Verfügbarkeit (%)	Winteranteil (%)	Gestehungskosten (Rp./kWh)
dargebotsabhängig			
Laufwasserkraftwerk	60–80	10*–60	5–15
Photovoltaik	10–15	20 –40	> 100
Windenergiekonverter	~ 20	~ 50	> 20
gekoppelt			
Prozess-WKK	80–90	50–60	10–15
Raum-WKK	50–60	~ 80	15–30

Bild 3 Energiewirtschaftliche Hauptkriterien zur Bewertung dargebotabhängiger bzw. gekoppelter Stromproduktion.

* Laufkraftwerke in alpinen Hochlagen

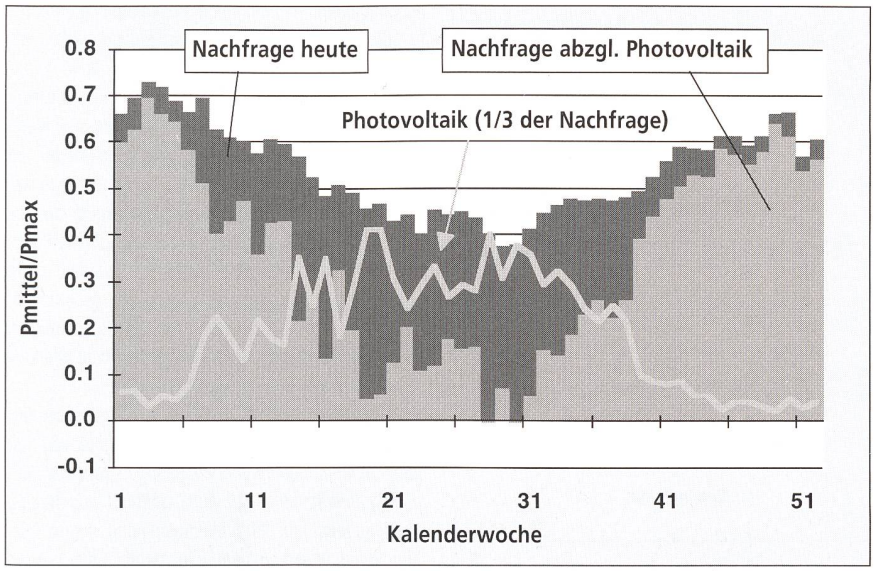

Bild 4 Auswirkungen von dargebotsabhängiger Produktion auf das Anforderungsprofil der übrigen Kraftwerke im Park am Beispiel von Photovoltaik (Auflösung: Woche).

zess- und Raumwärme-Kraftkopplungsanlagen).

- **Nachfrageorientiert betreibbare Kraftwerke**, die nach den Anforderungen des Netzes eingesetzt werden (z. B. Speicherkraftwerke, Gasturbinen, Dampfkraftwerke).

Je nachdem, ob die Kraftwerke einen speicherbaren Energieträger in Elektrizität umwandeln, oder ob deren Produktionsverlauf mit einem schwankenden Primärenergieangebot korreliert, ergeben sich grosse Unterschiede in bezug auf den energiewirtschaftlichen Wert der Produktion.

In **dargebotsabhängigen Kraftwerken** korreliert der Produktionsverlauf mit dem Primärenergieangebot. Für die Schweiz relevante Kraftwerkstypen dieser Gruppe sind Laufwasserkraftwerk, Photovoltaikkraftwerk und Windenergiekonverter. In Bild 3 sind die für energiewirtschaftliche Überlegungen wichtigsten drei Kriterien zusammengestellt.

Die Verfügbarkeit einer Anlage ist ein Mass für die Regelmässigkeit der Produktion. Im Gegensatz zur gleichmässigen Produktion aus Laufwasserkraftwerken unterliegt die Stromproduktion aus Photovoltaik (PV) und Windenergiekonvertern erheblichen Schwankungen. Bei Solarkraftwerken werden diese Schwankungen durch die **wechselnden Bewölkungsverhältnisse** und bei Windkraftanlagen durch die ständig **wechselnden Windgeschwindigkeiten**, welche mit der 3. Potenz in die Leistung der Anlage eingehen, hervorgerufen.

Aufgrund der beschriebenen saisonalen Nachfrageunterschiede und fehlenden Umlagerungsmöglichkeiten drückt sich gute Bedarfsgerechtigkeit vor allem in einem **hohen Winteranteil** aus. Fehlende Bedarfsgerechtigkeit über den Tagesverlauf kann durch zusätzlichen Umwälzbetrieb in den Speicherkraftwerken ausgeglichen werden. Während Laufwasserkraftwerke, vor allem Flusskraftwerke im Mittelland, und Windkraftanlagen ein ausgeglichenes Winter–Sommer-Verhältnis aufweisen, geht die Produktion in PVKW aufgrund des niedrigeren Sonnenstandes im Winter invers proportional zur Nachfrage zurück. PV-Anlagen in Tallagen und im Mittelland erzeugen gerade unter einer Hochnebeldecke bei Bisenlagen keine Elektrizität und leisten dadurch auch keinen gesicherten Beitrag zur Stromproduktion. Bei gleichartigen Produktionsanlagen ist zudem die regionale Verschachtelung[1] unbedeutend.

