

# **Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zur netzverträglichen Windstromintegration**

Dipl.-Ing. **A. Nowi**, Baden (Schweiz)  
Dr.-Ing. **C. Jakiel**, Oberhausen  
Dr. rer. nat. **P. Moser**, Essen  
Dr.-Ing. **S. Zunft**, Stuttgart

## **Kurzfassung:**

Mit einem steigenden Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen – vornehmlich aus Windkraft – gewinnen Aspekte der Integration dieses dargebotsabhängigen Stroms und seine Auswirkungen auf einen zukünftigen Kraftwerkspark zunehmend an Bedeutung. Speicherkraftwerke haben das Potenzial die zuletzt in der „dena-Netzstudie“ [1] beschriebenen Integrationshemmnisse – Regelenenergie- und Netzausbaubedarf – zu mildern. Das Konzept des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks zielt auf eine lokal emissionsfreie, reine Speichertechnik mit hohem Wirkungsgrad. Im Rahmen des EU-Projekts ‚AA-CAES‘ [2] werden die technische und wirtschaftliche Machbarkeit dieser Technik untersucht und Konzeptstudien dazu erstellt. Dieser Beitrag umreißt einige der Projektarbeiten und Zwischenergebnisse zu Komponenten- und Systemkonzepten.

## **Abstract:**

With increasing power generation share by renewable energy sources – mainly wind power – grid integration aspects of intermittent power and its impact on the future power plant mix gain increasingly importance. Storage plants have the potential to lessen the restraints balancing power and grid extension described in the „dena-Netzstudie“ [1].

The adiabatic CAES concept aims at a locally emission-free, pure storage technology with high efficiency. Within the “AA-CAES“ project funded by the European Commission [2] the technical and economical feasibility of this technology will be investigated and corresponding concept studies performed. This paper outlines some of the project work performed including intermediate results for components and system concepts.

## **Einleitung**

Die zunehmende Deregulierung und Liberalisierung der Strommärkte bewirkt eine Dynamisierung der Strommärkte hinsichtlich Strompreisentwicklung und Investitionen. Dies

wird durch die Förderung der regenerativen Energien und durch die Einführung von Emissionszertifikaten weiter verstärkt.

Die EU-25 mit gegenwärtig rund 460 Mio Einwohnern ist mit einer Netto-Kraftwerksleistung von rund 680 GW und einem Stromverbrauch von etwa 3000 TWh der größte liberalisierte Strommarkt der Welt. Bis zum Jahr 2020 müssen alte Anlagen mit einer Kraftwerksleistung von 200 GW ersetzt beziehungsweise erneuert werden, schätzt der Verband der Großkraftwerksbetreiber VGB [3].

Mit dem steigenden Konsum sowie dem steigenden Standard der EU-

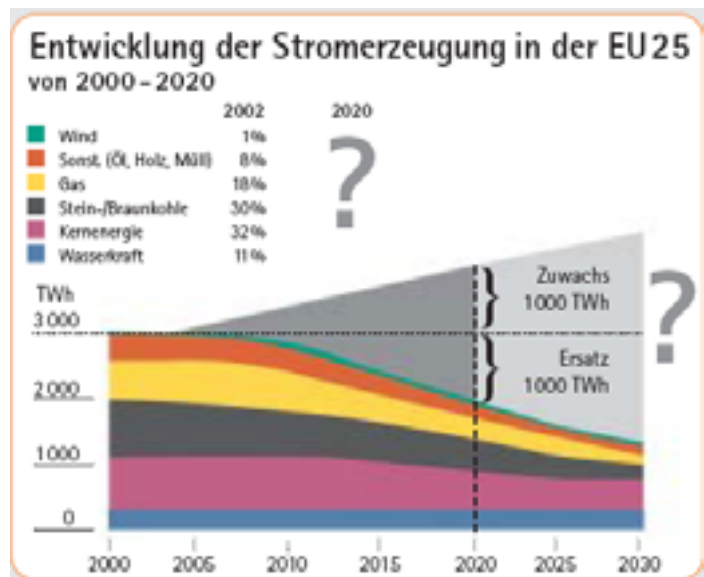


Bild 1: Entwicklung der Stromerzeugung in der EU-25, Quelle: VGB

Beitrittsländer kann mit einem Verbrauchszuwachs von 1000 TWh und einem zusätzlichen Neubau von 100 GW Kraftwerksleistung gerechnet werden (s. Bild 1).

