

Anhänge

- I. Benutzungsgrad von Windenergieanlagen (3 Folien)
- II. Speicherbedarf einer bedarfsgerechten Stromversorgung in Abhängigkeit von Erzeugung, länderübergreifender Kooperation und Speichersystemen (1 Folie)
- III. Energiesystem in Deutschland vor der Energiewende 2010 (1 Folie)
- IV. Potentialorientierter Ausbau der regenerativen Energiesysteme (2 Folien)
- V. Prinzipielle Entwicklung der Stromkosten in Abhängigkeit von der zeitlichen Umsetzung der Energiewende
- VI. Idee des Stülpmembranspeichers

Erhöhung des Benutzungsgrads (Volllaststundenzahl)

- **größere Rotordurchmesser**
- **größere Nabenhöhen in Luftschichten mit höheren Windgeschwindigkeiten**

Die Windleistung

- erhöht sich mit dem Quadrat der Rotordurchmesser
doppelter Durchmesser => vierfache Leistung
- erhöht sich mit der Dritten Potenz der Windgeschwindigkeit
doppelte Windgeschwindigkeit => achtfache Leistung

Wird bei diesen Maßnahmen die Nennleistung einer Windenergieanlage beibehalten, dann erhöht sich die im Durchschnitt abgegebene Leistung und damit der Benutzungsgrad

bei deutlich reduzierter Ladungsabweichung.



Werden Windenergieanlagen auf größere Volllaststundenzahlen oder gleichbedeutend auf einen höheren Benutzungsgrad ausgelegt, dann reduziert sich die Ladungsabweichung der damit umgewandelten elektrischen Energie deutlich.

Werden gleichartige Windenergieanlagen an unterschiedlichen Standorten aufgestellt, dann erreichen sie an windschwächeren Standorten niedrigere und an windstärkeren Standorten höhere Volllaststundenzahlen.

Dieser nicht an die Standortverhältnisse angepasste Einsatz führt dazu, dass Windenergieanlagen im Meer, wo der Wind ungestört bis nahe an den Boden sein Geschwindigkeitsprofil ausbilden kann, höhere Volllaststundenzahlen erreichen, als im Binnenland, wo die hohen Windgeschwindigkeiten erst in größeren Höhen erreicht werden.

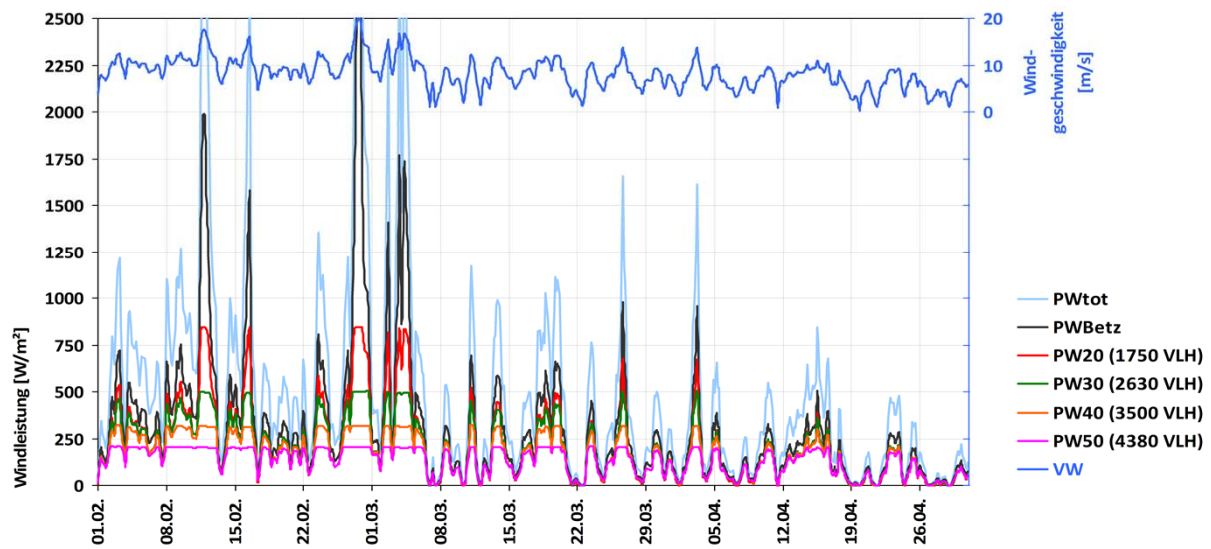
Würden Offshore-Anlagen, bei erhöhtem Bauaufwand, mit stärkeren Generatoren ausgerüstet, dann würde deren Energieertrag zunehmen, bei gleichzeitig abnehmender Volllaststundenzahl.