Zur Veranschaulichung der Problematik bei der Einbindung von primärenergieorientierten Kraftwerken wurde in Bild 4 der wöchentliche Verlauf der Produktion einer Solarzellenanlage, gemessen an einer 3-kW-Anlage im Berner Mittelland, in das Verhältnis zu dem bereits in Bild 1 dargestellten Nachfrageverlauf des gleichen Jahres gesetzt. Würde man theoretisch ein Drittel der jährlichen Nachfrage aus Photovoltaik decken wollen, was auf absehbare Zeit unrealistisch ist, ergäbe sich eine verbleibende Nachfrage gemäss der hell schraffierten Fläche. Damit würde sich die in den nachfragestarken Wochen benötigte Produktion aus dem restlichen Kraftwerkspark und damit auch die erforderliche gesamte installierte Leistung im «Restpark» (inkl. Reserve) gegenüber dem heutigen Zustand nicht oder nur unwesentlich verringern. Allerdings würde sich das Anforderungsprofil an die übrigen Kraftwerke im Park erheblich verschlechtern. Gesetzt den Fall, dass die direkte Nutzung der **Sonnenenergie** eine langfristige Option zur Stromversorgung darstellt, wird der **Umlagerungsbedarf** ansteigen und folglich die **Bereitstellung weiterer Saisonspeicherkapazitäten** unumgänglich sein.

Die grössten Unterschiede bestehen in den Kosten der Produktion. Laufwasserkraftwerke produzieren an günstigen Standorten zu 5 Rp./kWh. Heute stehen auch Projekte mit Stromgestehungskosten um 15 Rp./kWh in der Realisierung. Strom aus Photovoltaik kostet mit den heute verfügbaren Solarzellen selbst unter günstigsten Einstrahlungsverhältnissen mehr als 1 Fr./kWh. Auch mit erheblichen technologischen Fortschritten ist der Weg in die **Wirtschaftlichkeit heute noch nicht erkennbar**. Aufgrund des überproportionalen Einflusses der Windgeschwindigkeit auf die Energieproduktion und damit auf die Stromgestehungskosten lassen sich in der Schweiz nur **wenige gleichermassen windexponierte und gut zugängliche Standorte** (mittlere jährliche Windgeschwindigkeit über 6 m/s) ausweisen, an denen 20 Rp./kWh erreichbar wären. Bereits eine geringfügige Verringerung der

[1] Durch die zeitliche Verschachtelung von Produktionsanlagen wird die Verfügbarkeit des gesamten Parks gegenüber den Verfügbarkeiten der Einzelanlagen stark erhöht.

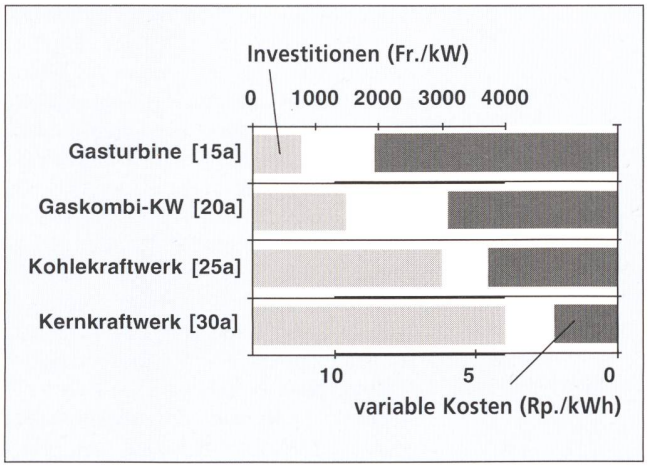

Bild 5 Grössenordnung der Fix- und der variablen Kosten bei thermischen Kraftwerken (in Klammern mittlere Abschreibungsdauer).