Dieser Entwicklung am Kraftwerksmarkt übergeordnet ist die Zielgröße der Europäischen Kommission, bis zum Jahr 2020 mindestens 20% des Energiebedarfs aus nachhaltigen Quellen zu decken. Dies wird in diesem Maßstab nur mit den Energieträgern Biomasse und Wind möglich sein. Da die Windenergie nicht auf Basis einer ökonomischen Entscheidung abrufbar ist, sondern allein vom wetterbedingten Dargebot abhängt, erfordert der geplante, deutliche Kapazitätsaufbau eine Optimierung des Netz- und Kraftwerksverbunds und eine entsprechende Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung durch die Netzbetreiber. Um einen nachhaltigen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage auch unter dem Gesichtspunkt Wirtschaftlichkeit gewährleisten zu können, kommt dem Ausbau der Speichertechnologien eine wachsende Bedeutung zu. Die im UCTE-Verbund überwiegend eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke mit etwa 50 GW Kapazität können aufgrund geographischer Restriktionen nur unwesentlich ausgebaut werden. Eine Alternative stellen Druckluftspeicherkraftwerke ("CAES"-Kraftwerke) dar, deren erste Ausführungen im Hybridbetrieb mit Gasturbinen 1978 in Huntorf (290 MW) und 1991 in McIntosh, Alabama (110 MW), ans Netz gingen und erfolgreich betrieben werden. Eine Weiterentwicklung dieser Technologie – adiabate Druckluftspeicherkraftwerke – ermöglichen als reine

Speichertechnologie eine lokal emissionsfreie Stromspeicherung und sind so besonders geeignet, die anstehende Netzintegration erneuerbarer Energie zu unterstützen.

### Grundlagen des Druckluftspeicherkonzept

CAES-Kraftwerke nutzen überschüssige Netzleistung zum Antrieb eines motorgetriebenen Kompressors. Die komprimierte Luft wird gekühlt und in unterirdischen Kavernen auf Druckniveaus zwischen 50-70 bar gespeichert. Auf Netzanforderung wird die komprimierte Luft ausgespeichert, in einem Rekuperator vorgewärmt und einer modifizierten Gasturbine zugeführt, in deren Brennkammer sie auf Turbineneintrittstemperatur gebracht wird und anschließend im Turbinenteil zwecks Leistungserzeugung auf Umgebungsdruck entspannt wird. Dieser offene, diabate Kreislauf ist vergleichbar mit jenem einer Gasturbine, wobei jedoch der Kompressions- und Expansionsprozess zeitlich entkoppelt sind.

Als Antwort auf die Entwicklung der Brennstoffpreise und die Einführung der CO<sub>2</sub>-Zertifizierung wurde das EU-Projekt "AA-CAES" initiiert, das die Entwicklung einer lokal brennstoff- und emissionsfreien, adiabaten Speichertechnik mit fortgeschrittenen Wirkungsgraden zum Ziel hat.

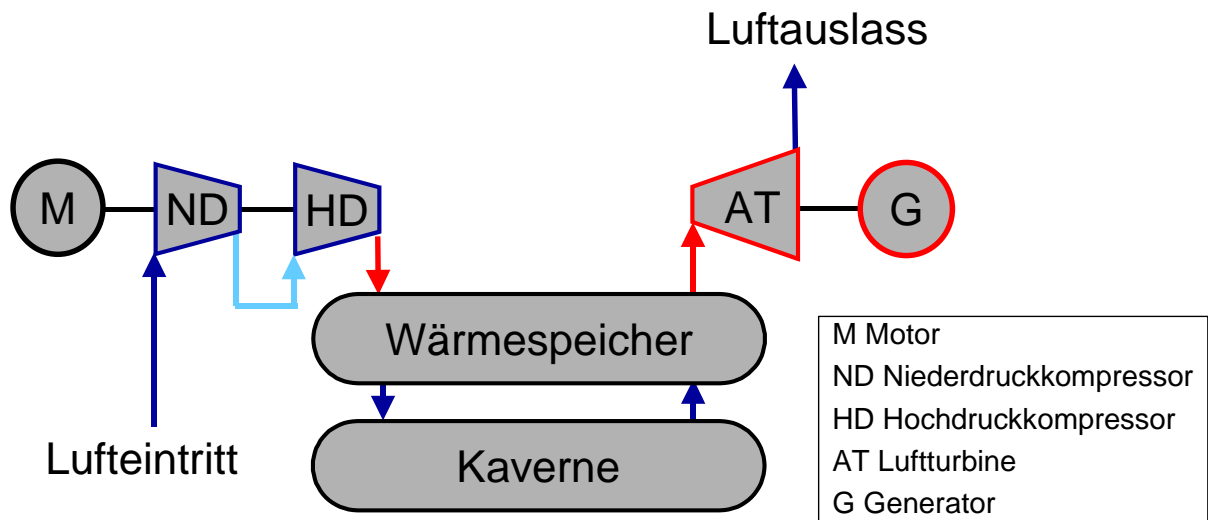


Bild 2: Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks in einstufiger Anordnung (Basisvariante)

Die Basiskonfiguration des adiabaten Kraftwerkkonzepts weist neben den bekannten Komponenten Kompressor, Kaverne und Turbine zusätzlich einen Wärmespeicher auf (s. Bild 2). Dieser speichert die während des Kompressionsprozesses anfallende Wärme auf hohem Temperaturniveau für die Dauer eines Betriebszyklus, um sie im Expansionsprozess zur Vorwärmung der Kavernenluft auf Turbineneintrittsniveau zu nutzen.