Würde, bei reduziertem Bauaufwand, die Generatorleistung von Binnenlandanlagen zurückgenommen, dann würde deren Volllaststundenzahl zunehmen, bei etwas reduziertem Energieertrag.

Einige Hersteller bieten sogenannte „Schwachwindanlagen“ an, die in diese Richtung weisen.

Benutzungsgrad und Leistungsabgabe

in einer beispielhaft gewählten Region für einen beispielhaft gewählten Zeitraum



(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

83

Dieses Diagramm zeigt im oberen Bereich beispielhaft den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeit einer Region für einen gewissen Zeitabschnitt bezüglich der rechten Y-Achse.

An der linken Y-Achse ist die Windleistung aufgetragen, die pro Quadratmeter Strömungsquerschnitt in diesen Luftmassen steckt bzw. über technische Systeme aus diesen Luftmassen abgegriffen werden kann. Weil sich die Windleistung PW proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit VW verhält, kommt es bei höheren Windgeschwindigkeiten zu enormen Leistungsspitzen, mit mehreren Kilowatt pro Quadratmeter Strömungsquerschnitt.

Bedenkt man, dass bei großen Windenergieanlagen Flächen von über 10.000 Quadratmetern aus den bewegten Luftmassen abgegriffen werden, dann wird deutlich, dass dabei erhebliche Leistungen mit mehreren Megawatt auftreten.

Die bewegten Luftmassen können nicht auf null abgebremst werden. Deshalb kann nur ein Teil der ihnen innewohnenden totalen Leistung PW_{tot} in andere Leistungsformen umgewandelt werden.

Der Physiker Betz wies in den 20-er Jahren des letzten Jahrhunderts nach, dass physikalisch maximal $16/27$ ($\approx 59,3\%$) der totalen Windleistung geerntet werden kann, wenn die bewegte Luftmasse in einer verlustfreien Energieumwandlungsanlage auf ein Drittel ihrer ursprünglichen Geschwindigkeit verlangsamt wird.

Technisch ist man mit guten Windenergieanlagen in optimierten Betriebsbereichen in der Lage über 50% der totalen Windleistung abzugreifen.

Man verzichtet allerdings darauf, diesen hohen, als Leistungsbeiwert bezeichneten Erntefaktor, auch bei selten auftretenden hohen Windgeschwindigkeiten zu erreichen.

Ab einer Abregelungswindgeschwindigkeit verändert man die Anstellwinkel der Rotorblätter so, dass der Wind weniger verlangsamt und die maximale Leistung des Generators nicht überschritten wird.

Je nach technischer Auslegung der Windenergieanlage kann diese Abregelung bei niedrigeren oder höheren Windgeschwindigkeiten einsetzen.

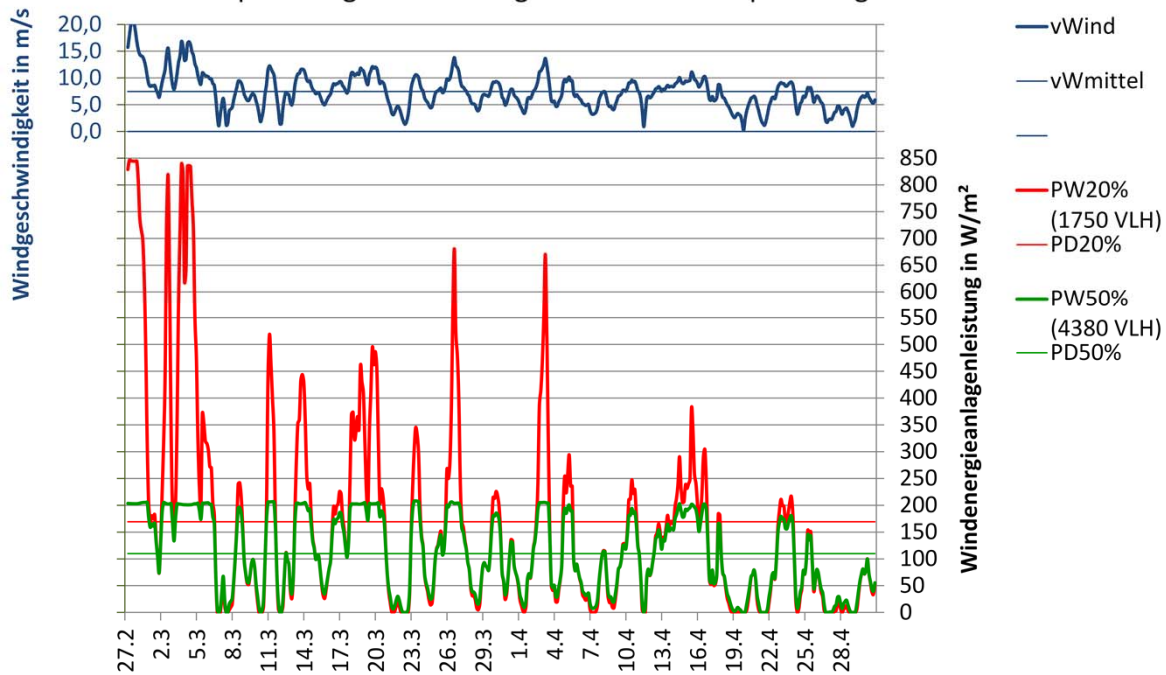
Je höher diese Abregelungswindgeschwindigkeit gewählt wird, desto seltener wird die Nennleistung der Windenergieanlage erreicht, desto weniger Volllaststunden kommen zustande und desto niedriger bleibt der Benutzungsgrad.

