

Das nahe liegende Potenzial Osthessens: Chancen unterirdischer Energiespeicherung

Opening Session



Hessisches Ministerium für Wirtschaft,
Verkehr und Landesentwicklung

Simon Sauerbier

Am Küppel 3a, D-36151 Schlotzau

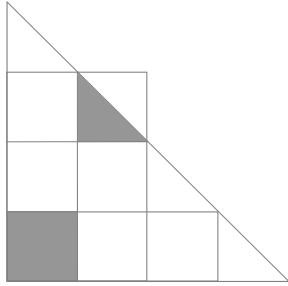
Tel. +49/172/3443831

e-mail: simon.sauerbier@gmx.de

Schlotzau, September 2010



- ▶ **1. Executive Summary**
- 2. Ideenskizze
- 3. Ideengeber



Das nahe liegende Potenzial Osthessens: Chancen unterirdischer Energiespeicherung

Executive Summary für Minister Dieter Posch (Hessisches
Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung)

24. September 2010

Eine Ideenskizze über das Potenzial, Hessens Strombedarf über die *Ressource Höhenunterschied* 6 Tage unterirdisch zwischenspeichern zu können!

Die zentrale Fragestellung der nächsten Jahrzehnte wird sein, auf welchen Wegen künftig Energie-Verbrauchsspitzen mit wetterlagenabhängiger Überproduktion bestmöglich zu verknüpfen sind. Als effizientes regelbares Speichermedium gelten Pumpspeicherkraftwerke (PSKW), die binnen Minuten drohende Netzüberspannung bei vertretbar geringen Energieeinbußen ausgleichen können.

In der Praxis scheint das Unterfangen vermessenen, PSKW-Leistung in systemrelevanten Ausmaßen in Hessen zu installieren. Der Gebietsverbrauch bei großen Seen ist sehr hoch und trifft in Deutschland gegen die Interessen der 29er Verbände. Zudem sind in Zentraldeutschland kaum bedarfsgerechte Landschaftsprofile vorhanden. Doch Osthessen hat ein nahe liegendes Potenzial: Die Ressource Höhenunterschied und einen großen Hohlraum untertage!

Basierend auf Kali+Salz-Zahlen [1] erstreckt sich über 600 m unter Osthessen und darüber hinaus ein Stollennetz mit einem geschätzten Volumen von $0,4 \text{ km}^3$. Theoretisch ließe sich diese Volumenkapazität gemäß Popp (2010) [2] bei der hessischen Durchschnittsleistung von 4,25 GW für eine Vollversorgung Hessens über 6 Tage einsetzen. Gelänge die Durchführung mit gesättigter Kalilösung in einem korrosionsfreiem Umfeld und der Umrüstung von 3 ehemaligen Förderschächten zu unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken (uPSKW) mit jeweils 4 Meter starken Fallrohren und Doppel-Francis-Turbinen, könnte der Anlagenpool [3] einen Regelbereich über der Leistungsfähigkeit eines Atomkraftwerks von 600 MW erreichen.

In den letzten Jahren haben PSKW an ca. 55 Tagen im Jahr (15%) Energie in die Netze eingespeist, so dass ein Maschinensatz mit 277 GWh erzeugtem Strom bundesweit 0,5 Promille und der Turbinenpool mit 830 GWh 1,5 Promille der in Deutschland erzeugten Energie bereitgestellt hätte. Die erlangten Kapazitäten könnten einen wichtigen Beitrag bei der Netzstützleistung erbringen, ohne die eigene Geschäftsgrundlage zu gefährden.

Vor dem Hintergrund einer schnellen Preisfindung über die Strombörse EEX lässt sich das leicht regelbare uPSKW in ein ökonomisches Geschäftsmodell einbetten, welches neben kurzfristigen auch mittelfristige Speicherstrategien eingehen könnte. In Zeiten niedrigen Strombedarfs wird das Strom-Überangebot aus dem Netz verwandt, um Wasser über das PSKW in obere Speicherseen zu pumpen. Ist der Strom gerade knapp und teuer, wird das Wasser durch Turbinen geleitet, die die Bewegungsenergie des herabstürzenden Wassers größtenteils in elektrischen Strom umwandeln. Bei durchschnittlichen Phelix Peak- und Base-Preisen von 60 €/MWh und 35 €/MWh bedeutet das einen Rothertrag pro Anlage von 3,5 Mio. € – im Turbinenpool knapp 11 Mio. €.