Der Speicherwirkungsgrad – definiert als Verhältnis von Expansionsarbeit zu Kompressionsarbeit – lässt sich durch diese Konzepterweiterung auf über 70% steigern und liegt damit in der Größenordnung von Pumpspeichertechnologie. Eine Variation der Auslegungsdruck- und temperaturniveaus zum Zwecke der standortspezifischen Anlagenoptimierung ist durch die Modifikation der Komponenten und Kreislauftopologie möglich. Die untersuchten Anlagenkonzepte sind prinzipiell skalierbar, wobei die wirtschaftlichste Variante aufgrund von Kostendegressionseffekten in der Größenordnung 250 – 300MW Turbinenleistung liegt. Größere Leistungen bedingen eine Multiplikation der Modulzahlen von Turbokompressor und Luftturbine. Tab. 1 zeigt die Basisdaten für zwei untersuchte Anwendungen.

Tabelle 1: Basisdaten für zwei untersuchte Prozesse

	Einstufig 300 MW	Zweistufig 10 MW (Inselnetz)
<b>Kapazität [MWh]</b>	1800	120
<b>Leistung [MW]</b>	300	10
<b>Druck [bar]</b>	100	15/150
<b>Massendurchsatz (Laden) [kg/s]</b>	220	20
<b>Massendurchsatz (Entladen) [kg/s]</b>	550	20
<b>Eintrittstemp. Wärmespeicher (Laden) [°C]</b>	620	450/450
<b>Eintrittstemp. Wärmespeicher (Entl.) [°C]</b>	20	20
<b>Austrittstemp. Wärmespeicher (Entl.) [°C]</b>	600	210/20

### Wirtschaftliche Erfolgsfaktoren für Speichertechnologie

Das Einsatzspektrum des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerkes ist breit. So können Anlagen mit großer Leistung als Lastmanagement-Instrument eingesetzt werden, um konventionellen Grundlastkraftwerken einen durchgängigen Volllastbetrieb bei optimalem Wirkungsgrad und gleichzeitig stark schwankender Einspeisung aus großen Windkraftanlagenparks zu ermöglichen. Der Wirkungsgradvorteil eines derart im Auslegungspunkt betriebenen Grundlastblockes gegenüber einem Mittellastblock im Teillastbereich beträgt etwa 2%-Punkte. Die Verstetigung der Stromerzeugung erlaubt zudem bei Kraftwerksneubauten gegebenenfalls eine deutliche Verkleinerung der Blockgesamtleistung. Bei weitestgehendem Verzicht auf die Regelfähigkeit bzw. ihrer vollständigen Übertragung auf die Speichertechnik könnte das Design des Kraftwerks zudem erheblich vereinfacht werden. Für das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk könnte sich deshalb insbesondere im Zusammenhang mit der 700°C-Kraftwerkstechnik und ihren materialtechnischen und ökonomischen Herausforderungen zukünftig ein weiteres interessantes Anwendungsfeld eröffnen.

Im Übertragungs- und Verteilungsmanagement können adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zudem der Minimierung der Netzanschlusskosten dienen, da durch die Abdeckung der Lastspitzen die maximale Übertragungskapazität verringert werden kann. Ihre flexible Einsetzbarkeit zur Spitzenlastproduktion, zur Bereitstellung positiver und negativer Regelernergie sowie als Ausfallreserve ermöglichen die Steigerung der Verkaufserlöse und erhöhen nicht zu letzt bei weiter zunehmender Einspeisung aus Windkraft die Versorgungssicherheit.

Dezentrale AA-CAES-Anlagen mit kleineren Leistungsgrößen können den Nutzungsgrad von Windparks oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bei Netzüberlastung und in Zeiten niedrigen Stromverbrauchs erhöhen. Das heißt, ohne Speichertechnologie würde die Stromeinspeisung entweder durch die technische Restriktion ganz verhindert werden oder bei negativem Deckungsbeitrag erfolgen.

Wesentliche Erfolgsfaktoren für die AA-CAES-Technologie bzw. Trends die ihr Marktpotential steigern, sind [4]:

- Zunahme der dargebotsabhängigen, regenerativen Stromproduktion und der damit verbundenen Lieferunsicherheiten, Marktvolatilitäten und Probleme der Netzstabilität
- Niedrige Grundlastpreise sowie hohe Spitzenlastpreise und damit verbunden eine hohe Preisspreizung Peak/Off-Peak
- Zunahme der Einspeisung aus Must-Run-Kraftwerken, insbesondere Kraft-Wärmekopplungsanlagen, die niedrige Off-Peak-Preise bewirken und damit zur Preisspreizung Peak/Off-Peak beitragen
- Einführung von Kraftwerkstechniken, mit gegenüber heute – aus technischen und ökonomischen Gründen – eingeschränkter Regelfähigkeit