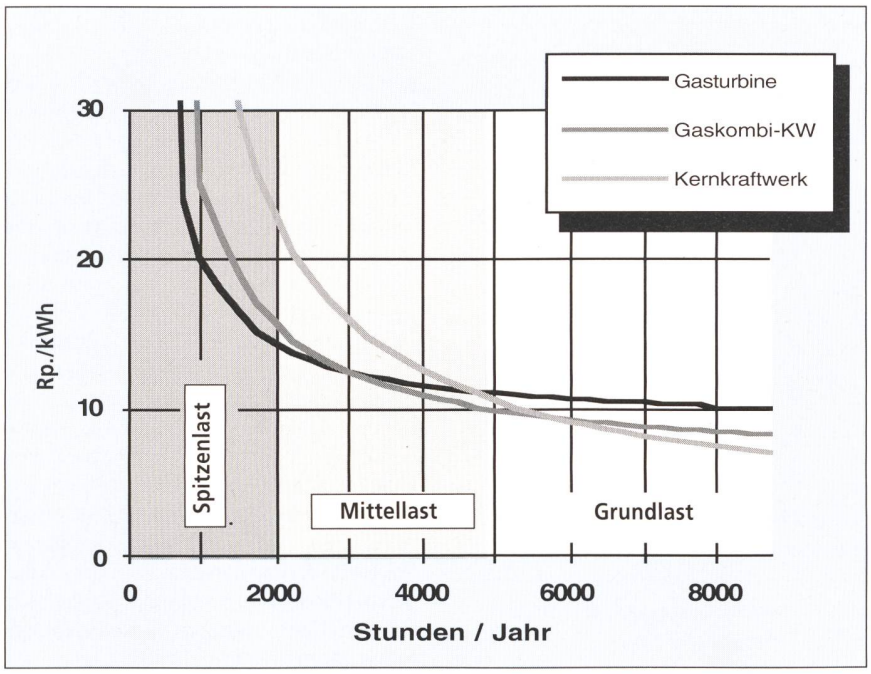

Bild 6 Verlauf der Stromgestehungskosten von neuen thermischen KW über der Einsatzdauer.

mittleren Windgeschwindigkeit um 20% führt zu einer Verdoppelung der Stromgestehungskosten.

Kraftwerke, in denen gleichzeitig sowohl Strom als auch Wärme erzeugt werden, weisen eine wesentlich bessere Bedarfsgerechtigkeit auf, da die Nachfrage nach Wärme strukturell mit einer höheren Stromnachfrage zusammenfällt. Bei stromgeführten **Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen** kann der Betriebsverlauf zudem an die Stromnachfrage angepasst werden. Allerdings entsteht gegenüber den wärmegeführten Anlagen ein zusätzlicher Aufwand für die kurzzeitige Speicherung der Wärme. Gibt man die Wärme allerdings zu konkurrenzfähigen Preisen ab[2], können bei einer Vollkostenrechnung inkl. Wärmeverteilnetz die Stromgestehungskosten bei WKK-Anlagen zur Versorgung mit Raumwärme bis auf 30 Rp./kWh ansteigen. Bei WKK-Anlagen in Kombination mit Industriebetrieben, die einen hohen Prozesswärmebedarf aufweisen, liegen die Stromgestehungskosten wesentlich günstiger.

[2] Konkurrenzfähig zur Wärmeversorgung mit dezentralen Öl- oder Gaskesseln.

Nachfrageorientiert betreibbare Kraftwerke decken das Strommanko zwischen der Nachfrage und der eingeprägten Produktion der vorher beschriebenen Kraftwerksarten ab

Als nachfrageorientiert betreibbare kann man diejenigen Kraftwerke bezeichnen, bei denen die Produktion an den Bedarf angepasst werden kann, ohne Energieverluste in Kauf nehmen zu müssen. Dies trifft grundsätzlich für alle **thermischen Kraftwerke** auf fossiler oder nuklearer Basis und auf **hydraulische Speicherkraftwerke** zu, bei denen bekanntlich durch den Bau von Talsperren die Stromproduktion ebenfalls von dem Zuflussverlauf entkoppelt wird. Mit der Grösse des Speichersees wird die zeitliche Ausdehnung der Zwischenspeicherung erhöht. Kleine Ausgleichsbecken gestatten eine Verschiebung der Produktion von den täglichen Nieder- auf die Hochtarifzeiten. In den Saisonspeichern wird die Produktion aus Sommerzuflüssen in den Winter umgelagert.

Die beiden wirtschaftlichen Kennzahlen sind die spezifischen Investitionen und die variablen, das heisst **produktionsabhängigen Kosten**. In Bild 5 wurden diese Kennzahlen für die vier wesentlichen thermischen Kraftwerkstypen zusammengestellt.

Die niedrigsten Investitionen sind bei Gasturbinen notwendig. Für 1 kW Gasturbinenleistung in einer grossen Anlage muss man heute rund 800 Franken aufwenden. Die spezifischen Investitionen in Kernkraftwerke auf Basis heute eingesetzter Leichtwassertechnologie liegen ungefähr vier- bis sechsmal höher. Allerdings erwartet man mit rund 30 Jahren eine wirtschaftliche Lebensdauer (im gewichteten Durchschnitt über alle Anlagenteile), die ungefähr doppelt so hoch ist wie die der Gasturbinen.

Die variablen Kosten verhalten sich bei den vier Anlagen invers proportional zu den Investitionen. Mit einem Gaspreis von 3 Rp./kWh, der bei den aktuell niedrigen Gaspreisen bei Grossabnehmern sogar tiefer liegt, und einem Jahreswirkungsgrad von 35% liegen die variablen Kosten bei den Gasturbinen um 8 Rp./kWh. Bei gleichem Brennstoffpreis liegen die Arbeitskosten bei Gaskombi-KW aufgrund der wesentlich besseren Nutzung des Brennstoffs, der bei modernen Kraftwerken bereits über 50% liegt, bei 6 Rp./kWh. Mit nur rund 2 Rp./kWh sind die Kosten für den Kernbrennstoff inklusive Entsorgung der abgebrannten Brennelemente, trotz vergleichsweise niedrigem Wirkungsgrad, am tiefsten.