Umgedreht steigt der Benutzungsgrad bei einer Auslegung auf eine niedrigere Abregelungswindgeschwindigkeit.

Die aus der totalen Windleistung abgegriffenen Anlagenleistungen sind in dem Diagramm für Benutzungsgrade von 20% (PW₂₀) bis 50% (PW₅₀) dargestellt.

Benutzungsgrad und Durchschnittsleistung

in einer beispielhaft gewählten Region für einen beispielhaft gewählten Zeitraum



(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

84

Den technisch interessierenden, umwandelbaren Leistungsbereich veranschaulicht dieses Diagramm in größerer Auflösung.

Zusätzlich sind darin die sich ergebenden Langzeitdurchschnittsleistungen als gestrichelte Linien eingezeichnet.

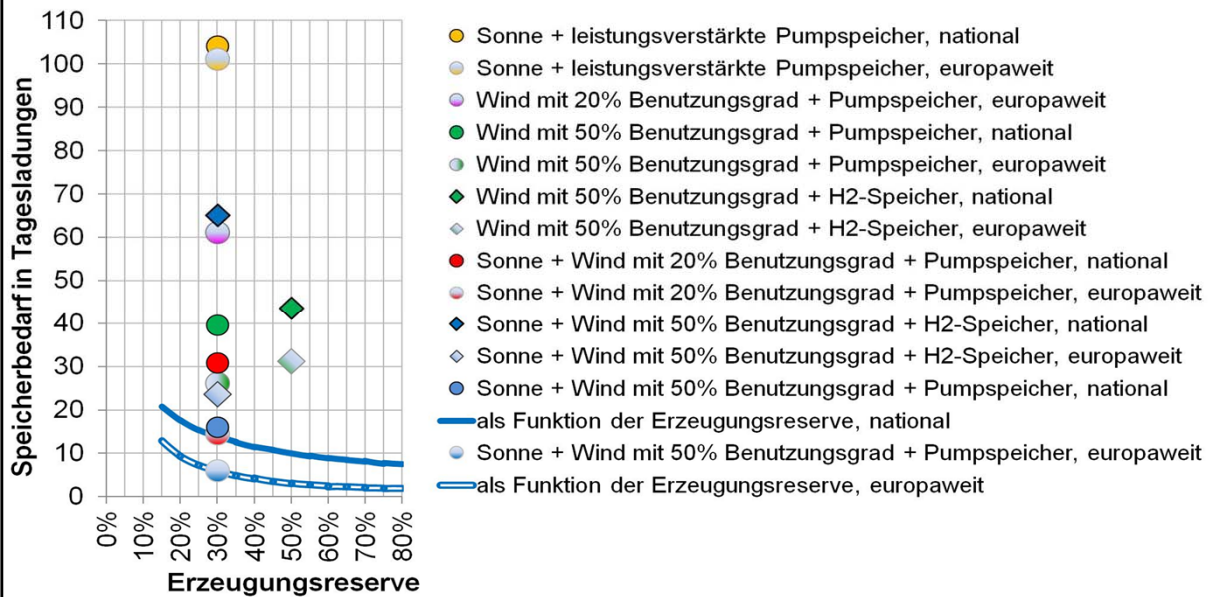
Während die Nennleistungen (= Maximalleistungen) in Abhängigkeit des Benutzungsgrades einen erheblichen Unterschiede aufweisen, liegen die erreichten Durchschnittsleistungen viel näher beisammen.

Im gezeigten Beispiel läge bei einer Viertelung der installierten Nennleistung bei gleichem Rotordurchmesser die abgegebene Leistung bei 50% Benutzungsgrad immer noch bei ca. 61% der Durchschnittsleistung, die bei 20% Benutzungsgrad erreicht wird.