Nachteilige Faktoren sind:

- Verfügbarkeit von alternativen, kostengünstigen Speichertechnologien, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken
- Verfügbarkeit von Interkonnektoren für den Strom-Import/-Export zum Lastausgleich im Verbundnetz

Während das Ausbaupotential für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland begrenzt ist, stehen alternative Speichertechnologien (z. B. Redox-Batterien, Natrium-Schwefel-Batterie) für große Leistungsklassen >100 MW, die für die netzverträgliche Windstromintegration benötigt werden, auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung. Da auch in den Nachbarländern

der Ausbau der Windkraftanlagenkapazität und damit durch die geographische Nähe ähnlicher Einspeisungscharakteristik geplant ist, würden selbst bei ausreichender Übertragungsnetzkapazität die Möglichkeiten zur gegenseitigen Regelenenergiebereitstellung sehr begrenzt sein.

Der weitere starke Ausbau der dargebotsabhängigen Technologien Wind und Photovoltaik wird voraussichtlich zu einer erhöhten Preisvolatilität und einem erhöhten Bedarf an dem neuen Stromprodukt Stundenreserve sowie gegebenenfalls an Minutenreserve führen. Der deutsche Elektrizitätsmarkt bietet auf Grund seiner günstigen Grundlastversorgung aus Braunkohle-, Kern- und Laufwasserkraftwerken speziell in Zeiten starker Einspeisung aus Windkraftanlagen und durch Kraft-Wärme-Kopplung niedrige Off-Peak-Preise. Durch die ausgeprägte Tagesvolatilität entsprechend der Nachfragestruktur durch Haushalte und Gewerbe ist deshalb eine hohe Preisspreizung möglich, was die Einführung der AA-CAES-Technologie begünstigt. Da Salzstöcke zum Bau großer Kavernen in Deutschland verfügbar sind und Eingriffe in die Landschaft im Vergleich zu Pumpspeichern gering sind, ergibt sich hieraus ein weiterer Vorteil für die AA-CAES-Technologie.

### **Entwicklung des adiabaten Speicherkonzepts**

Auf Basis der im EU-Projekt untersuchten Kundenanforderungen und Marktbedingungen und der daraus abgeleiteten Anlagenkonfigurationen wurden Konzepte für die vier Hauptkomponenten der AA-CAES Anlage entworfen, die im folgenden beschrieben werden.

### **Kompressorstrang**

Die Anwendungsmöglichkeiten von Druckluftspeicherkraftwerken, spezifische Kundenanforderungen und die geologischen Randbedingungen der Kaverne führen zu sehr unterschiedlichen Anforderungen an den Kompressorstrang. Industriekompressoren bieten hier aufgrund ihres modularen und anpassungsfähigen Aufbaus die Möglichkeit, diese Anforderungen optimal zu erfüllen (Bild 3). Aus diesem Grunde wurden auch für die bestehenden CAES-Kraftwerke Kompressoren industrieller Bauart vorgesehen. Für das Kraftwerk in Huntorf hat dabei Sulzer Turbo – heute ein Teil der MAN TURBO-Gruppe - den Kompressorstrang geliefert. Mit der hier verfolgten adiabaten Prozessführung werden an den Kompressorstrang teilweise grundsätzlich andere Anforderungen gestellt als bei konventionellen, d.h. diabaten Speicherkraftwerken. In konventionellen CAES-Prozessen wird der Verdichtungsprozess durch mehrfache Zwischenkühlung und eine Nachkühlung der isothermen Kompression angenähert. Der adiabate Kraftwerksprozess wird hingegen durch

hohe Kompressoraustrittstemperaturen charakterisiert, die für eine effektive Zwischenspeicherung der Wärmeenergie notwendig sind. Eine minimale Zwischenkühlung soll lediglich die unabhängige Einstellbarkeit der gewünschten Druck- und Temperaturniveaus ermöglichen.

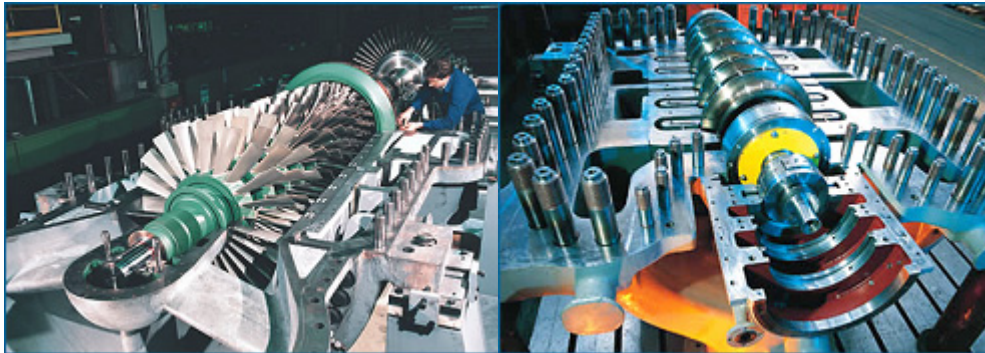


Bild 3: Axialkompressor (links) und Einwellen-Radialkompressor (rechts)