Möglicherweise ist dies für das Bundesland Hessen eine interessante Alternative zu unterirdischer CO₂-Sequestrierung, Deponierung oder weitreichender Energieabhängigkeit.

Fazit:

- **Nutzung nahezu alpiner Ressourcen in Osthessen als Pumpspeicher**
- **Regelbereich zwischen 600 und 800 MW auf Augenhöhe zu Kernkraftwerken**
- **Theoretische Batteriewirkung des hessischen Stromverbrauchs von 6 Tagen**
- **Lokale Wirtschaftsentwicklung in Osthessen**

Quellen:

- [1] Wiwo.de vom 3.9.2008: Aufstieg in den DAX: Gewinnmaschine K+S
 “Das bislang erschlossene Abbaugelände ist mit etwa 400 Quadratkilometern so groß wie München.“

<http://www.wiwo.de/finanzen/aufstieg-in-den-dax-gewinnmaschine-k-s-303346/>

Kapazitätsschätzung der Stollenbereiche		
200	km²	Netto-K+S-Abbaufäche 2008
400	km ²	Brutto-K+S-Abbaufäche 2008
50%(*)		Leerraumquote im Stollenbau
2	m	Durchschnittliche Netto-Stollenhöhe (inkl. 20 cm Totraum)
2,2(*)	m	Durchschnittliche Brutto-Stollenhöhe
0,2	m	Berücksichtigung 20 cm techn. Totraums
0,4	km³	Gesamt Speichervolumen

Quelle: Eigene Recherche

(*) Vorsichtige Annahme

- [2] M. Popp (2010): Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

[3]

Leistung eines Maschinensatzes mit Doppel-Francis-Turbine bei einem Fallrohrdurchmesser von 4 m		
43,4	m ³ /s	Pumpvolumenstrom Doppel-Francis
1.368.662.400	m ³ /a	Pumpmenge pro Jahr bei Vollast
1,1	kg/l	Dichte gesättigte Kalilösung
1.100	kg/m ³	
47.740	kg/s	Pumpmassenstrom
9,81	m/s ²	Gewichtskraft
600	m	Förderhöhe
281	MW	Leistung einer Pumpe unter Vollast
843	MW	Leistung Anlagenpool (3 Pumpen) unter Vollast

Quelle: Eigene Recherche

(*) Vorsichtige Annahme



1. Executive Summary

 **2. Ideenskizze**

3. Ideengeber

Nutzung der K+S-Anlagen als Pumpspeicherkraftwerk



Pumpspeicherkraftwerke sind die effizienteste Art und Weise, elektrische Energie zwischenspeichern.

In Zeiten des Überangebots durch Spannungsspitzen nicht-regelbarer erneuerbarer Energiequellen sind negative Strompreise keine Unmöglichkeit.

Idee: Ausnutzen des Höhenprofils zwischen K+S-Halden und Stollenvolumen als Pumpspeicher mit mehreren über Hessen und Thüringen verteilten Fallrohren unter Verwendung gesättigter Kalilösung

Probleme: Der Gebietsverbrauch bei Pumpspeicherkraftwerken ist sehr hoch und in Deutschland schwierig umsetzbar (29er Verbände)

Kaum bedarfsgerechte Profile in Zentraldeutschland vorhanden

Zentrale Fragestellung: Technische und ökonomische Machbarkeit?

Rechtliche, geologische und ökologische Rahmenbedingungen?



Batterie-Wirkung für Hessen: 6 Tage

Ausgangsgrößen zur Bestimmung des Speicherbedarfs für eine vollständig regenerative Energieversorgung Deutschlands

		Deutschland	Hessen
Jahresstrombedarf	TWh	600	37,5
Anteil am dt. Jahresstrombedarf	%	100%	6,3%
Durchschnittlicher Tagessbedarf	GWh	1.644	102,8
Durchschnittsleistung	GW	68	4,25
Turbinenwirkungsgrad Eta	%	94%	
Pumpwirkungsgrad Eta	%	80%	
Pumpspeicherwirkungsgrad	%	75%	

