

Wirtschaftliche und energetische Aspekte von Langzeitspeichern

R. Haas, A. Ajanovic

Die in den letzten Jahren gestiegene Stromproduktion aus volatilen erneuerbaren Energieträgern in Europa hat dazu geführt, dass, um die jährlichen Schwankungen der Stromerzeugung vor allem aus Wind und Photovoltaikkraftwerken auszugleichen, zusätzliche Stromspeicher benötigt werden. In diesem Beitrag wird analysiert, welche Technologien für die Langzeitspeicherung – Monate bis Jahre – in Frage kommen. Folgende Technologien werden in Bezug auf technische, energetische, und wirtschaftliche Aspekte analysiert: Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoff aus Elektrolyse sowie die Erzeugung von Methan aus Elektrolyse und Verbindung mit CO₂.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus diesen Analysen lauten: Pumpspeicherkraftwerke sind derzeit aus ökonomischen und energetischen Gründen die günstigste Technologie zur langfristigen Speicherung von Strom. In Bezug auf Power to Gas-Technologien ist festzustellen, dass energetisch insgesamt in der gesamten Kette die Umwandlungseffizienzen noch zu verbessern sind und wirtschaftlich derzeit kein ökonomischer Anreiz besteht, die Technologien zu nutzen, aber durchaus noch ein hohes Lernpotenzial besteht. Druckluft-Speicherkraftwerke könnten prinzipiell kostengünstig sein, das zentrale Problem für Österreich ist allerdings die technische Realisierbarkeit.

Schlüsselwörter: Langzeitspeicher; Wirtschaftlichkeit; Wirkungsgrad

Economic and energetic aspects of long term storages for electricity.

In recent years in Europe electricity production from intermittent renewable energy sources has increased remarkably. This has led to a demand for additional electricity storages to balance the annual fluctuations of electricity generation especially from wind and photovoltaic power plants. In this contribution we analyze which long-term storage technologies are feasible from a technical, energetic and economic point of view. The following technologies are analyzed: pump storages, compressed air storages, hydrogen from electrolysis and the production of methane from electrolysis and reaction with CO₂.

The major findings from these investigations are following: pump storage power plants are currently the most favorable long-term storage technology for electricity for energetic and economic reasons. With respect to power-to-gas technologies the efficiencies in the whole conversion chain have further to be improved. From an economic viewpoint it can be stated that there is still potential for technological learning. Compressed air storage power plants could be economically attractive, however, the core problem for Austria is the technical realization because of a lack of proper underground storages, e.g. salt caverns.

Keywords: long term storages; economics; energetic efficiency

Eingegangen am 9. Juli 2013, angenommen am 1. August 2013
© Springer Verlag Wien 2013

1. Einleitung

Die Europäische Kommission hat sich in mehreren politischen Dokumenten das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energieträger (EET) an der Stromerzeugung deutlich zu steigern. Tatsächlich ist in den letzten Jahren aufgrund entsprechender Fördersysteme die Stromproduktion aus EET in vielen Ländern beträchtlich gestiegen wie in Abb. 1 für die EU-27 zwischen 1990 und 2010 dargestellt. In diesem Bild ist das Wachstum „neuer“ EET – Wind, PV, Biomasse – dargestellt, die von 1997 bis 2010 von 1 % auf ca. 9 % gestiegen sind.

Diese Zuwächse an volatilen EET haben dazu geführt, dass, um jährliche, monatliche und tägliche Schwankungen der Stromerzeugung aus Laufwasser-, Wind- und Photovoltaikkraftwerken auszugleichen, zusätzliche Stromspeicher benötigt werden.

In diesem Beitrag wird analysiert, welche Technologien technisch, energetisch und wirtschaftlich für die Langzeitspeicherung – Monate bis Jahre – in Frage kommen und weiters deren aktuelle Marktsituation sowie Zukunftsperspektiven diskutiert.

2. Bedarf an Langzeitspeichern

Volatile EET weisen also neben täglichen kurzzeitigen Schwankungen der Stromaufbringung auch über die Monate eines Jahres unterschiedliche Erzeugungsmengen auf, die sich meistens nicht mit der Charakteristik der Stromnachfrage decken. In Abb. 2 ist eine beispielhafte Verteilung von PV-, Wasserkraft- und Wind-Erträgen bei einer Kraftwerksleistung von jeweils 1 MW über ein Jahr in Österreich dargestellt. Wind und PV haben praktisch gegenläufige Aufbringungsprofile, die Laufwasserkraft liegt dazwischen. Die unterschiedlichen Volllaststunden der einzelnen Technologien führen aber zu deutlich unterschiedlichen Erzeugungsmengen.

Haas, Reinhard, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25–25a, 1040 Wien, Österreich (E-Mail: Haas@eeg.tuwien.ac.at); **Ajanovic, Amela**, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25–25a, 1040 Wien, Österreich

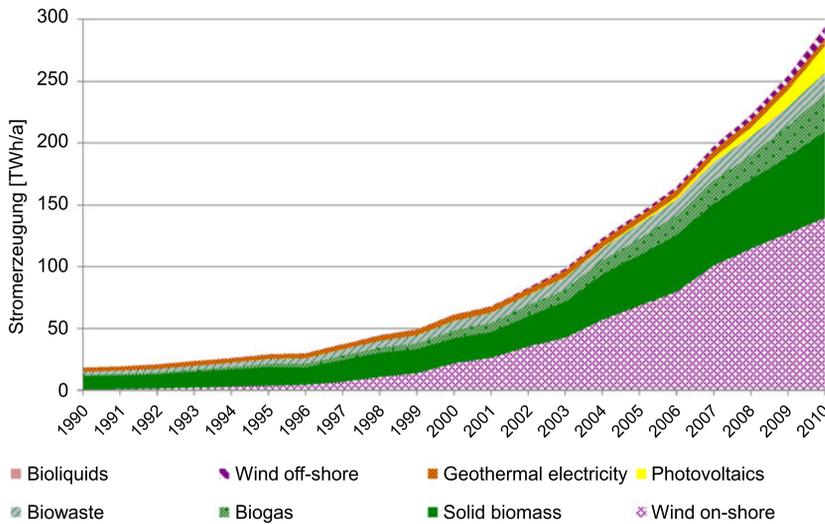


Abb. 1. Entwicklung der Stromerzeugung aus „neuen“ EET (exkl. Wasserkraft) in den EU-27 zwischen 1990 und 2010, in TWh (Quelle: EUROSTAT, EU (2012))