Mit einem hohen Benutzungsgrad verbessert sich die Gleichmäßigkeit der umgewandelten elektrischen Leistung, bei gleichzeitig reduziertem Bauaufwand.

Der Energieertrag ist proportional zur erreichten Durchschnittsleistung.

Wie groß müsste die „Batterie“ sein?



Annahmen: Pumpspeicherwirkungsgrad 80%, H2-Speicherwirkungsgrad 40%, keine Selbstentladung, länderübergreifender Fernübertragungswirkungsgrad 95%

(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

85

Eine Auswahl von untersuchten Szenarien zeigt dieses Diagramm.

Jeder Eintrag repräsentiert eine regenerative Stromversorgung, welche die Nachfrage bedarfsgerecht decken könnte.

Der notwendige Speicherbedarf variiert von mehr als 100 Tagesladungen bei reinen Solarenergieszenarien, herunter zu wenigen Tagesladungen, bei optimierten Verhältnissen.

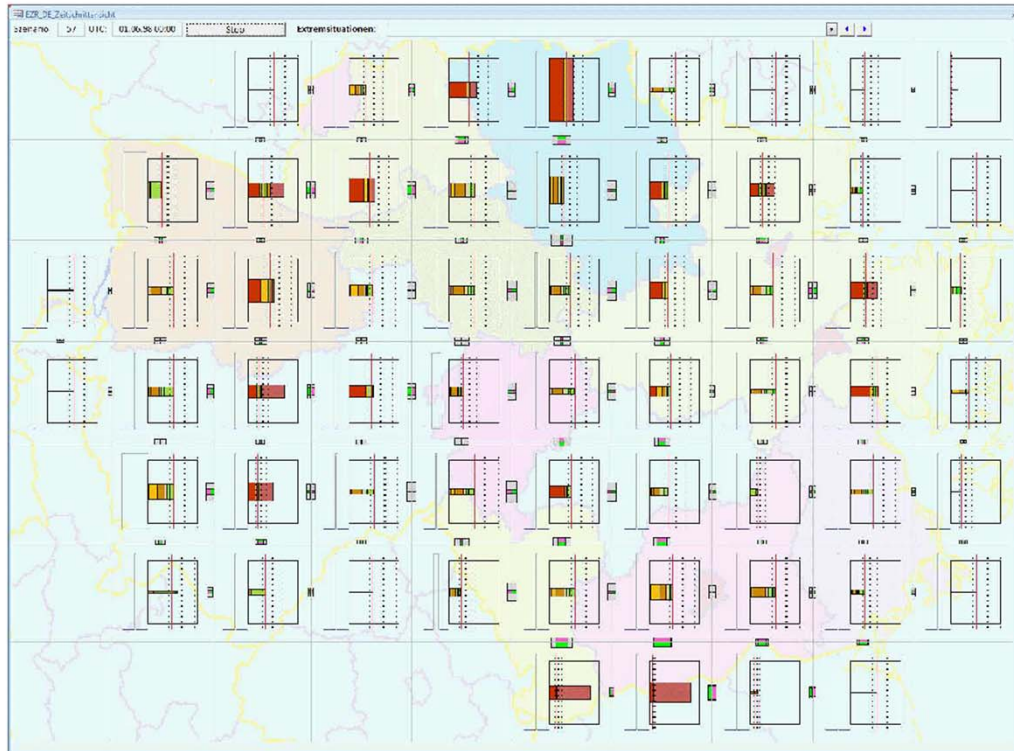
Je besser die Abstimmung zwischen Wind und Sonne, die grenzüberschreitende Kooperation, je höher die Erzeugungsreserve und der Speicherwirkungsgrad, desto niedriger wird die erforderliche Speicherkapazität zum Ausgleich der Volatilität – und umgekehrt.

Dabei sind nationale Lösungen mit 14 Tagen Speicherkapazität, und länderübergreifende Lösungen mit 6 Tagen und darunter, erreichbar.

Versorgungssysteme mit Gasspeichern, auf der Basis von Wasserstoff oder Methan würden ebenfalls funktionieren.

Wegen der größeren Verluste würden diese höhere Erzeugungsreserven und Speicherkapazitäten erfordern.

Zeitschrittanalyse mit optimalem Netzausbau, vor Energiewende, 14 Tage im Juni



(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

86

Hinweis:

Hier handelt es sich um eine Animation die in der kommentierten PDF Version nicht abgespielt werden kann.