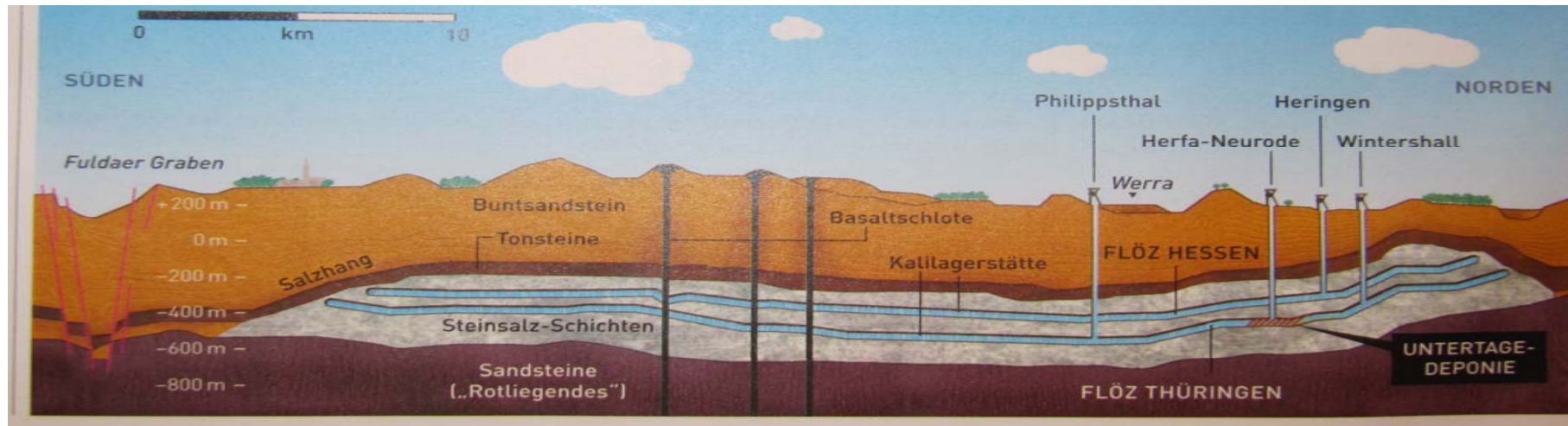
Volumenbedarf in Kubikkilometern für Pumpspeicher nach Kapazitätsbedarf in Tagesladungen, für eine Vollversorgung
 - Deutschlands mit einer Durchschnittsleistung von 68 GW und
 - Hessens mit einer Durchschnittsleistung von 4,25 GW

	Höhendifferenz	Erforderliches Volumen zur Speicherung des Stromverbrauchs mit Wasser für								
		1	2	5	6	10	20	50	100	Tage
Deutschland ¹⁾	100 m	6,40	13,00	32,00	38,40	64,00	128,00	321,00	642,00	km ³
	200 m	3,20	6,40	16,00	19,20	32,00	64,20	160,00	321,00	km ³
	300 m	2,10	4,30	11,00	13,00	21,00	42,80	107,00	214,00	km ³
	400 m	1,60	3,20	8,00	9,60	16,00	32,10	80,00	160,00	km ³
	500 m	1,30	2,60	6,40	7,72	13,00	25,70	64,00	128,00	km ³
	600 m	1,10	2,10	5,30	6,44	11,00	21,40	54,00	107,00	km ³
	800 m	0,80	1,60	4,00	4,80	8,00	16,00	40,00	80,00	km ³
	1000 m	0,64	1,30	3,20	3,84	6,40	12,80	32,00	64,00	km ³
Hessen ²⁾	100 m	0,40	0,81	2,00	2,40	4,00	8,00	20,06	40,13	km ³
	200 m	0,20	0,40	1,00	1,20	2,00	4,01	10,00	20,06	km ³
	300 m	0,13	0,27	0,69	0,81	1,31	2,68	6,69	13,38	km ³
	400 m	0,10	0,20	0,50	0,60	1,00	2,01	5,00	10,00	km ³
	500 m	0,08	0,16	0,40	0,48	0,81	1,61	4,00	8,00	km ³
	600 m	0,07	0,13	0,33	0,40	0,69	1,34	3,38	6,69	km ³
	800 m	0,05	0,10	0,25	0,30	0,50	1,00	2,50	5,00	km ³
	1000 m	0,04	0,08	0,20	0,24	0,40	0,80	2,00	4,00	km ³

1) Quelle: Popp, Matthias (2010): Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

2) Eigene Recherche

Ein Bassin als Ressource sehen.