Zum Projektbeginn wurden daher zunächst in umfangreichen Konzeptstudien geeignete Anordnungen und Maschinenauslegungen für den Kompressorstrang untersucht. Dabei wurden auch das breite Anwendungsspektrum des adiabaten Anlagenkonzeptes und unterschiedliche Maschinentypen berücksichtigt. Grundsätzlich machen die charakteristischen Anforderungen und Randbedingungen einen dreigehäusigen Maschinensatz sehr wahrscheinlich (s. Bild 4). Für die in diesem Projekt ermittelte wirtschaftlichste Anlagengröße wird dabei das Niederdruckgehäuse als Axialkompressor ausgeführt. Für den Mittel- und den Hochdruckteil werden Einwellen-Radialkompressoren vorgesehen.

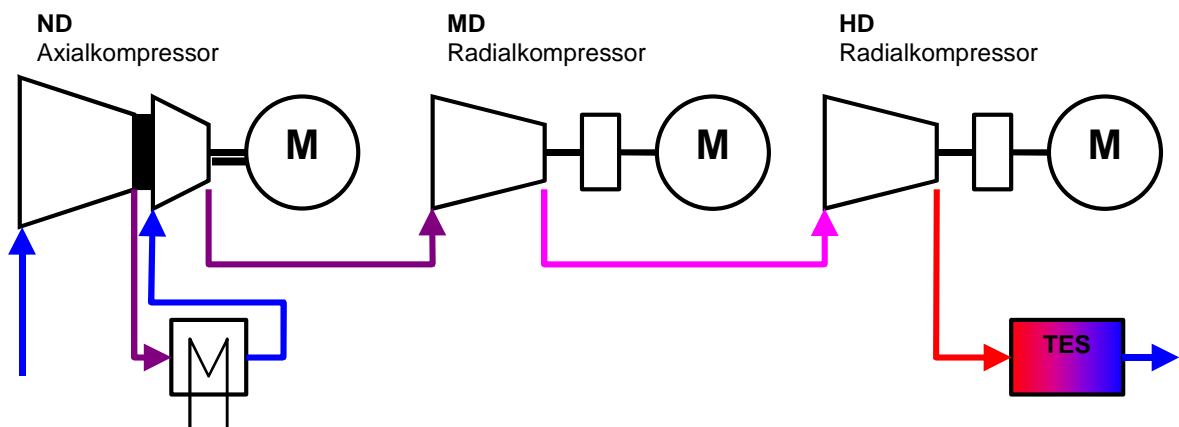


Bild 4: Kompressorstrang für adiabates, einstufiges Anlagenkonzept (Schema)

Im adiabaten Kraftwerkskonzept weisen insbesondere der Hochdruckteil, aber auch der Mitteldruckteil des Kompressorstrangs sehr hohe Austrittstemperaturen auf (s. Tab. 1). Die Forderung nach hohen Austrittstemperaturen wurde jedoch für Industriekompressoren bislang kaum formuliert. Der Grund hierfür liegt in den Vorteilen der Zwischenkühlung, wie signifikant reduzierte Antriebsleistung, geringere Anzahl von Kompressorstufen sowie der Vermeidung von temperaturbezogenen Problemen bei Konstruktion und Betrieb, die bei den meisten industriellen Anwendungen die Nachteile des apparativen Mehraufwandes überwiegen. Obschon die im Projektplan geforderten Leistungs- und Druckbereiche im Erfahrungsbereich industrieller Kompressoren liegen, erfordert die Situation dennoch die Entwicklung neuartiger Designkonzepte. Dabei können die Hochtemperaturtechnologien aus Gasturbinen, Dampfturbinen und Abgasturboladern nur bedingt als Vorlage dienen. Darüber hinaus stellt die Forderung nach kurzen Startzeiten z. T. einen Zielkonflikt dar, was den Entwurf zu einer anspruchsvollen Aufgabe macht. Im Rahmen der Designentwicklung wurden bislang die Grenzen verfügbarer Designgrundsätze von Radialkompressoren ermittelt und neue Konstruktionslösungen erarbeitet. Mit Hilfe anspruchsvoller Simulationen wurde dabei auch das transiente thermische und mechanische Verhalten der Gesamtmaschine untersucht. Bis zum Abschluss des Projektes soll die Machbarkeit der neuen Designlösungen bestätigt werden.