Das Verhältnis von Fixkosten zu variablen Kosten bestimmt den Einsatz der Kraftwerke. Die in Bild 6 dargestellten Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der jährlichen Einsatzdauer der einzelnen Kraftwerkstypen sind als grobe Erwartungswerte für Anlagen mit hohen Einheitsleistungen und bei Aufstellung auf schweizerischen Boden zu betrachten. Die zur Vollständigkeit notwendigen Bandbreiten wurden der Übersichtlichkeit der Graphik geopfert. Die Investitionen wurden über die Annuitätenmethode auf den mittleren Abschreibungszeitraum verteilt. Für Betrieb und Unterhalt der Anlagen wurden für die erdgasbetriebenen Anlagen 4% und

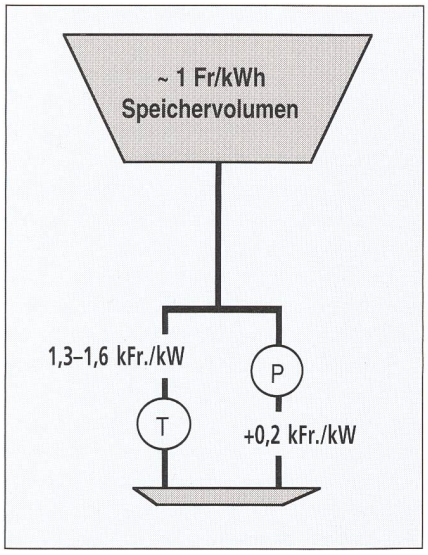

Bild 7 Typische Kennzahlen für Investitionen bei Speicherkraftwerksprojekten.

3% der Investitionen für die reinen Dampfturbinen-Kraftwerke angesetzt.

Kernkraftwerke werden aufgrund der hohen spezifischen Investitionen zur Dekkung der **Grundlast** über das Jahr im Band eingesetzt. Im Bereich der **Mittellast** um 4000–5000 h/Jahr weisen die **Gaskombikraftwerke** die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. Aufgrund der niedrigen Investitionen stellen **Gasturbinen zur Spitzenlastabdeckung** im reinen thermischen Park die wirtschaftlichste Lösung dar. Es wurde generell davon ausgegangen, dass mit Verkürzung der jährlichen Einsatzdauer in Richtung Spitzenlast die Anlagen häufiger an- und abgefahren werden. Da mit jedem Zyklus die Lebensdauer der Anlagen verkürzt wird, sollte dies eine mögliche verlängerte Lebensdauer durch die geringe jährliche Einsatzdauer kompensieren.

Nach diesen wirtschaftlichen Kriterien kann man aus der Dauerkurve der Nachfrage (Bild 2), unter Berücksichtigung der dargebotsabhängigen Produktion, die Zusammensetzung des nachfrageorientiert betreibbaren Parks bestimmen.

Die spezifischen Investitionen liegen bei 1 Fr./kWh Speichervolumen und 1300–1600 Fr./kW installierter Leistung

Die Ausbauprojekte in den Speicherkraftwerken haben zwei konkrete Ziele: zum einen die **Erhöhung der Speicherkapazität**, um mehr Produktion vom Sommer auf den Winter zu verlagern, und zum anderen die **Erhöhung der Verarbeitungskapazität in den Zentralen**, um die Produktion stärker auf die Nachfragespitzen zu konzentrieren. Bei den Forces Motrices Mauvoisin und der Grande Dixence SA wird die Leistung der Anlagen ungefähr verdreifacht, wodurch sich die Benutzungsdauer der Anlagen im Winter in den Bereich um 600–700 Stunden verringert. Bei den Saisonspeicherprojekten wird sowohl die Winterproduktion als auch die Leistung der Anlagen erhöht. Aus den finanziellen Daten der angesprochenen Projekte lassen sich die in dem vereinfachten Anlagenschema in Bild 7 angegebenen Kennzahlen ableiten. Demnach muss man heute für jede **Kilowattstunde Speicherinhalt einen Franken investieren**. Für jedes **zusätzliche Kilowatt installierter Leistung ergeben sich Kosten im Bereich von 1300 bis 1600 Franken.** In diesem Betrag sind alle wasserbaulichen Anlagenteile berücksichtigt. Wird zusätzlich Wasser zur Füllung des Stausees gepumpt, entstehen zusätzliche Investitionen von **rund 200 Fr./kW installierter Pumpenleistung**. Diese Kennzahlen sind als grobe Anhaltswerte zu verstehen und differieren naturgemäss mit den projektspezifischen Rahmenbedingungen.