Quelle: SZWissen 12/2006, S.68

Kapazitätsschätzung der Stollenbereiche		
200	km ²	Netto-K+S-Abbaufäche 2008
400	km ²	Brutto-K+S-Abbaufäche 2008
50%		Leerraumquote im Stollenbau
2	m	Durchschnittliche Netto-Stollenhöhe (inkl. 20 cm Totraum)
2,2	m	Durchschnittliche Brutto-Stollenhöhe
0,2	m	Berücksichtigung 20 cm techn. Totraums
0,4	km ³	Gesamtpeichervolumen

vorsichtige Annahme

Quelle:

Wiwo.de vom 3.9.2008: Aufstieg in den DAX: Gewinnmaschine K+S
 "Das bislang erschlossene Abbauggebiet ist mit etwa 400 Quadratkilometern so groß wie München."
<http://www.wiwo.de/finanzen/aufstieg-in-den-dax-gewinnmaschine-k-s-303346/>

Der Turbinenpool liegt über dem Regelbereich eines Atomkraftwerks



Leistung eines Maschinensatzes mit Doppel-Francis-Turbine bei einem Fallrohrdurchmesser von 4 m

43,4 m ³ /s	Pumpvolumenstrom einer Doppel-Francis-Turbine
1.368.662.400 m ³ /a	Pumpmenge pro Jahr bei Volllast
1,1 kg/l	Dichte gesättigte Kalilösung
1.100 kg/m ³	
47.740 kg/s	Pumpmassenstrom
9,81 m/s ²	Gewichtskraft
600 m	Förderhöhe
281 MW	Leistung einer Pumpe unter Volllast
843 MW	Leistung Turbinenpool (3 Stk.) unter Volllast

vorsichtige Annahme

Anm.:

Technische Orientierung an Konstruktion des Leitzachwerk 2 bei München

Nenn-Turbinenleistung einer Francis-Doppel-Spiralturbine mit Hochdruck-Speicherpumpe: 2x24,6 MW,

Drehzahl 428 U/min, Volllast Turbinen-Betrieb 2x 21,7 m³/s, Volllast Pumpbetrieb 2x13,1 m³/s

Volumen der uPSKW-Energie-Erzeugung beeinflusst den Preismarkt nur geringfügig, so dass Geschäftsgrundlage ungefährdet bleibt.



Energieerzeugung des uPSKW	
0,75 %	Wirkungsgrad
211 MW	Netto-Kraftwerksleistung
277 GWh	Energieerzeugung einer Turbine bei 15 % Einspeisung
0,05% an Deutschland	maximaler Beitrag zur Stromerzeugung einer Turbine
0,14% an Deutschland	maximaler Beitrag zur Stromerzeugung Turbinenpool (3 Stk.)
0,74% an Hessen	maximaler Beitrag zur Stromerzeugung einer Turbine
2,22% an Hessen	maximaler Beitrag zur Stromerzeugung Turbinenpool (3 Stk.)

vorsichtige Annahme

	EEX-Preise		1 Maschinensatz	Turbinenpool
Stromerlöse	Peak	60 €/MWh	16.600.000,00 €	49.800.000,00 €
Variable Stromkosten	Base	35 €/MWh	12.900.000,00 €	38.700.000,00 €
Deckungsspanne	Spread	25 €/MWh	3.700.000,00 €	11.100.000,00 €



1. Executive Summary

2. Ideenskizze



3. Ideengeber

Simon Sauerbier



Ideengeber

Am Küppel 3a
D-36151 Schlotzau

Tel.: +49 - 172 – 3443831
e-mail: simon.sauerbier@gmx.de

- Seit 9/2010: Corporate Treasury and Insurance, EDAG-Gruppe
- Bis 8/2010: Stellvertretender Leiter der Gruppe Tarifwesen im Aktuariat Komposit, HUK-Coburg-Gruppe
- Bis 2007: Consultant in der internationalen Strategie- & Marketing-Beratung, Simon-Kucher & Partners im Competence Centre Financial Services
- Seit 2009 Aktuar (DAV) mit Fokus Schadenversicherungsmathematik
- Diplom-Wirtschaftsingenieur: Universität Karlsruhe (TH) und Heriot-Watt University, Edinburgh
- Schwerpunkt: Entwicklung und Implementierung von Konzern- und Pricing-Strategien, Produktoptimierung, multivariate Datenanalyse, Simulationsmodelle