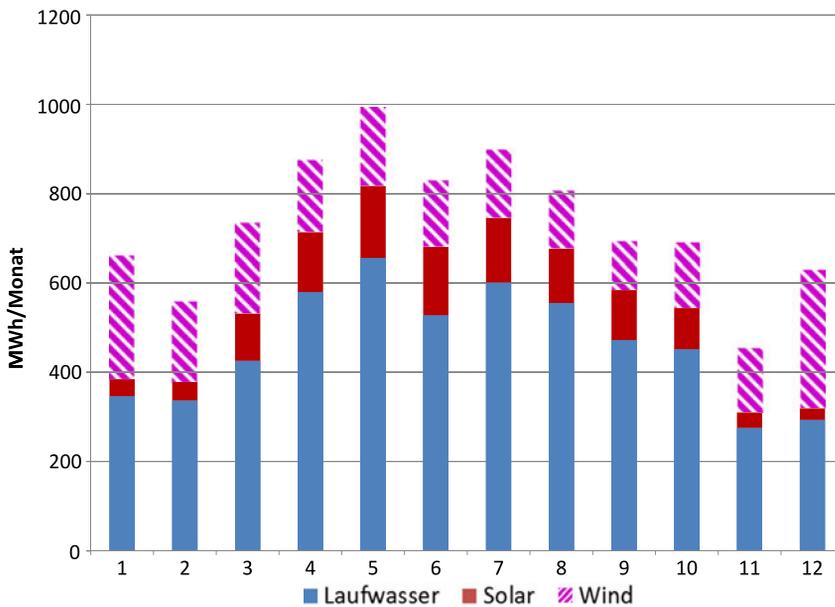


Abb. 2. Verteilung der Erträge aus Photovoltaik-, Laufwasser- und Windkraftwerken (Leistung jeweils 1 MW über ein Jahr im Durchschnitt von Österreich)

Um diese Schwankungen der Aufbringung aus volatilen EET zu mindestens teilweise auszugleichen und vor allem, um temporäre Überschüsse zu speichern, können verschiedene Arten von Speichern eingesetzt werden. Diese werden grob in Kurzzeit- und Langzeitspeicher unterteilt. Eine wichtige Kategorisierung ist jene nach Leistung (Größe) sowie Speicherlade- und -entladezeit. In der folgenden Abb. 3 sind die derzeit wichtigsten Speicher in Bezug auf diese Merkmale gegenübergestellt. Das zentrale Problem von Kurzzeitspeichern ist im wesentlichen die aufgrund hoher Verluste kurze mögliche Speicherzeit. Da der Fokus dieser Arbeit auf möglichen Langzeitspeichertechnologien für Strom liegt, werden stationäre oder mobile Batterien, z. B. für E-Fahrzeuge, nicht weiter berücksichtigt. Für die Analyse verbleiben Pumpspeicherkraftwerke (PSP), Druckluftspeicherkraftwerke sowie Wasserstoff und

Methan aus Power-to-Gas(PtG)-Anlagen als chemische Energiespeicher.

3. Technische Aspekte der analysierten Technologien

In diesem Kapitel werden für die in dieser Arbeit analysierten Speichertypen technische, energetische und ökonomische Aspekte untersucht.

3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Die Speicherung und Wiedernutzung von Strom mit Pumpspeicher (PSP)-Kraftwerken wird seit vielen Jahrzehnten praktiziert und ist damit der am längsten erprobte Stromspeicher. Im Vergleich zu allen anderen heute bekannten Langzeitspeichertechnologien sind sie die effizienteste und derzeit kostengünstigste großtechnische Speiche-

roption. Pumpspeicherkraftwerke weisen moderate Investitionskosten, lange Lebensdauern und hohe Wirkungsgrade auf. Sie werden derzeit meist zum Ausgleich der vom prognostizierten Tagesbedarf abweichenden Leistung im Stromnetz und zum Stromhandel eingesetzt [15].

Die möglichen Standorte und damit Potenziale für Pumpspeicher sind allerdings limitiert, da die Realisierung von Langzeit-Pumpspeicherprojekten hohe Anforderungen an das Geländeprofil als auch an die Bodenbeschaffenheit möglicher Projektstandorte stellt.

Pumpspeicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke, die über ein Ober- und ein Unterwasserbecken verfügen. Die Speicherung von elektrischer Energie erfolgt durch das Pumpen von Wasser aus dem Unterwasserbecken in das Oberwasserbecken, Abb. 4. Auf diese Weise wird elektrische Energie in Form von potentieller Energie gespeichert. Wenn die gespeicherte Energie benötigt wird, strömt das Speichermedium Wasser aus dem Oberwasserbecken in das tiefer liegende Unterwasserbecken. Dabei durchströmt das Wasser eine Turbine, die einen Generator antreibt, der die in der Turbine erzeugte mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt [14].

Der größte Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken ist ihre extrem hohe Flexibilität. So ist es möglich, bei durchschnittlichen Anlagen innerhalb von 75–110 Sekunden die Kraftwerksauslastung von 0 auf 100 % hochzufahren, das Kraftwerk bei plötzlichem Lastrückgang abzuschalten und innerhalb von ca. drei Minuten auf vollen Pumpbetrieb umzustellen. Besonders flexible Anlagen können sogar innerhalb von 30 Sekunden sowohl die Pumpen als auch die Turbinen vom Stillstand auf Maximallast hochfahren. Aufgrund sehr geringer Verluste durch Verdunstung ist die Speicherdauer theoretisch fast

unbegrenzt [17]. Ein weiterer wesentlicher Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken ist, dass sie einen hohen Wirkungsgrad von ca. 80 % aufweisen [8, 10].