Unter Berücksichtigung der Druckverluste im Stollen, des Wirkungsgrades der Turbinen und der elektrischen Verluste bis zur Einspeisung in das Übertragungsnetz erreichen heute Wasserkraftwerke einen Vollastwirkungsgrad von 85%. Die Umlagerung von Sommerproduktion auf den Winter an sich ist verlustfrei. Je nach Anteil der gepumpten Zuflüsse liegt der **Wirkungsgrad der Saisonumlagerung zwischen 70 und 100%**. Damit wird die Saisonspeicherung in Form von Wasser in bezug auf die energetische Effizienz auf absehbare Zeit der beste Langzeitspeicher sein.

Für die nachfolgende Vollkostenrechnung wurden jährliche Betriebs- und Unterhaltskosten mit 0,5% Investitionen in Stauanlagen und 2% der Investitionen der Verarbeitungskapazitäten abgeschätzt. Zusätzlich zu den in der Realität anfallenden Betriebskosten muss der Umlagerung der Wert der nach Ausbau nicht mehr vorhandenen Sommerproduktion angelastet werden. Diese wurde mit den kurzfristigen Grenzkosten (variable Kosten) von Grundlastkraftwerken bewertet.

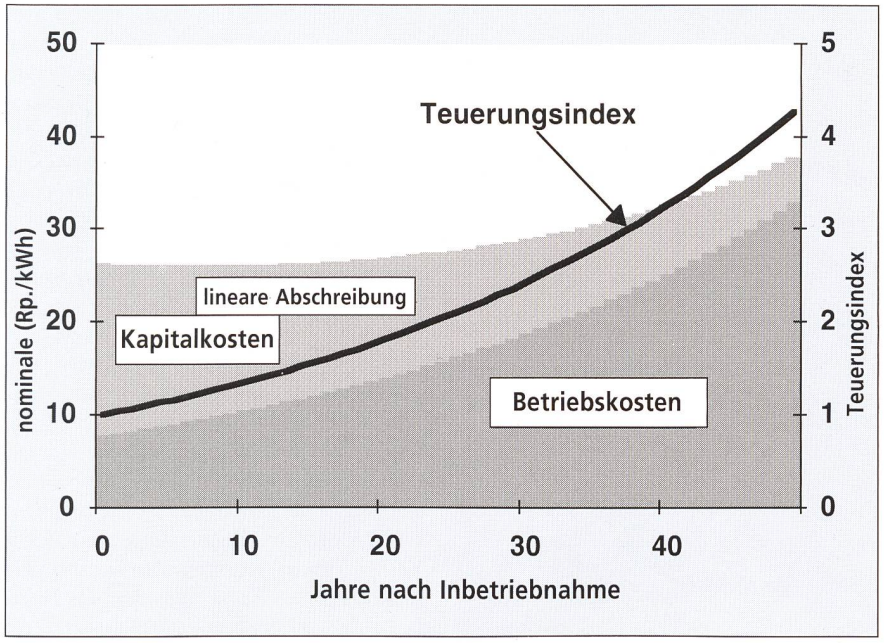

Bild 8 Verlauf der Stromgestehungskosten eines typischen Speicherkraftwerkes; Auslegung 1000 Vollaststunden; lineare Abschreibung der Investitionen.

Der energiewirtschaftliche Wert steigt mit der Konzentration auf die Bedarfsspitzen

Um den energiewirtschaftlichen Wert der Produktion aus Speicherkraftwerken zu bestimmen, eignet sich der Vergleich mit den Stromgestehungskosten des fossilthermischen Kraftwerksparkes bei gleichen Energiequalitäten. Als Vergleichsparameter dient die Benutzungsdauer der Anlage. **Betriebliche Qualitätsunterschiede können dabei nicht quantitativ erfasst werden.** Dabei ist auf das bessere Regelverhalten und die wesentlich kürzeren Anfahrzeiten von Wasserturbinen im Vergleich zu thermischen Anlagen, die als kalte Reserve in Bereitschaft gehalten werden, hinzuweisen. Diese nicht zu vernachlässigenden betrieblichen Vorteile sollen als zusätzlicher Nutzen beim quantitativen Vergleich im Hinterkopf mitgeführt werden.

Die mittlere wirtschaftliche Lebensdauer von Speicherkraftwerken beträgt ein halbes Jahrhundert