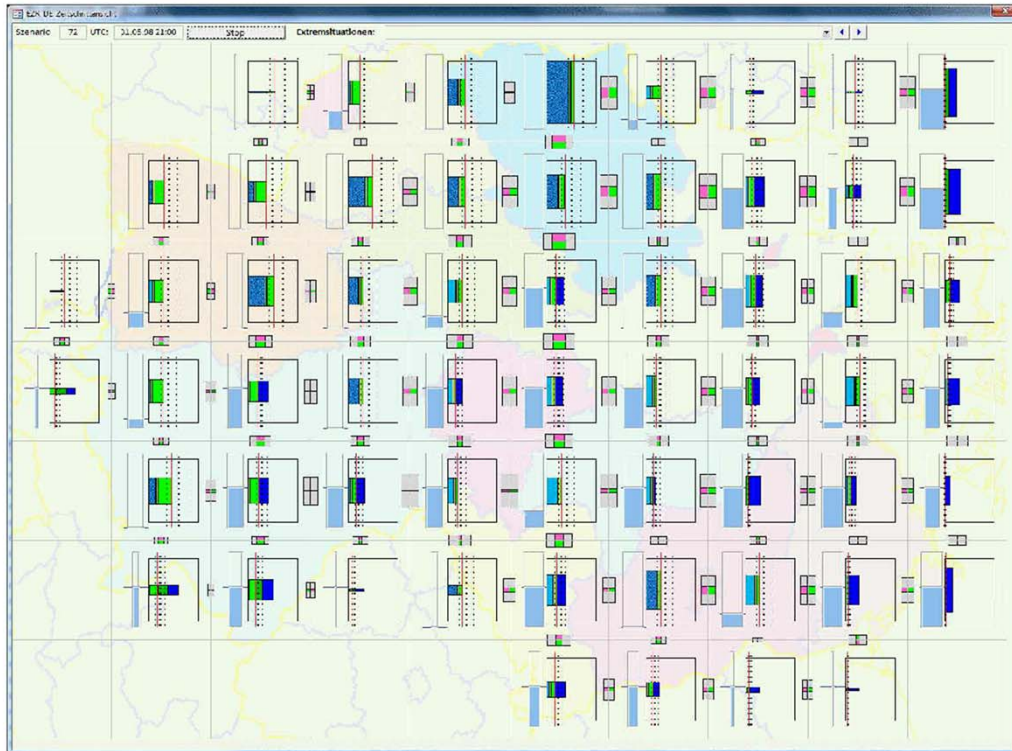
Lässt man die aufeinander folgenden Systemzustände als Animation in rascher Folge ablaufen, dann bekommt man einen Eindruck von der Dynamik der Stromversorgung mit den Wechselbeziehungen zwischen Erzeugung, Verbrauch, Übertragungsnetz und Speichersystemen.

Die Sequenz zeigt die Versorgungssituation mit dem Kraftwerkspark in Deutschland vor der Energiewende im Jahr 2010, auf Basis von realen Wetterdaten und Verbrauchsdaten, eines beispielhaft ausgewählten Jahres.

Die volatilen regenerativen Energien aus Wind und Sonne spielen darin noch keine bedeutende Rolle.

Die Sequenz kann zum Vergleich mit dem nachfolgenden Szenario verwendet werden, um den Transformationsaufwand abschätzen und einordnen zu können.

Potentialorientierte Erzeugung mit optimalem Netzausbau und Methanspeichern, 14 Tage im Juni



87

Hinweis:

Hier handelt es sich um eine Animation die in der kommentierten PDF Version nicht abgespielt werden kann.

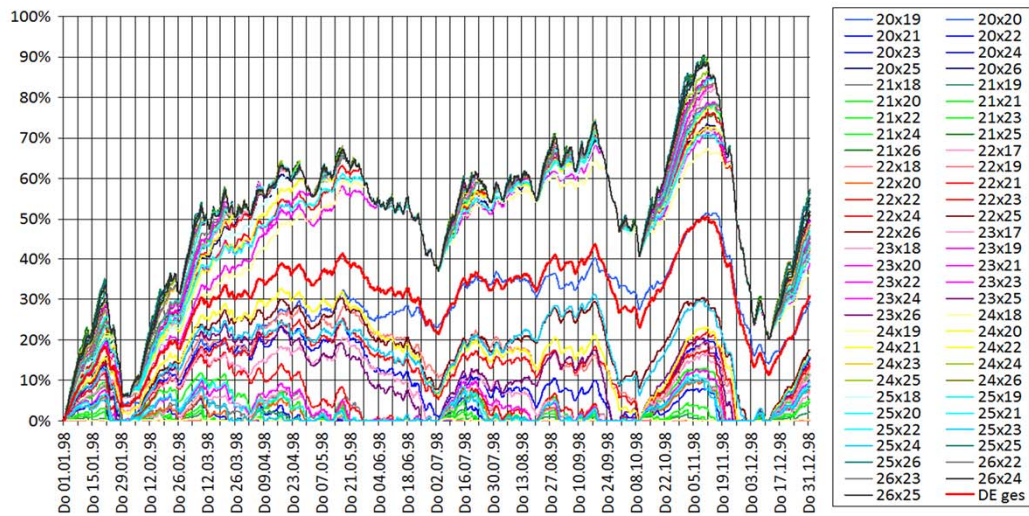
Die potentialorientierte Erzeugung von Strom entspricht der gängigen Vorstellung zur Umsetzung der Energiewende.