Zur Wirtschaftlichkeit ist festzustellen, dass die Investitionskosten für derzeit in Bau oder in Planung befindliche Anlagen mit Jahresspeichern in einer Bandbreite von ca. 1700 bis 2200 EUR/kW liegen [12].

Derzeit gibt es in Kontinentaleuropa Anlagen im Ausmaß von ca. 12 GW (UCTE, 2013). Die derzeitigen Perspektiven für Europa sind, dass bis 2020 Anlagen im Ausmaß von zusätzlich ca. 9 GW in Bau oder Planung sind [12]. Diese würden fast eine Verdopplung der derzeitigen Kapazität bedeuten.

3.2 Druckluftspeicher

Bei Druckluftspeicherkraftwerken – auch: Compressed Air Energy Storage (CAES) – wird mittels eines elektrischen Verdichters Luft komprimiert und in Erdkavernen gespeichert. Diese Technologie ermöglicht prinzipiell nicht nur sehr große Speicherleistungen und -kapazitäten, sondern auch die Option, die Einspeicherleistung, die Ausspeicherleistung und die gespeicherte Energiemenge unabhängig voneinander zu skalieren [19].

Bei diabaten Druckluftspeicherkraftwerken wird mit Hilfe von (überschüssiger) elektrischer Energie ein Motor und in weiterer Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet [3]. Als Speicher kommen zumeist Formationen im Untergrund, wie zum Beispiel Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke, in Frage. Die dem Speicher entnommene Luft wird – um einem Vereisen der Turbine entgegen – zu wirken durch Zugabe eines Brennstoffs (Erdgas) wieder erhitzt, und in einem Gaskraftwerk wiederverstromt. Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung eines diabaten Druckluftspeichers.

Wird ein Speichersystem nach diesem Konzept betrieben, werden allerdings nur relativ bescheidene Wirkungsgrade im Bereich von etwa 45–55 % erreicht, da insbesondere bei der Kompression der Luft erhebliche Mengen an bisher ungenutzter Wärmeenergie anfallen. Diese liegen somit deutlich unter jenen von Pumpspeicherkraftwerken. Des Weiteren benötigen diabate Druckluftspeicherkraftwerke eine Zu-Feuerung mit Erdgas, was wiederum zu Emissionen führt.

Als Alternative zur diabaten Variante – vor allem um den Einsatz fossiler Brennstoffe zu vermeiden – zielen aktuelle Forschungen auf die Errichtung von adiabatischen Druckluftspeichern ab, bei denen die bei der Kompression anfallende Wärmeenergie in thermischen Hochtemperaturspeichersystemen gespeichert wird, Felberbauer et al. [8]. Bei der Entladung des Speichers wird die Wärmeenergie wieder zugeführt. Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Bisher ist noch kein Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben. Der Hauptunterschied zwischen diabaten und adiabaten Luftspeichern besteht somit im thermischen Speicher und hier muss mit deutlich

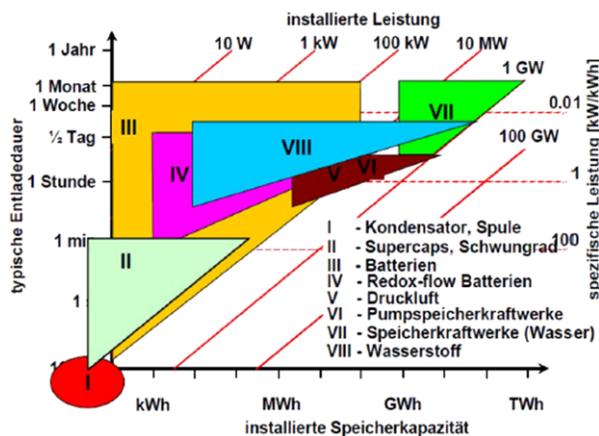


Abb. 3. Typische Entladedauern für verschiedene Speichertechnologien als Funktion der installierten Speicherkapazität (Quelle: VDE [17])

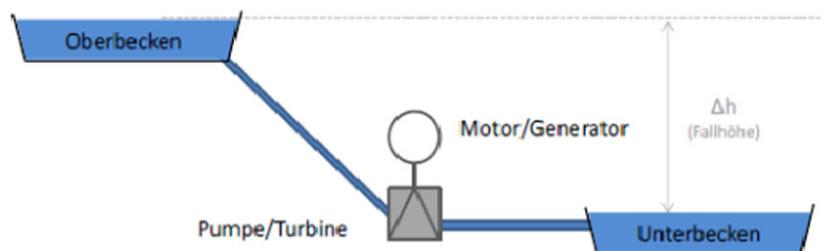


Abb. 4. Pumpspeicher – schematische Darstellung (Quelle: Universal)

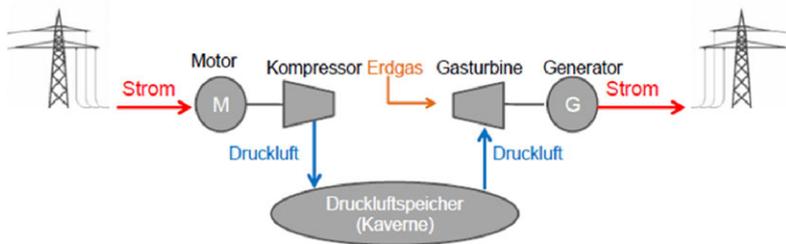


Abb. 5. Diabater Druckluftspeicher – schematische Darstellung (adaptiert nach Felberbauer et al. [8])

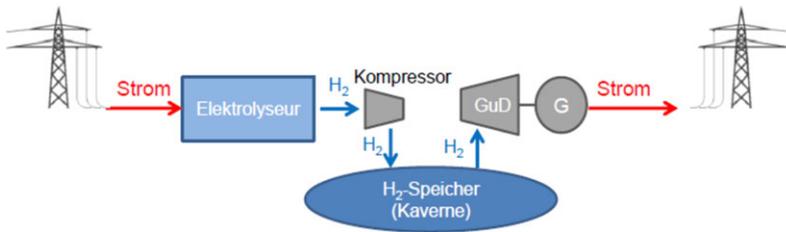


Abb. 6. Funktionsdiagramm eines Wasserstoffspeichers (adaptiert nach Felberbauer et al. [8])

höheren Investitionskosten gegenüber diabaten Systemen gerechnet werden.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist festzustellen: Schätzungen bezüglich aktueller Investitionskosten von diabaten CAES bezogen auf Europa schwanken zwischen 600 und 1200 €/kW ([19]). Die Bandbreite ergibt sich vor allem aus den Unsicherheiten bezüglich der Gegebenheiten am Standort. Dies betrifft die Fragen, ob bereits eine Kaverne vorhanden ist, welches Kavernenvolumen angestrebt wird, und welche bergbaulichen Maßnahmen für eine Nutzung als Speicher noch erforderlich sind.