## **Kaverne**

Die Kaverne dient als Massenspeicher für die komprimierte Luft. Je nach Anlagenleistung, Druckniveau, Druckspreizung und Vollastdauer ergeben sich Kavernenvolumina bis zu  $750000\text{m}^3$ . Noch größere Speichervolumina werden mit zwei oder mehr Kavernen realisiert. Grundsätzlich ist die Druckluftspeicherung in verschiedenen geologischen Formationen möglich. Allerdings hat jeder Speichertyp physikalische und technische Limitationen. Zudem sind geologisch geeignete Standorte von Natur aus nur eingeschränkt verfügbar. Die technisch sicherste und kostengünstigste geologische Formation sind Salzkissen oder Salzdome, in die mittels Aussolen das benötigte Speichervolumen eingebracht wird. Eine breite Verfügbarkeit geeigneter Salzstrukturen ist in Nordeuropa im sogenannten Zechsteinbecken gegeben. Die Möglichkeit, die Sole direkt ins Meer zu entsorgen und die Nähe zu den großen Windparks sind vorteilhaft. Technische Alternativen zu Salzkavernen sind bestehende Felskavernen oder Porenspeicher. Detaillierte Studien bezüglich der technischen und geologischen Restriktionen sind im Rahmen des EU-Projekts gemacht worden und geeignete Kavernentypen und Standorte identifiziert worden.



## Thermischer Speicher

Die zentrale Komponente thermischer Speicher (TES) ermöglicht die Wiedereinkopplung der sonst verlorenen Kompressionswärme in den Expansionsprozess. Für die hier betrachtete Leistungsklasse netzgeführter Anlagen bedeutet dies eine Speicherfähigkeit von bis zu 2400 MWh<sub>th</sub>, die bei hohen Wärmeentnahmeraten und hoher Konstanz der Austrittstemperatur bereitzustellen ist. Der Wirkungsgrad der thermischen Speicherung ist dabei von entscheidender Bedeutung für den Wirkungsgrad der Stromspeicherung. Als Herausforderung für den Entwurf erweist sich hierbei weniger die Reduktion von Wärmeverlusten an die Umgebung als die Minimierung von Wärmeübertragungsverlusten, die sich als Temperaturspreizung zwischen Belade- und Entladetemperatur zeigen.

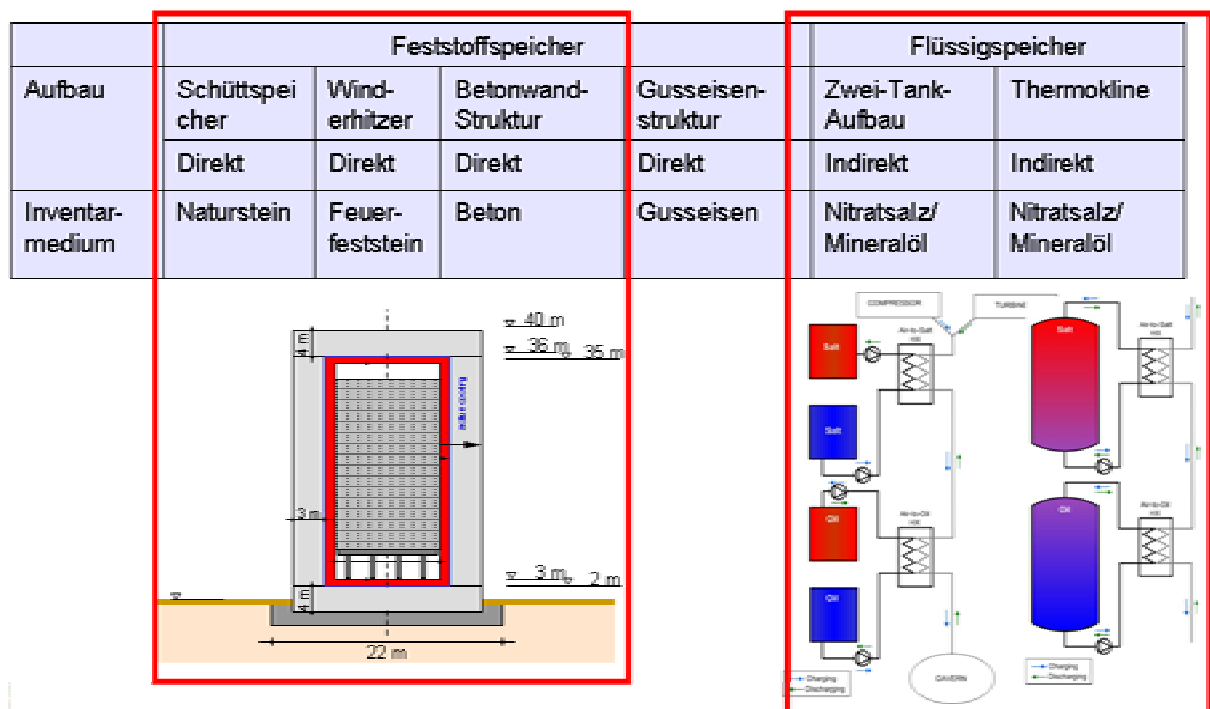


Bild 5: Konzepte für den Aufbau des thermischen Speichers

Ein Benchmarking verschiedener Technologien zur Wärmespeicherung (s. Bild 5) hat den Feststoffspeicher im Direktkontakt mit Luft als besonders aussichtsreiche Variante identifiziert, dies sowohl im Hinblick auf seine Leistungsfähigkeit, als auch sein Potential für besonders kostengünstige technische Lösungen. Große wärmeübertragende Flächen können kosteneffektiv bereitgestellt werden und zur Verringerung der Wärmeübertragungsverluste beitragen. Andererseits erfordert dieses Konzept einen druckbeaufschlagten Betrieb des Speichers, was innovative Lösungen für seinen Behälter