Potentialorientiert bedeutet, dass Wind und Sonne verstärkt dort umgewandelt werden, wo sie in der bodennahen Schicht mit der größten Leistungsdichte anfallen (Wind Offshore und im Norden, Sonne im Süden).

Diese Strategie erfordert einen erheblichen Aus- und Neubau von Stromnetzen, weil sich die Verbrauchszentren meist anderswo befinden und weil sich die Ausgleichswirkungen zwischen Sonne und Wind nur über die großen Distanzen der jeweiligen Erzeugungsschwerpunkte realisieren lassen.

Methan Speicher Ladezustand, potentialorientierte Erzeugung

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998



Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands
 Potentialorientierter Ausbau von Wind und Sonne, Speichern mit 38% Wirkungsgrad,
 50% Wind-Benutzungsgrad, **Fernübertragungsleistung orientiert am maximalen Exportpotential**

(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

88

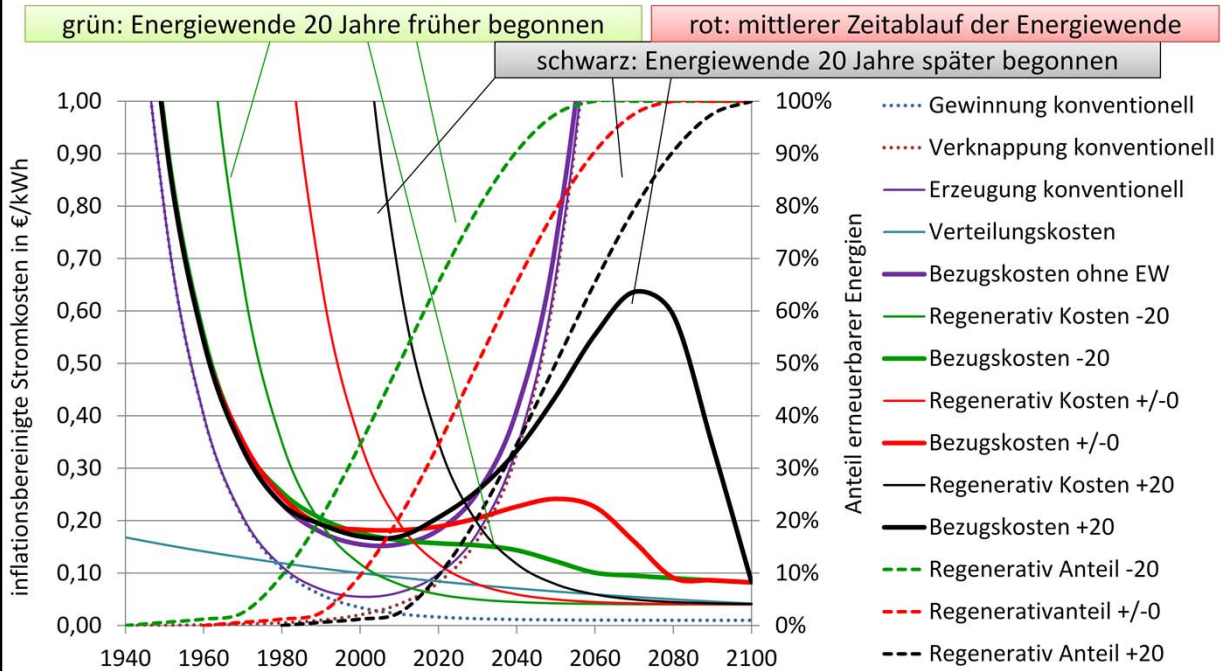
Würde man nicht, wie vorher angenommen, die Erzeugungssysteme bevorzugt dort aufstellen, wo auch die Nachfrage stattfindet, sondern möglichst dort anhäufen, wo besonders gute Erträge zu erwarten sind (Wind im Norden, Photovoltaik im Süden), dann müsste ein deutlich stärkerer Netzausbau dafür sorgen, dass überall, auch bei längeren Flauten, genügend elektrische Leistung bereitgestellt werden kann.