Zur aktuellen Marktsituation und den derzeitigen Erwartungen und Perspektiven ist festzustellen, dass es keine konkret geplanten Anlagen gibt. Für Österreich sei festgestellt, dass Druckluftspeicher keine vielversprechende Option darstellen, weil es keine geeigneten Salzkavernen gibt. Solche wären aber z. B. in im Norden Deutschlands vorhanden.

3.3 Wasserstoff

In Fragen der Speicherung von elektrischem Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen wird auch Wasserstoff als Speicher überlegt. Dabei soll in Situationen mit einem Stromüberangebot mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und zwischengespeichert werden. Wasserstoff (H₂) ist das häufigste Element des Universums, aber fast ausschließlich in chemischen Verbindungen vorhanden. Somit muss Wasserstoff erst gewonnen werden, dies ist aber immer mit Energieaufwand verbunden. Derzeit wird der Großteil des Wasserstoffs durch Erdgasreformierung in der Petrochemie hergestellt und als chemischer Werkstoff, sowie in Demonstrationsanwendungen in der Energiewirtschaft eingesetzt. Wasserstoffspeicher für Strom nutzen Elektrolyseure, um aus Strom Wasserstoff zu erzeugen, der als Beimischung in Erdgasspeichern oder zukünftig in reinen Wasserstoffkavernen in großem Maßstab gespeichert werden kann.

Wasserstoff ist ein kohlenstofffreier Sekundärenergieträger und besitzt eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte von 33,3 kWh/kg, im Gegensatz dazu jedoch nur eine geringe volumetrische Energiedichte von 3 kWh/m³ (im Vergleich dazu Benzin 8.760 kWh/m³). Um die Energiedichte zu erhöhen, muss Wasserstoff komprimiert

werden. Die Verluste bei der Komprimierung sind unterschiedlich und abhängig vom erforderlichen Druck.

Die Speicherung von Wasserstoff für die Wiederverstromung ermöglicht zum einen sehr große Speicherleistungen und -kapazitäten und zum anderen auch, die Lade- und Entladeleistung unabhängig voneinander zu dimensionieren.

Wasserstoffspeicher können zentral oder dezentral realisiert werden. Für Anlagen im Kraftwerksmaßstab können zur Speicherung ehemalige Erdgasspeicher, Aquifere und Salzkavernen genutzt werden. Salzkavernen ermöglichen hohe Ein- und Auslagerungsraten, häufige Umschläge und benötigen nur einen geringen Mindestdruck im Speicher [8].

Die wichtigsten Komponenten eines Wasserstoffspeichers sind somit Elektrolyseur, Kompressor, und Speicher. In Abb. 6 ist zusätzlich die Nutzung des Wasserstoffs in einem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk dargestellt.

Bei der Elektrolyse und der Verdichtung treten bei kleineren Anlagen höhere Verluste auf, als bei großen angebotsnahen Systemen. Die Wirkungsgrade der Elektrolyse liegen derzeit bei 70–80 %. Insgesamt liegen die Effizienzen bis inkl. Speicherung heute im Durchschnitt bei ca. 65 % (kleine dezentrale Anlagen darunter, zentrale Großanlagen darüber), Felberbauer et al. [8], Wietschel et al. [19]. Die Rückverstromung von H₂ kann entweder als Beimischung zum Erdgas oder möglicherweise in Zukunft als reiner Wasserstoff in Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen realisiert werden. Die derzeit günstigste Option, auch in Bezug auf die Kosten, ist die Wasserstoffverstromung in GuD-Anlagen. Die Effizienz dieses Prozesses liegt heute bei den besten Neuanlagen bei ca. 60 %. Mit Brennstoffzellen kann bei kleinen Anlagen ein Verstromungswirkungsgrad von etwa 50 % erzielt werden.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist festzustellen, dass es in der Literatur kaum detaillierte und belastbare Zahlen gibt. Die Bandbreite liegt zumindest zwischen 1800 und 3100 EUR/kW_{Ele}. Eine große Unsicherheit ist auch, ob sich die Angaben in der Literatur auf kW_{Ele} oder kW_{H₂} beziehen bzw. auf welche Anlagengröße.

In Bezug auf die aktuelle Marktsituation ist festzustellen, dass sich H₂ aus PtG derzeit im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet. Einige Beispiele für Anlagen, die teilweise in Kombination mit CH₄ realisiert wurden, finden sich am Ende von Abschn. 3.4.

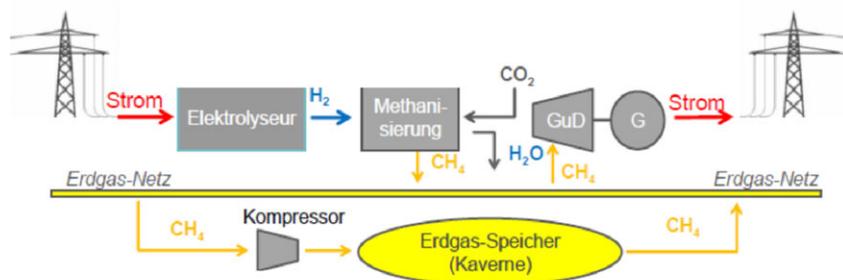


Abb. 7. Beispiel einer PtG-Methan-Speicheranlage, die letztendlich wieder Strom produziert (adaptiert nach Felberbauer et al. [8])

3.4 Power to Gas – Methan

Eine weitere mögliche zukünftige Speicherlösung für Überschussstrom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen ist die Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes. Damit Strom dort gespeichert werden kann, muss er in synthetisches Methan umgewandelt werden. Die Herstellung von Methan aus Strom umfasst zwei Umwandschritte: elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus Strom – siehe Abschn. 3.3 – und Methanisierung durch Zugabe von Kohlendioxid (CO_2).