erfordert. Hier wurden Lösungen auf der Basis vorgespannten Betons erarbeitet. Als Inventar sind eine Vielzahl von Materialien nutzbar, so etwa Naturstein, Beton oder Feuerfestmaterialien in verschiedenen Anordnungen. Der damit gegebene weite Parameterbereich bei Kosten und thermischen Eigenschaften eröffnet eine Vielzahl von Entwurfs Optionen und -möglichkeiten zur technisch-ökonomischen Optimierung.

## Turbinenstrang

Die Aufgabe der Luftturbine ist die Umwandlung der Druckenergie der heißen, komprimierten Luft in mechanische Energie zum Antrieb des Generators für die Stromproduktion. Der abzudeckende Lastbereich erstreckt sich von 40% bis 100%. Abhängig von Kavernengröße und –füllungsgrad resultieren hieraus Volumenstromvariationen um bis zu Faktor 3. Die Erzielung maximaler Wirkungsgrade über dem gesamten Einsatzbereich erfordert eine effiziente Eintrittsvolumenstromadaption. Herkömmliche Turbinenregelungskonzepte mit Ventildrosselung und Regelstufe scheiden aufgrund ihrer nachteiligen Verlustcharakteristika aus. Stattdessen wird im Rahmen des AA-CAES-Projekts ein Konzept für eine adaptive Eintrittsstufe entwickelt, die die Verarbeitung großer Druck- und Massenstromvariationen mittels verstellbarer Leitschaufeln bei hohen Wirkungsgraden erlaubt. Eine weitere Folge der großen Volumenstromvariation ist eine starke Dralländerung am Austritt der Turbine, die zu extremen Diffusorfalscheströmungen und damit verbundenen Wirkungsgradminderungen führt. Zur Minimierung dieser Verluste wird ein Diffusor mit adaptiver Eintrittsleitreihe und optimierter Geometrie für axial-radiale und axial-axiale Abströmung implementiert.

Die Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve erfordert eine ausgeprägte Schnellstartfähigkeit von Turnbetrieb bis Vollast im Bereich weniger Minuten. Zum Vergleich: die Anfahrzeiten konventioneller Dampfturbinen liegen etwa eine Größenordnung darüber. Das hierfür entwickelte Konzept sieht eine gezielte Wärmezufuhr während der

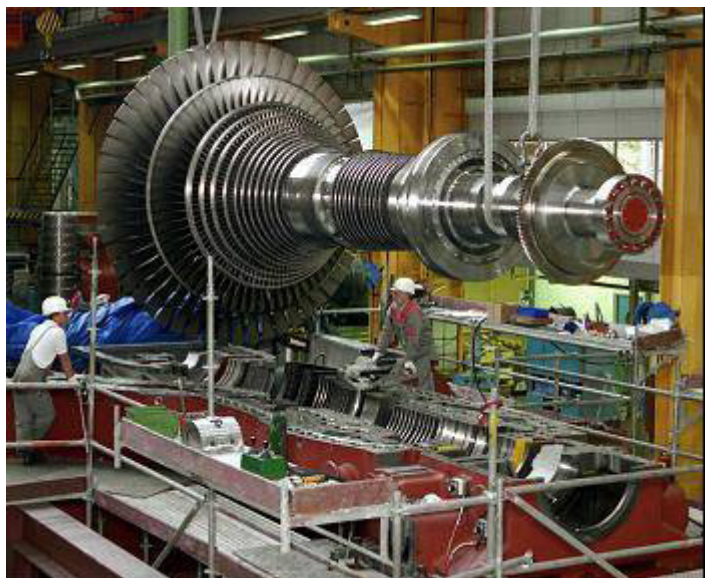


Bild 6: Eingehäusige, einflutige Turbine mit großer Leistungsdichte

Stillstandzeiten vor, deren Ergebnis Temperaturprofile sind, die ein unmittelbares Belasten der Turbine ohne erhöhten Lebensdauerverbrauch ermöglichen.