Bei den baulichen Teilen von Speicherkraftwerken, wie der Staumauer, geht man heute von einer Lebensdauer von 80 Jahren aus. Im Durchschnitt über alle Investitionen ergibt sich eine mittlere Abschreibungsdauer von 50 Jahren. Im allgemeinen werden Speicherkraftwerke linear abgeschrieben. In Bild 8 ist der Verlauf der Stromgestehungskosten über die mittlere Abschreibungsdauer von 50 Jahren dargestellt. Trotz der Annahme, dass sich die Betriebs- und Unterhaltskosten gemäss der Teuerung erhöhen, steigen die jährlichen Gesamtkosten unter der Teuerung, gehen also in realen Geldwerten mit dem Alter der Anlagen stark zurück. Dieser Effekt muss bei Wirtschaftlichkeitsvergleichen berücksichtigt werden. Je nach Abschreibungsform variiert der zeitliche Verlauf erheblich. In Bild 9 ist die lineare Abschreibung der Annuitätenmethode gegenübergestellt. Dabei wurde in Variante Annuität/Nominalzins die gewohnte Rechnung mit einem nominalen Zinssatz von 6% gemacht. Die Variante Annuität/Realzins, bei der ein Realzins von 3% angesetzt wurde, kommt allgemein bei Investitionsrechnungen zur Anwendung. Damit die Jahresbeiträge die gleichen Barwerte ergeben, werden die anfänglich niedrigen jährlichen Kapitalkosten an die Teuerung angepasst. Betrachtet man die auf die Preisbasis des Inbetriebnahmejahres abdiskontierten Jahreskosten, so wird deutlich, dass man mit der Variante **Annuität/Realzins über die Lebensdauer gemittelte Stromgestehungskosten auf Preisbasis des Inbetriebnahmejahres** erhält. Diese Methode berücksichtigt nicht die Finanzierbarkeit und das Risiko, das mit einer langen Rückzahldauer der Investitionen verbunden ist. Diese Grösse ist geeignet, um die relative Wirtschaftlichkeit gegenüber thermischen Referenzanlagen, die wie Gasturbinen nach 15 Jahren ersetzt werden müssen, zu bestimmen.

Der Verlauf der Stromgestehungskosten von thermischen Kraftwerken nach Bild 6 basiert auf mittleren Werten für spezifische Investitionen und Primärenergiepreisen. In Bild 8 werden die zur jeweiligen Benutzungsdauer günstigsten Stromgestehungskosten im thermischen Park den Stromgestehungskosten von Speicherkraftwerken nach den ermittelten finanziellen Kennzahlen gegenübergestellt. Die angegebene Bandbreite ergibt sich aus der Variation der spezifischen Investitionen und der Primärenergiepreise.

Eine Interpretation aus den Kostenverläufen führt zur Aussage, dass vor allem Spitzenenergie in Speicherkraftwerken günstiger produziert werden kann als im thermischen Park. Allerdings ist die Konkurrenzfähigkeit im Bereich von Winterbandenergie (4000 h) eher schlecht. **Damit basieren wirtschaftliche Vorteile weniger auf der Energieumlagerung als vielmehr auf der Möglichkeit, die umgelagerte Produktion auf die Starklaststunden im Winter zu konzentrieren.**