Gasnetze hätten bei dieser Systemauslegung gegenüber Pumpspeichern den Vorteil, dass Methanisierung und Rückverstromung an unterschiedlichen Stellen erfolgen könnte. Dies könnte die hier dargestellten Ungleichgewichte bei der Speicherbewirtschaftung relativieren.

Wichtig ist, dass die für Gesamtdeutschland gemittelte Speicherladungskurve sich in ihrem qualitativen Verlauf kaum von der Speicherladungskurve unterscheidet, die sich bei bedarfsorientierter Verteilung der Erzeugungssysteme einstellt.

Die höheren Speicherverluste dieser Systemgestaltung mit gleicher Erzeugungskapazität erkennt man an der insgesamt niedrigeren Speicherladung am Ende des beispielhaften Untersuchungszeitraums.

Prinzipielle Entwicklung der Stromkosten während der Energiewende in Abhängigkeit des Zeitplans



(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

89

Energiewende braucht Zeit und erfordert selbst Energie, um die Strukturen für eine regenerative Versorgung aufzubauen. Für die Gesamtkosten der Transformation ist es deshalb entscheidend, auf welchem Kostenniveau für konventionelle Energie die Umstellung stattfindet.

Die Gewinnungskosten für konventionelle Energieträger würden unter gleichen Gewinnungsbedingungen durch Technologiefortschritte ständig abnehmen. Die Verknappung der fossilen Rohstoffe macht die Gewinnung jedoch zunehmend aufwändig. Die Erzeugung von Energie aus konventionellen Primärenergieträgern durchläuft deshalb eine Phase minimaler Preise, bis die Verknappung einen Preisanstieg bewirkt, der durch Gewinnungstechnologiefortschritt nicht mehr ausgeglichen werden kann.

Die Stromverteilungskosten nehmen durch Technologiefortschritt stetig ab.

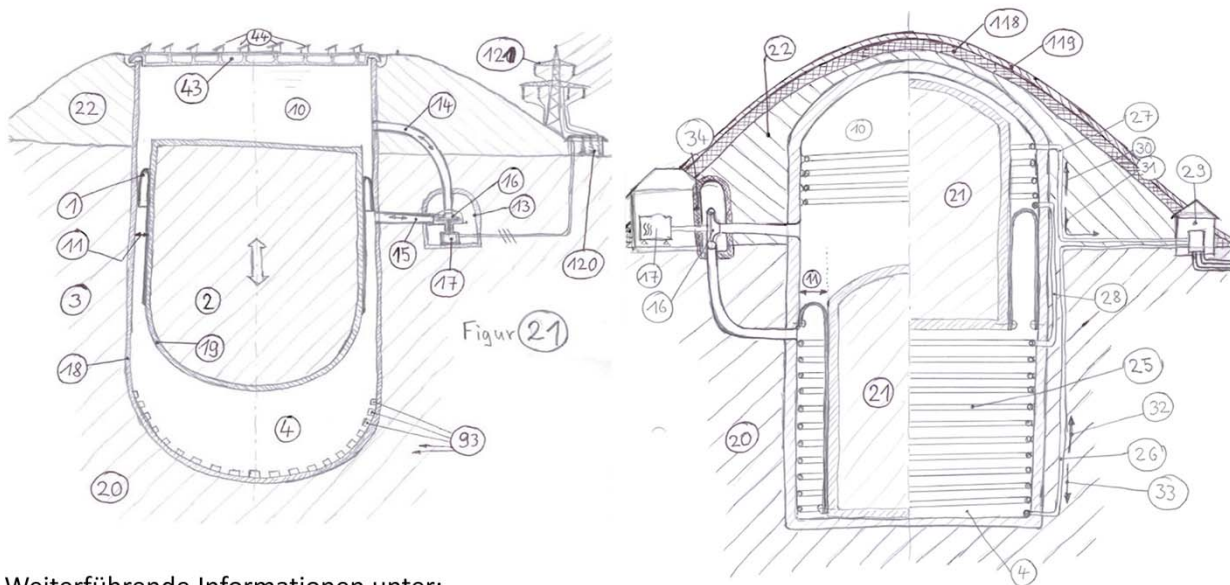
Die Lernkurve zur Nutzung regenerativer Energien (inklusive der Speicherung!) kommt, wie bei den konventionellen von einem hohen Niveau. Da bei den Regenerativen keine Verknappung eintritt, bewirkt der Technologiefortschritt jedoch eine stetige Kostenreduzierung.