Die beschriebenen Konzeptentwicklungen erfolgen auf Basis des modularisierten ALSTOM-Standardsortiments, dessen Module an die spezifischen Konzept-, Standort- und Kundenanforderungen angepasst werden können (Bild 6). Die hohen Turbineneintrittsdrücke bis 200bar und –temperaturen bis 600°C sind mit den bestehenden, bewährten Designkonzepten und Materialien beherrschbar. Die Luftturbine wird zur Erzielung maximaler Wirkungsgrade bei minimalen Kosten bis zu einer Leistung von 300MW eingehäusig, einflutig gebaut. Die daraus resultierende Leistungsdichte ist beachtlich: allein die letzte Turbinenstufe erzeugt eine Leistung von annähernd 50MW. Der eingesetzte Standard-Generator ist luftgekühlt und weist ebenfalls einen hohen Wirkungsgrad aus.

### **Systemoptimierung und Wirtschaftlichkeit**

Die technische Optimierung des Gesamtsystems umfasst die bestmögliche Integration der Basiskomponenten Kompressor, Thermischer Speicher, Kaverne und Luftturbine und die konzeptspezifischen Komponenten wie z.B. Zwischenkühler, Nachkühler hinsichtlich Wirkungsgrad, Kosten und Betriebsverhalten (Cost of Electricity). Um die Entwicklungszeiten für die Erlangung eines marktfähigen Produkts zu verringern werden die technischen Arbeiten durchgängig durch ökonomische Analysen begleitet, die die Marktnähe der betrachteten Konfigurationen quantifiziert.

Die betrachteten Leistungsgrößen liegen hierbei zwischen 10MW für die Inselösung bis 300MW für die zentrale Lösung. Die bestbewerteten Konzepte weisen Gesamtwirkungsgrade und Investkosten in der gleichen Größenordnung wie Pumpspeicherkraftwerke auf. Die verschiedenen Anlagenkonzepte werden bezüglich der Erlössituation am Spotmarkt und Regelenergiemarkt bewertet. Hierfür wurden aktuelle Marktdaten herangezogen und Szenarien für die zukünftige Marktentwicklung aufgestellt, die unter Berücksichtigung der wesentlichen Randbedingungen wie Brennstoffpreisen, Emissionszertifizierung, politische Vorgaben etc. die Entwicklung des Kraftwerkparks und die resultierenden Marktpreisentwicklungen prognostizieren. Aufgrund der Vielzahl der technischen, wirtschaftlichen und politischen Einflussfaktoren wurden die Wirtschaftlichkeitsanalysen auf den deutschen und niederländischen Markt beschränkt.

Die historischen Preisdaten für EEX-Spotmarkt und Minutenreserve von 2001 und 2002 ergeben, daß die optimale Speichergröße für eine 260MW-Anlage bei etwa 2400MWh liegt, was etwa 8 Volllaststunden entspricht. Für beide Länder ist somit bereits heute ein äußerst interessantes Marktpotential gegeben, das sich bis zum Jahr 2020 deutlich steigert.

## Schlussfolgerungen und Ausblick

Der von der Europäischen Kommission forcierte Ausbau regenerativer Energien erfordert effiziente Stromspeichertechniken zur netzverträglichen Windstromintegration. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke sind aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade, ihrer Unabhängigkeit von Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisentwicklung und ihres geringen Landschaftseingriffs dafür eine ökonomisch, ökologisch und energiepolitisch interessante Option mit hohem Ausbaupotential.

Auf Grundlage der über 25-jährigen Betriebserfahrungen mit konventionellen, diabaten Druckluftspeicherkraftwerken wird die Realisierung solcher Anlagen bei überschaubarem Entwicklungsaufwand relativ kurzfristig umsetzbar. Noch in diesem Jahr werden die Design-Konzepte für die Basiskomponenten Kompressor, Turbine, Kaverne und Wärmespeicher fertiggestellt. Die Detaillierung der z. T. anspruchsvollen Komponentendesigns sowie der Gesamtanlage soll im Rahmen des geplanten 18-monatigen Folgeprojekts durchgeführt werden. Im Anschluss daran soll das favorisierte Konzept in einer Demonstrationsanlage in Deutschland realisiert werden.

Die durchgeführten detaillierten Projektuntersuchungen zeigen die Wirtschaftlichkeit des AA-CAES-Kraftwerks für eine Vielzahl von Standorten in Europa. Quantitative Marktanalysen und vorläufige Investitionskostenabschätzungen haben zu einer Identifikation aussichtsreicher Zielmärkte geführt. Eine weitere Verbesserung der Marktbedingungen werden der fortschreitende Ausbau von Windenergie und die zunehmende Verteuerung von Brennstoffen und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten ergeben.

[1] Vertrag ENK6-CT-2002-000611 im 5. Rahmenprogramm der Europäischen Kommission, <http://www.cordis.lu/>

[2] Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Februar 2005, Köln, <http://www.dena.de/>

[3] Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2004, VGB PowerTech, Essen

[4] Gatzert C. Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsanalyse innovativer Speichertechnologien am Beispiel eines adiabaten Druckluftspeichers. Proc. Symposium Energieinnovation „Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse“, Februar 2004, Graz, Austria