Das erzeugte synthetische Methan kann direkt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist, dort gespeichert und für unterschiedliche Anwendungen genauso wie Erdgas genutzt werden, z. B. für die Erzeugung von Strom und Wärme in einem Gas- und Dampfkraftwerk (siehe Abb. 7), im Verkehrsbereich oder in industriellen Prozessen [16].

Die PtG-Methan-Technologie ist also eine Erweiterung der reinen PtG-H₂-Variante. Der zusätzliche Prozess der Methanisierung wird im Bereich der Kohlevergasung bereits angewandt und ist im Bereich der Vergasung von Biomasse Gegenstand von Forschungstätigkeiten. Die energetische Effizienz der Methanisierung liegt zwischen 75 und 85 % und ist ein katalytischer Prozess bei Temperaturen zwischen 180 und 350 °C sowie Drücken zwischen 1 und 100 bar [8]. Als mögliche CO_2 -Quellen für die Methanisierung werden fossile Kraftwerke, CO_2 -Speicher (*Carbon Capture and Storage*), Biogasanlagen, industrielle Prozesse und CO_2 aus der Luft untersucht [16].

In Bezug auf den Wirkungsgrad in der Kette wird auf folgenden Überlegungen aufgebaut: Basierend auf einem mittleren Wirkungsgrad der H₂-Erzeugung von 65 % und einer durchschnittlichen Effizienz der Methanisierung von 80 % ist aktuell ein Gesamtwirkungsgrad von 52 % realistisch. Dies beinhaltet die Kette bis inkl. Speicherung. Anmerkung: Dieser Wert ist ein Durchschnittswert für das gesamte Leistungsspektrum. Er wird bei Anlagen im MW-Bereich darunter liegen, bei Kleinanlagen im kW-Segment darüber.

Wird erneuerbares Methan wieder verstromt, ergibt sich in einem Gas- und Dampfkraftwerk (elektrischer Nutzungsgrad: 60 %) ein Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Strom) von etwa 30 %. Berücksichtigt man auch etwaige Verluste durch Transport und Verdichtung in der Größe von 10 %, ergibt sich ein Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Strom) von ca. 27 %.

Die Stärke dieses Konzepts liegt darin, dass bei der Verwendung von Methan als Speichermedium auf eine vorhandene Infrastruktur mit sehr großer Speicherkapazität zurückgegriffen werden kann. Über das bestehende Erdgasnetz lassen sich auch große Energiemengen von den Erzeugungs- zu den Verbraucherzentren transportieren, wo sie dann z. B. in thermischen Kraftwerken verstromt werden können. Diesen Vorteilen steht jedoch der geringe Nutzungsgrad in der Gesamtkette – siehe oben – als zentraler Nachteil gegenüber.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist festzustellen, dass es in der Literatur nur wenige belastbare Zahlen gibt. Einerseits gibt es wenige originäre Quellen, andererseits ist oft die Frage, worauf sich die Angaben in der Literatur beziehen, auf kW_{ELe} oder kW_{CH_4} , und für welchen Zeitpunkt – jetzt oder in Zukunft – diese Angaben gelten. Darüber hinaus ist auch von Interesse, wie die Kosten von den Größenordnungen der Anlagen abhängen.

In einem Ansatz basierend auf den Kosten für H₂, etwas geringeren Kosten für die Speicherung bei PtG-Methan und CO_2 -Methanisierungskosten von 800 bis 1200 €/kW_{ELe} ergibt sich eine Bandbreite von derzeit 2600–4300 €/kW_{ELe}.

Zur aktuellen Marktsituation und den derzeitigen Erwartungen und Perspektiven für PtG-Methan ist festzustellen, dass sich diese derzeit im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet. Die Energiewirtschaft setzt große Hoffnungen auf das erst vor wenigen Jahren entwickelte Verfahren, obwohl die Kosten, wie oben beschrieben, derzeit relativ hoch und die Wirkungsgrade eher noch bescheiden sind. Derzeit existieren vor allem in Deutschland einige Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen von PtG-CH₄ Speicheranlagen. Die wichtigsten gereiht nach Größe sind:

- Audi-e-gas Anlage (6 MW_{ELe}), Werlte, (AUDI AG)
- E.ON-Pilotanlage (2 MW_{ELe}), Falkenhagen, (E.ON Gas Storage GmbH)
- ENERTRAG-Hybridkraftwerk (500 kW_{ELe}), Prenzlau (ENERTRAG AG)
- SolarFuel-Alpha-Anlage (25 kW_{ELe}), Stuttgart; (SolarFuel GmbH)

Weitere PtG-CH₄-Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen in Deutschland sind derzeit geplant.

4. Energetische Bewertung von Langzeitspeichern

Wie bereits erörtert, ist eine wichtige Kenngröße von Speichern ihr Wirkungsgrad. Im Folgenden werden diese für die untersuchten Technologien verglichen. In Abb. 8 findet sich eine zusammenfassende Gegenüberstellung der Bandbreite der Wirkungsgrade auf Basis der Analysen des vorigen Kapitels. Die wichtigsten Literaturquellen dazu sind Wietschel ([19]) und Felberbauer et al. [8]. Diese Werte beinhalten die gesamte Kette bis inkl. Speicherung. Es ist deutlich zu erkennen, dass PSP die höchsten Effizienzen aufweisen. Luftspeicher haben heute ca. 50 % Wirkungsgrad und werden sich bis 2050 leicht verbessern. Den PtG-Technologien wird die größte Wirkungsgradsteigerung zugetraut, vor allem auch in Kombination mit Skaleneffekten, d. h., Steigerung der Anlagengröße. Allerdings werden sie auch in Zukunft hinter den PSP liegen.

5. Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern

Ob sich letztendlich neue Speicherkonzepte am Markt durchsetzen werden und welche wird von deren Kosten im Vergleich zu anderen Optionen (Netzausbau, Demand-side Management, Smart

Grids, verbraucherseitige Reaktionen...) abhängen. In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine zusammenfassende Gegenüberstellung der Kosten auf Basis des Jahres 2010 (basierend auf der Analyse in Abschn. 3). Abbildung 9 zeigt die Bandbreite der Investitionskosten (EUR/kW_{Ele}) basierend auf der zitierten Literatur. Es ist zu erkennen, dass die Kosten für Luftspeicherkraftwerke am niedrigsten sind. Allerdings sind die geeigneten Standorte sehr beschränkt, in Österreich sind praktisch keine geeigneten vorhanden. Bei PSP (Jahrespeichern) liegt die Bandbreite der Investitionskosten zwischen ca. 1700 EUR/kW_{Ele} und 2200 EUR/kW_{Ele} Turbinenleistung, das entspricht etwa 1300 EUR/kW_{Ele} und 1800 EUR/kW_{Ele} Pumpleistung. Anmerkung: Die kW_{Ele} beziehen sich auf die zu speichernde elektrische Leistung. Sowohl das absolute Niveau als auch die Bandbreite der Kosten ist bei der Technologie mit dem geringsten Reifegrad, PtG-Methan, am höchsten.

Die Investitionskosten alleine sagen allerdings noch nichts über die tatsächlichen Speicherkosten aus. Von zentralem Interesse sind natürlich die spezifischen Speicherkosten je kWh, C_{Sp}. Diese werden

wie folgt berechnet (ohne Kosten des gespeicherten Stroms):

$$C_{Sp} = \frac{I\alpha}{T\eta} + C_{BW} \text{ [Cent/kWh]} \quad (1)$$

mit: C_{Sp}: Speicherkosten gesamt bezogen auf kWh aus dem Speicher [Cent per kWh]; C_{BW}: Betriebs- und Wartungskosten [Cent per kWh]; α: Annuitätenfaktor; I: Gesamte Investitionskosten [EUR/kW]; T: Volllaststunden (h/a); η: Wirkungsgrad.

Alle folgenden Berechnungen basieren auf 1800 Volllaststunden und einem Zinssatz von 5 %. Die Abschreibungszeiten sind 30 Jahre für Pumpspeicherkraftwerke, 20 Jahre für die anderen Anlagen. Weiters wird angenommen, dass sowohl Strom als auch CO₂ (für die Methanisierung) kostenlos zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse sind in Abb. 10 dokumentiert, die die Bandbreite der Speicherkosten bezogen auf den Energiegehalt im Speicher (EUR/kWh Speicher) zeigt.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus diesem statischen Kostenvergleich sind: Die Speicherkosten liegen derzeit in den günstigsten Fällen bei 7 bis 9 Cent/kWh und steigen bis auf über 30 Cent/kWh bei PtG-Methan. Dies ist in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit mit den Preisunterschieden (*price spreads*) zwischen Spitzen- und Grundlast auf den Spotmärkten zu vergleichen. Diese sind in den letzten Jahren gesunken. Im Jahr 2008 z. B. lagen sie in Deutschland noch bei 7,5 Cent/kWh (Differenz Netzlast: 25 kW), im Jahr 2010 nur noch bei ca. 4 Cent/kWh, vgl. www.eex.com. Unter diesen Bedingungen ist derzeit keine der untersuchten Technologien wirtschaftlich. Wenn allerdings zusätzlich weitere Mengen an volatilen EET produziert werden, ist damit zu rechnen, dass die *price spreads* deutlich steigen, vgl. Haas et al. [9].

6. Zukunftsperspektiven

Der statische Wirtschaftlichkeitsvergleich aus dem vorigen Kapitel liefert natürlich keine Aussagen in Bezug auf mögliche zukünftige Entwicklungen. Um dafür eine prinzipielle Einschätzung zu ermöglichen, wird im Folgenden ein Szenario für die Zukunft bis 2030 diskutiert. Dieses basiert auf den in den Abschn. 5 dokumentierten Werten und Technologischem Lernen (TL). Umfassende Details zu TL sind in Ajanovic et al. [1] zu finden.

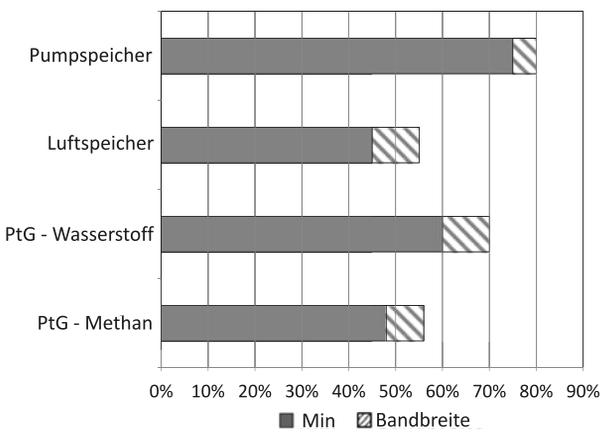


Abb. 8. Bandbreite der Derzeitigen (2010) Wirkungsgrade von Langzeitspeichern aus der Literatur (bis inkl. Speicherung)