ENERGIE

Tausend Meter in die Tiefe

Der Ruhrkonzern RAG rüstet um. Wenn im Jahr 2018 die letzten Steinkohlenzechen im Ruhrgebiet schließen, soll grüner Strom erzeugt werden – ausgerechnet in den alten Bergwerken.



Zeche Prosper-Haniel in Bottrop: „Jeden Tag ein Stück weiter Abschied nehmen“

Kurz vor 14 Uhr blitzen am Ende des langen, dunklen Stollens auf der siebten Sohle der Zeche Prosper-Haniel in Bottrop winzige Lichter auf. Nur langsam nehmen sie Konturen an. Bergleute mit Grubenlampen an den weißen Helmen bahnen sich den Weg zurück an die Erdoberfläche. Mehrere Kilometer

haben sie durch das verzweigte Labyrinth der Stollen und Schächte zurückgelegt. Eine harte Schicht liegt hinter ihnen.

Schon in einigen Jahren könnte sich hier ein anderes Bild bieten: eines, das mit dem klassischen Geschäft der ehemaligen Ruhrkohle AG (RAG) wenig zu tun, aber möglicherweise eine große Zukunft hat.

Spätestens im Jahr 2018, das haben die Bundesregierung und die Europäische Kommission beschlossen, laufen die milliardenschweren Subventionen aus, mit denen der Bergbau im Saarland und im Ruhrgebiet in den vergangenen Jahrzehnten über Wasser gehalten wurde. Dann sollen die letzten Zechen der RAG unwiderruflich geschlossen werden. „Jeder Tag ist ein Stück weiter Abschied nehmen“, klagt ein Bergmann bitter.

Ausgerechnet in Bottrop auf Sohle sieben bahnt sich, noch weitgehend unbeberkt von den Bergleuten, eine kleine Revolution an. Hier, genau 1159 Meter unter der Erdoberfläche, in den riesigen Umschlaghallen direkt vor dem steil nach oben ragenden Schacht der Zeche, will die RAG demnächst Strom erzeugen – umweltfreundlich und in großen Mengen.

Was utopisch klingt, hat einen durchaus realistischen Hintergrund. Denn die unterirdischen Hallen könnten problemlos eine oder zwei große Turbinen aufnehmen. Angetrieben würden sie mit Wasser. Von der Erdoberfläche soll es durch riesige Rohre in dem Bergwerkschacht bis zu tausend Meter tief fallen und dann mit gewaltiger Kraft auf die Laufräder der Turbinen treffen.

Eine Leistung von etwa 600 Megawatt könnten die Maschinen einmal haben. Das reicht bei jeder einzelnen – rein theoretisch – aus, um eine mittelgroße Stadt mit sauberem Strom zu versorgen. Wichtiger noch: Die geplanten Anlagen passen perfekt in die neue Energiestrategie Deutschlands. Sie wären ein elementarer Baustein der geplanten Energiewende.

Nach dem folgenschweren Atomunfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima hatte die Bundesregierung beschlossen, in Deutschland 8 von insgesamt 17 Atommeilern sofort abzuschalten und regenerative Energien wie Wind und Photovoltaik in Zukunft massiv auszubauen.

Schon im Jahr 2020 sollen 35 Prozent der deutschen Stromversorgung aus regenerativen Energiequellen stammen, im Jahr 2050 sogar schon 80 Prozent. Doch dabei gibt es nach wie vor ein gravierendes Problem: Wind und Sonne sind in hohem Maße unzuverlässig. An trüben und windarmen Tagen kann die Produktion von grünem Strom im Extremfall schon mal bis nahe null sinken. An sonnigen und stürmischen Tagen dagegen reichen die heute installierten Wind- und Photovoltaikanlagen manchmal schon aus, um den Strombedarf zu decken.