Je nach Beginn und zeitlichem Ablauf der Transformation, findet diese auf einem unterschiedlichen Kostenniveau für konventionelle Energie statt. Obwohl die Transformationskosten immer in gleicher Höhe angesetzt wurden, ist davon auszugehen, dass eine zu spät begonnene Transformation erheblich höhere Energiekosten verursachen würde. Am kostengünstigsten ist die Transformation auf niedrigem bzw. noch fallendem Kostenniveau für konventionelle Energieträger zu erreichen. In der Anfangsphase entstehen dabei jedoch Kostennachteile gegenüber Energiesystemen, die keine Vorsorge für die Zeit danach treffen. Das Zeitfenster minimaler Gesamttransformationskosten könnte aber bereits abgelaufen sein. Verzögerungen der Energiewende können daher tendenziell zu einer Erhöhung der Energiekosten während der Umstellungsphase führen. Über die richtige Vorgehensweise wird man aber erst im Nachhinein urteilen können, da die tatsächliche Kostenentwicklung sowohl der konventionellen als auch der regenerativen Energiekosten nicht sicher vorhergesagt werden kann.

Diese hier nur prinzipiell aufgezeigten Zusammenhänge sollten berücksichtigt werden, wenn über die zeitliche Umsetzung der Energiewende diskutiert wird. Die Kosten zur Technologieentwicklung werden immer anfallen. Anfängliche Kostennachteile werden jedoch ab dem Zeitpunkt kompensiert, ab dem Kostengleichheit für konventionell und regenerativ gewonnene Energie eintritt.

Wartet man mit dem Beginn der Transformation auf Marktsignale dahingehend, dass die Kosten der neuen Technologie kleiner gleich der alten Technologie sind, dann ist eine deutliche Hochpreisphase zu erwarten, weil von einem konventionellen auf ein regeneratives Energiesystem nicht wie beim Umlegen eines Schalters umgestellt werden kann. Eine zu spät eingeleitete Energiewende kann durchaus die Leistungsfähigkeit einer Volkswirtschaft überfordern.

Stülpmembranspeicher



Weiterführende Informationen unter:

www.stuelpmembranspeicher.de

(C) Prof. Dr.-Ing Matthias Popp, Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, www.poppware.de

90

Der Stülpmembranspeicher vermeidet viele Nachteile bekannter geotechnischer Speichervorschläge wie Überflutungsängste bei Dammversagen und großen Flächenbedarf bei klassischen Pumpspeichern oder die Abdichtungsproblematik und hohe Homogenitätsanforderungen an den Untergrund bei Lageenergiespeichern. Die gleichzeitige Nutzbarkeit als dezentraler saisonaler Wärmespeicher durch die überschaubaren Abmessungen und die unauffällige Unterbringung im Untergrund mit der einhergehenden Sicherheit vor Havariefällen lässt eine hohe Systemakzeptanz erwarten.

Neue Techniken müssen für den Bau von Stülpmembranspeichern nicht erfunden werden. Vielmehr sind bekannte Techniken nur anders als bisher anzuwenden. Im Gegensatz zu Pumpspeichern, welche die potentielle Energie von Wasser ausnutzen wird, im Untergrund ein freigeschnittener Kolben wiederum mit Wasser angehoben. Durch die Verwendung einer Stülpmembran kann ein großzügiger, gut zugänglicher Spalt zwischen Kolben und Umgebung freigelegt werden, der sich in einem automatisierbaren Prozess mit stabilen Betonschalen verkleiden lässt und eine reibungsfreie und berührungslose Kolbenbewegung ohne Leckverlusten gegenüber seiner Umgebung ermöglicht.

Die Stülpmembran sorgt für eine wasserdichte verlustfreie Abgrenzung der beiden Druckzonen. Die Auskleidung mit Betonschalen verhindert Wechselwirkungen mit dem Grundwasserregime der Umgebung.

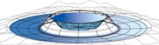
Bisher durchgeführte überschlägige Berechnungen lassen auf vergleichsweise günstige Systemkosten schließen. Die gleichzeitige Nutzung als Strom- und Wärmespeicher ermöglicht eine zusätzliche Kostenteilung. Die vergleichsweise kleinen Baugrößen lassen erwarten, dass viele Investoren die Finanzkraft zur Errichtung derartiger Speichersysteme aufbringen können.

Weitere Informationen unter

- www.ringwallspeicher.de
- www.poppware.de
- www.stuelpmembranspeicher.de

MATTHIAS POPP

Ingenieurbüro


Erneuerbare Energien, Energiespeicherung
Simulationen, Software-Entwicklung

Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp
Schönbrunn-Burgstraße 19
D-95632 Wunsiedel
Telefon: 09232 / 9933-10
Telefax: 09232 / 9933-40
matthias@POPPware.de
www.poppware.de