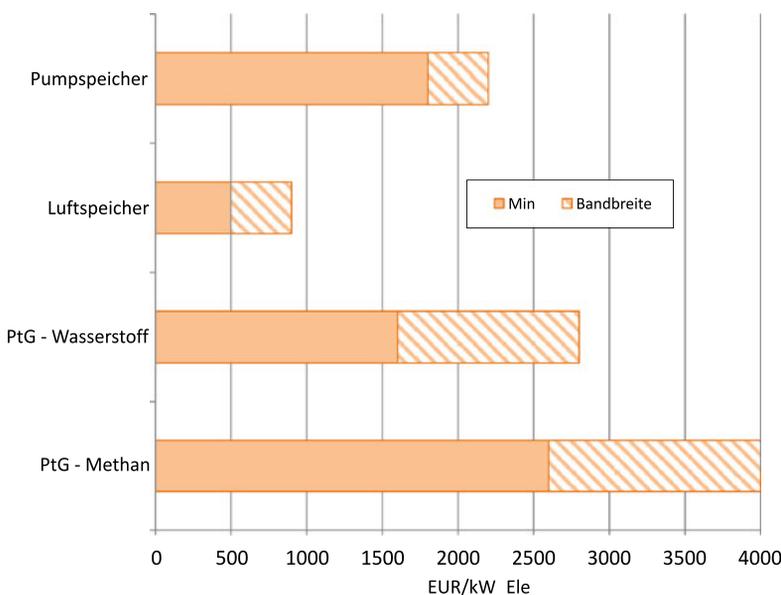


Abb. 9. Bandbreite der Investitionskosten aus der Literatur in EUR/kW_{Ele} bis inkl. Speicher (Kosten real, Preisbasis 2010)

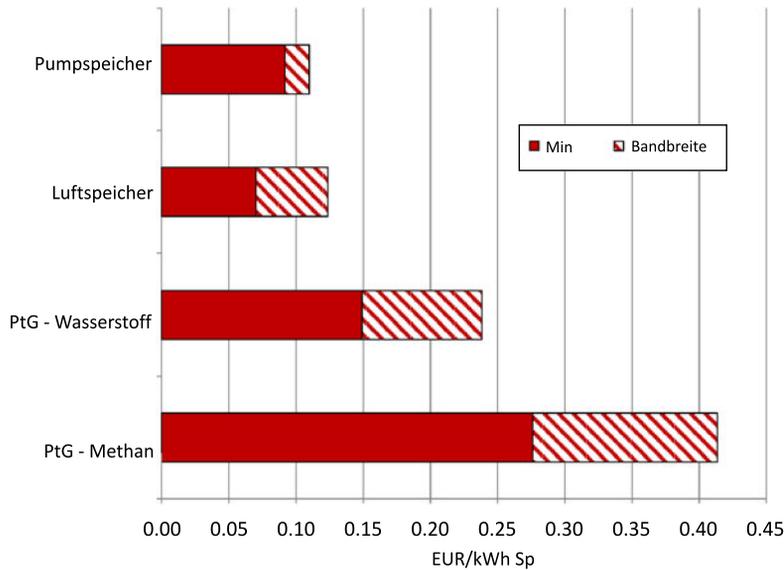


Abb. 10. Bandbreite der Speicherkosten (EUR/kWh im Speicher) für 2010

Als Orientierung dazu können weiters EW-Dossier (2006) und VDE [17] herangezogen werden, die in Bezug auf PtG-H₂ mögliche zukünftige Kostenreduktionen dokumentieren. In Bezug auf PtG-CH₄ sind keine fundierten möglichen zukünftigen Kostenreduktionen aus der Literatur verfügbar. Diese werden sich jedoch weitestgehend an jenen von PtG-H₂ orientieren, da ein Großteil der Kosten auf diesen Teilprozess entfällt, siehe Abschn. 3.

Für Pumpspeicher ist kein weiteres Lernen zu erwarten, da diese eine bereits sehr hoch entwickelte Technologie darstellen und einerseits weitere Lerneffekte schwer zu lukrieren sind sowie andererseits für verschiedene Komponenten, vor allem die Wasserspeicher, andere steigende Kosten – z. B. für Umweltauflagen (Wasserrahmenrichtlinie) – die Lerneffekte kompensieren werden, und darüber hinaus insgesamt sogar sehr wahrscheinlich zu einem Anstieg führen werden.

Für Druckluftspeicherkraftwerke sind Lerneffekte im Wesentlichen zu vernachlässigen, da die Quantitäten in den nächsten Jahren sehr unsicher sind und es nicht klar ist, ob überhaupt weitere dieser Kraftwerke in signifikantem Ausmaß errichtet werden.

Die wichtigsten Ergebnisse für die zukünftige Entwicklung der Investitionskosten sind, dass die Kosten für PSP ansteigen werden, jene der PtG-Technologien um ca. 20 % bis 2030 sinken könnten. Entsprechend ist auch die Entwicklung der Speicherkosten einzuschätzen. Bis ca. 2030 könnte aber PtG-H₂ mit PSP auf einem Kostenniveau von ca. 15 Cent/kWh (Preisbasis 2010) konkurrenzfähig werden.

Anmerkung: Dies ist eine rein ökonomische Analyse, die keine Aussagen in Bezug auf praktisch realisierbare Potenziale erlaubt!

7. Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Erkenntnisse aus diesen Analysen lauten:

Jahrespumpspeicher sind derzeit aus ökonomischen und energetischen Gründen die günstigste Technologie zur langfristigen Speicherung von Strom. Allerdings sind die weiteren Potenziale vor allem in Bezug auf Großprojekte limitiert und durch externe Bedingungen sowie zunehmend ungünstigere Standorte werden sich die Kosten in den nächsten Jahren zumindest erhöhen.

Für Druckluft-Speicherkraftwerke ergibt sich, dass die Technologie entsprechend der verfügbaren und in dieser Arbeit genutzten

Literatur relativ zu den anderen untersuchten Technologien kostengünstig ist. Das zentrale Problem für Österreich ist allerdings, dass es keine geeigneten Speicher, z. B. Salzkavernen, gibt. Solche wären aber z. B. im Norden Deutschlands vorhanden.

Zu den PtG-Technologien ist festzustellen, dass energetisch in der gesamten Kette die Umwandlungseffizienzen noch zu verbessern sind. Bei PtG-Methan gibt es zusätzlich in Bezug auf Methanisierung als Prozess noch deutlichen Forschungsbedarf. Eine weitere offene Frage ist, aus welchen Quellen das CO₂ gewonnen werden soll. Unter der weiteren Randbedingung der verfügbaren Gasspeicher resultiert die Frage nach optimalen Standorten für PtG-Methan-Anlagen.