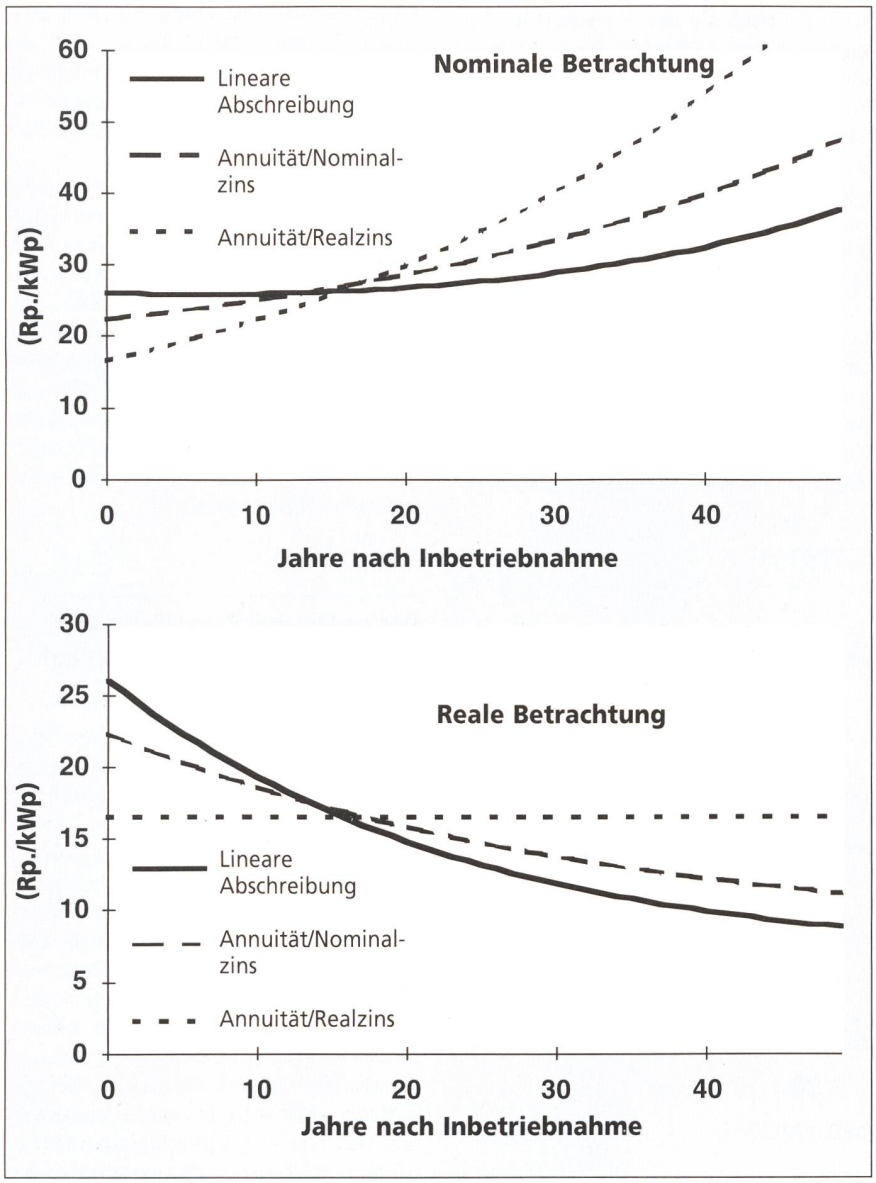

Bild 9 Verlauf der Stromgestehungskosten mit verschiedenen Abschreibungsformen; Darstellung in nominalen und teuerungsbereinigten, das heisst realen Werten.

Über die Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken entscheidet die Nutzung der hohen Energiequalität

Der Kostenvergleich macht darüber hinaus deutlich, dass die Winterenergie aus den **Speicherkraftwerksprojekten nur als wirtschaftlich bezeichnet werden kann, wenn die Spitzenenergie auch entsprechend der hohen Qualität verwertet werden kann**. In Bild 11 ist der Verlauf des Wertverhältnisses, in der Graphik als Wertfaktor bezeichnet, zwischen Spitzenenergie und Winterbandenergie dargestellt. Dieses Verhältnis wurde aus den Kostenverläufen in Bild 10 ermittelt, indem man die Stromgestehungskosten bei der entsprechenden Benutzungsdauer der Spitzenenergie durch die Kosten der Winterbandenergie teilt. Aus der gegebenen Bandbreite der Stromgestehungskosten resultiert ebenfalls eine Bandbreite der sogenannten Wertfaktoren. **Spitzenenergie mit 1000 Vollaststunden ist demnach das Doppelte und mit 500 Vollaststunden das Dreifache der Winterbandenergie wert.**

Wenn man den in diesem Jahr publizierten Perspektiven zur Bedarfsentwicklung

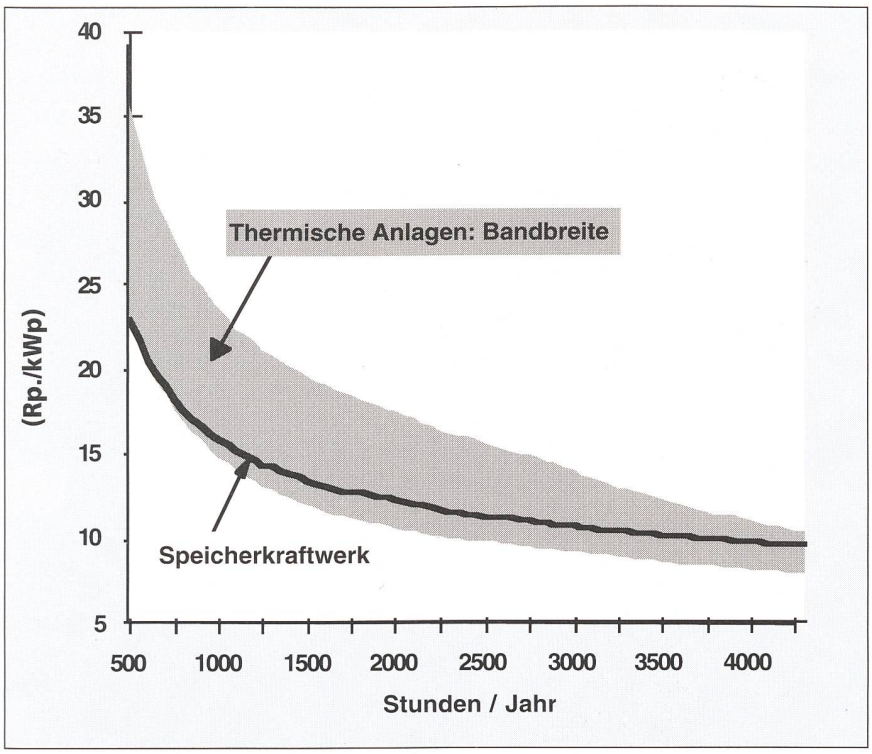

Bild 10 Vergleich zwischen den Stromgestehungskosten aus thermischen Kraftwerken und Speicherkraftwerken über die Annuität/Realzins

glauben darf, scheinen hohe Zuwachsraten mit 3% und 4%/Jahr der Vergangenheit anzugehören. Mittelfristig wird der Bedarf an zusätzlicher Produktion und an zusätzlicher Spitzenleistung daher gering sein. Allerdings wird unabhängig von der Entwicklung der Nachfrage langfristig, das bedeutet in den nächsten 15–20 Jahren, durch das Erreichen der kalkulierten Lebensdauer der Kernkraftwerke ein Produktionsdefizit entstehen. Auch die Untersuchungen zur Leistungsbilanz der Schweiz (VSE 1991) zeigen auf, dass langfristig zuerst mit einem Manko vor allem an Mittellast gerechnet werden muss.