Zur Wirtschaftlichkeit sei festgestellt, dass derzeit kein ökonomischer Anreiz besteht, PtG-Technologien zu nutzen. Allerdings besteht durchaus noch ein hohes Lernpotenzial. Bis ca. 2030 könnte aber zumindest Wasserstoff mit Jahres-PSP-Kraftwerken konkurrenzfähig werden. Im Endeffekt wird die Wirtschaftlichkeit aller analysierten Technologien davon abhängen, wie sich das Verhältnis von maximalen zu minimalen Spotmarktpreisen und der Preise von Ausgleichs- und Regelleistung entwickeln wird bzw. auf welchem Niveau sich die Strompreise zu Knappheitszeiten einpendeln werden, sowie welche anderen Optionen – Netzausbau, Demand-side Management, Smart Grids, verbraucherseitige Reaktionen – wirtschaftlich attraktiv verfügbar werden.

Literatur

- Ajanovic, A., et al. (2012): Perspectives for alternative energy carriers in Austria up to 2050 (ALTESTRÄ). Wien: EEG.
- Ajanovic, A. (2006): On the economics of hydrogen from renewable energy sources. Dissertation, Technische Universität Wien.
- Crotogino, F. (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. In Tagung Fortschrittlicher Energiewandlung und -anwendung. Stuttgart: VDI-Gesellschaft Energietechnik.
- Deane, J. P., Gallachóir, Ó. B. P., McKeogh, E. J. (2010): Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 14(4), 1293–1302.
- Erben, S. (2008): Wirtschaftlicher, energetischer und ökologischer Vergleich von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie. Diplomarbeit, Technische Universität Wien.
- Erdmann, G., Ehlers, N. (2011): Neue Ansätze für die marktorientierte Förderung Erneuerbarer Energien, IEWT 2011, Wien.

7. ew dossier, Regenerative Energien, „Speichermöglichkeiten der Windenergie“, ew Jg. 105, Heft 25, 2006.
8. Felberbauer, K. P., Kloess, M., Jungmeier, G., Haas, R., Könighofer, K., Prügler, W., Pucker, J., Rezanian, R., Beermann, M., Wenzel, A. (2012): Energiespeicher der Zukunft – Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme. FFG-Projekt Nr.: 821935, Endbericht.
9. Haas, R., Auer, H., Resch, G., Lettner, G. (2013): The growing impact of renewable energy in European electricity markets. *Energy* 57, 38–43.
10. Ibrahim, H., Illinca, A., Perron, J. (2008): Energy storage systems – characteristics and comparisons. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 12, 1221.
11. Neupert, U., Euring, Th., Kretschmer, Th., Notthof, C., Ruhlig, K., Weimert, B. (2009): Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliche Potenziale. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
12. Platts: Power in Europe, verschiedene Ausgaben 2012/2013.
13. Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung – ISI.
14. Rummich, E. (Hrsg.) (2009): Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen. Renningen: Expert Verlag.
15. Sauer, D. U. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. *Solarzeitalter*, 4, 12–34.
16. Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 14), Kassel.
17. VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energieträger. Frankfurt: ETG im VDE.
18. Weber, O. (1975): Das Luftspeicher-Gasturbinenkraftwerk Hüntorf. *BBC-Nachrichten* 7/1975.
19. Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, Ch., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart: Fraunhofer.
20. Zunft, S., et al. (2006): Adiabatic compressed air energy storage for the grid integration of wind power. In Sixth international workshop on large scale integration of windfarms and transmission networks for offshore windfarms.

Anhang

Tab. 1. Zusammenfassung der Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalysen

ALLGEMEIN:

Zinssatz real: 8.0 %
VLH: 1800 h/a

KOSTENSTRUKTUR INPUT:

	Invest. Kosten EUR/kW	Speicher- leistung	Wirkungs- grad	Kosten O&M Fix (EUR/kW/Jahr)	Kosten O&M Var (EUR/kWh)	Abschreibungs- dauer (Jahre)	Lebensdauer (Jahre)
Pumpspeicher	2000	300 MW	0,8	20	0,003	30	60
Druckluftspeicher	800	300 MW	0,5	25	0,005	20	40
PtG-Wasserstoff	2000	30 MW	0,7	40	0,025	20	25
PtG-Methan	3600	30 MW	0,48	50	0,05	20	25

Alle Kosten real, Preisbasis 2010

Autoren



Reinhard Haas

ist Universitätsprofessor am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien, Österreich, und leitet dort die Energy Economics Group. Er hat an der TU Wien Maschinenbau studiert und im Fachgebiet „Energiewirtschaft“ promoviert. Seine Forschungsschwerpunkte mit über 80 Publikationen in den letzten zehn Jahren sind: Liberalisierung vs. Regulierung

von Energiemärkten, energiepolitische Strategien zur Verbreitung erneuerbarer Energieträger und zur Energieeffizienzsteigerung, nachhaltige Energiesysteme, Energiemodelle und Szenarien. Weiters war und ist er in eine Vielzahl von Forschungsprojekten im Auftrag von Energieversorgungsunternehmen, nationaler Ministerien und Forschungseinrichtungen sowie vor allem auch der EU involviert.



Amela Ajanovic

ist Senior Researcher am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien, Österreich. Sie hat an der TU Wien Elektrotechnik studiert und im Fachgebiet „Energiewirtschaft“ promoviert. Ihr aktueller Forschungsschwerpunkt sind nachhaltige Verkehrssysteme. Dies beinhaltet im Einzelnen die energetische, ökologische und ökonomische Bewertung alternativer Antriebssysteme, Kraftstoffe und Speichersysteme im Verkehr, die Modellierung von Verkehrsnachfrage und energiepolitischen Instrumenten sowie die Erstellung von Szenarien. Dr. Ajanovic hat in diesem Bereich in Projekten mit der EU, der IEA und anderen nationalen und internationalen Forschungseinrichtungen kooperiert und zu diesen Schwerpunkten eine Vielzahl von Arbeiten in internationalen Zeitschriften und Proceedings publiziert.

Dr. Ajanovic hat in diesem Bereich in Projekten mit der EU, der IEA und anderen nationalen und internationalen Forschungseinrichtungen kooperiert und zu diesen Schwerpunkten eine Vielzahl von Arbeiten in internationalen Zeitschriften und Proceedings publiziert.