Aufgrund der langen Realisierungszeit von Speicherkraftwerksprojekten – die reine Bauzeit beim Projekt Grimsel-West beträgt 15 Jahre – fällt die zusätzliche Winterenergie aus den heute geplanten Speicherprojekten mit der Ausserbetriebnahme der ersten Kernkraftwerke zusammen. Um den Wert der Spitzenenergie optimal zu nutzen, wären Kooperationen mit anderen Elektrizitätswerken, die ihren Strom hauptsächlich aus thermischen Kraftwerken beziehen, wie beispielsweise in Deutschland oder Frankreich, in Form **eines Energieabtausches von inländischer Spitzenenergie gegenüber ausländischer Bandenergie im Winter** vorstellbar. Indem man die heute zu kurzfristigen Grenzkosten abgesetzte Sommerenergie in Winterspitzenstrom umwandelt und diesen vermarktet, würde man damit die Stärken der inländischen Produktion optimal nutzen und einen erheblichen Beitrag an die Versorgung mit Winterstrom leisten.

Die Wertfaktoren aus Bild 11 geben einen Anhaltspunkt über den Energiegewinn durch den Abtausch. Allerdings liegen die heute gehandelten Wertfaktoren etwas niedriger. Zum einen ist für ein Elektrizitätswerk der Nutzen eines Kraftwerkes geringer, welches man ausserhalb des eigenen Versorgungsgebietes über die Stundenprogramme im Energieverkehr am Vortag abrufen muss, und zum anderen müssen entsprechende Transportkapazitäten gesichert werden. In bezug auf unser Beispielkraftwerk mit 1000 h Benutzungsdauer würde der Faktor schätzungsweise zwischen 1,5 und 2 liegen, wodurch die Stromgestehungskosten von 15 Rp./kWh auf 7,5 bis 10 Rp./kWh fallen würden. **Der internationale Stromverbund ist jedoch eine valable Möglichkeit, den hohen Wert der Produktion aus Speicherkraftwerken optimal zu verwerten.**

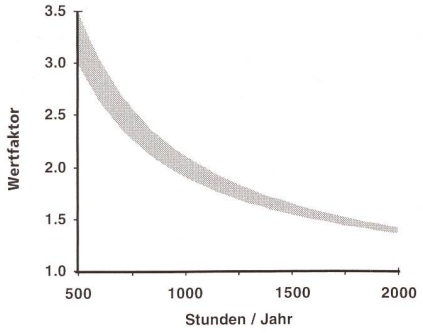

Bild 11 Bandbreite der Wertverhältnisse (Faktoren) von Spitzenenergie gegenüber Winterbandenergie

Rentabilité des centrales à accumulation

L'approvisionnement en électricité subit de nos jours déjà une forte augmentation de ses coûts, augmentation qui va du reste encore s'accélérer à l'avenir. Ceci est dû au fait qu'il existe actuellement une infrastructure de transport, plus précisément un réseau européen d'interconnexion alors qu'apparaissent, aussi bien en Suisse qu'en Europe, de nettes tendances à une libéralisation de l'approvisionnement en électricité. Aujourd'hui les études de rentabilité d'installations de production doivent tenir compte de cette situation concurrentielle. Les prix de revient de l'électricité doivent être considérés avant tout en fonction des caractéristiques de production des diverses installations.

L'analyse économique des projets de centrales à accumulation implique la quantification de deux facteurs spécifiques: la qualité élevée de la production des centrales à accumulation, également qualifiée de «valeur énergétique», est définie dans le modèle décrit par le biais des prix de revient de l'électricité produite par des centrales thermiques classiques. La longue durée de vie économique de 50 ans en moyenne est prise en compte dans des considérations relatives au taux d'intérêt réel.

Dans son article, l'auteur tient d'abord à présenter brièvement les caractéristiques de la demande. Il essaye, grâce à une classification économico-énergétique des installations de production, d'obtenir les valeurs caractéristiques économiques relatives à une centrale à accumulation; un projet théorique basé sur ces valeurs lui permet ensuite de reproduire l'analyse de rentabilité.

MINI-LYNX paßt immer. Ein weiterer Fortschritt vo

Sylvania. Die neue Mini-Lynx Kompact–Fluoreszenzlampe besticht durc

ihr gutes Design. Leichter, kompakter und ein blendender Beweis, da

Schönheit oft im Kleinen liegt. Dabei verbraucht diese kleine Lampe 80%

weniger Energie, zündet sofort und brenn

zehnmal länger als vergleichbar

Glühlampen. Sie ist in 4 verschiedene

Leistungen erhältlich und damit eine brillant

Ergänzung unserer Produktpalette.

Sylvania: Eine Quelle der Inspiration.

Sylvania Lighting AG. 4 Chemin des Léchères 1217 MEYRIN Tél. 022 /782 00 72 Fax 022 /782 07 4