Stunden- und tageweise besteht sogar schon ein Überschuss. Doch Speicher für diesen Strom stehen nur in geringen Mengen zur Verfügung. Und so wird die sonst so teure Energie teilweise an europäische Nachbarländer verschenkt.

Genau das soll sich in Zukunft ändern. In ganz Deutschland sollen Energiespeicher gebaut werden. Zahlreiche Techno-

logien, wie etwa die Speicherung von Energie per Druckluft in Gas oder Wasserstoff, sind in der Erprobung. In großem Stil einsetzbar sind bislang hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke, wie sie die RAG nun im Ruhrgebiet plant.

Das Prinzip ist denkbar einfach. Ist viel Wind- und Sonnenenergie vorhanden, sollen Wassermassen aus den Stollen der Bergwerke in einen künstlichen See auf

lometerlangen Schächte für die Rohrleitungen, große Hallen für die Aufnahme der Turbinen und auch die Netzanschlüsse sind vorhanden. Und selbst das Anlegen künstlicher Seen auf den stillgelegten Zechen dürfte sich eher positiv auf das Landschaftsbild auswirken und wohl kaum Proteste hervorrufen.

An insgesamt drei Standorten in NRW und an zwei im Saarland, sagt RAG-Direktor Peter Fischer, wäre der Bau solcher Pumpspeicherkraftwerke in den nächsten Jahren möglich. Das entspräche der Leis-

werden. Gleichzeitig planen die Ingenieure, an den Südlagen der kilometerlangen Hänge Photovoltaikanlagen aufzubauen. Selbst das Grubenwasser, das nach einer Schließung der Zechen noch Jahrzehnte abgepumpt werden muss, um etwa das Abrutschen ganzer Landstriche zu verhindern, soll demnächst zur Energiegewinnung genutzt werden.

In einer Tiefe von 1000 Metern hat das Wasser eine Temperatur von bis zu 40 Grad Celsius, erklärt Professor Ulrich Schreiber von der Uni Duisburg. Damit könne es direkt zum Heizen von Gebäuden, Wohnsiedlungen und Industrieanlagen genutzt werden. Erste Versuche in Essen, Bottrop und Bochum, wo die RAG bereits einige Wohnhäuser, Schulen und ein Freibad an entsprechende Wärmeleitungen angeschlossen hat, seien erfolgreich.

Mit einfachsten Maßnahmen, glaubt RAG-Manager Fischer, könnte das Unternehmen auf seinen ehemaligen Flächen regenerative Energie in einer Größenordnung von weiteren 600 bis 700 Megawatt bereitstellen. Das entspricht der

Leistung eines mittleren Kohlekraftwerks – die Speicherkraftwerke sind dabei nicht einmal

enthalten. Auf dem traditionellen Steinkohletag an diesem Montag in Essen soll die grüne Vision einer breiteren Öffentlichkeit vorgestellt werden. Außerdem hat die RAG die Ausarbeitung eines Förderantrags für eine Pilotanlage der Kraftwerke in Auftrag gegeben. Sie soll den Nachweis erbringen, dass die Technik in der Tiefe der Kohlebergwerke funktioniert. „Ein anspruchsvolles Vorhaben, bei dem wir Neuland betreten“, sagt der Geologe Schreiber, „aber die Probleme sind lösbar.“

Was dann noch fehlt, um die Projekte in großem Stil anzugehen, wäre eine Genehmigung der RAG-Eigentümervertreter, also des Bundes und der Länder Nordrhein-Westfalen und Saarland.

Doch anders als bei dem schwierigen Verhandlungspoker um immer neue Kohlesubventionen in der Vergangenheit macht man sich darum im RAG-Management derzeit die geringsten Sorgen.

Denn selbst von den früher größten Kritikern des Unternehmens, den Grünen, kam für die neuen Projekte bislang nur Zustimmung.

FRANK DOHMEN,
BARBARA SCHMID

Ökostrom unter Tage

Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken in stillgelegten Kohlebergwerken

1 Durch ein Fallrohr in einem ehemaligen Kohleschacht wird Wasser aus einem See abgelassen.

2 Das Wasser treibt eine Turbine an. Die so erzeugte Energie wird über ein Umspannwerk in das Versorgungsnetz eingespeist.

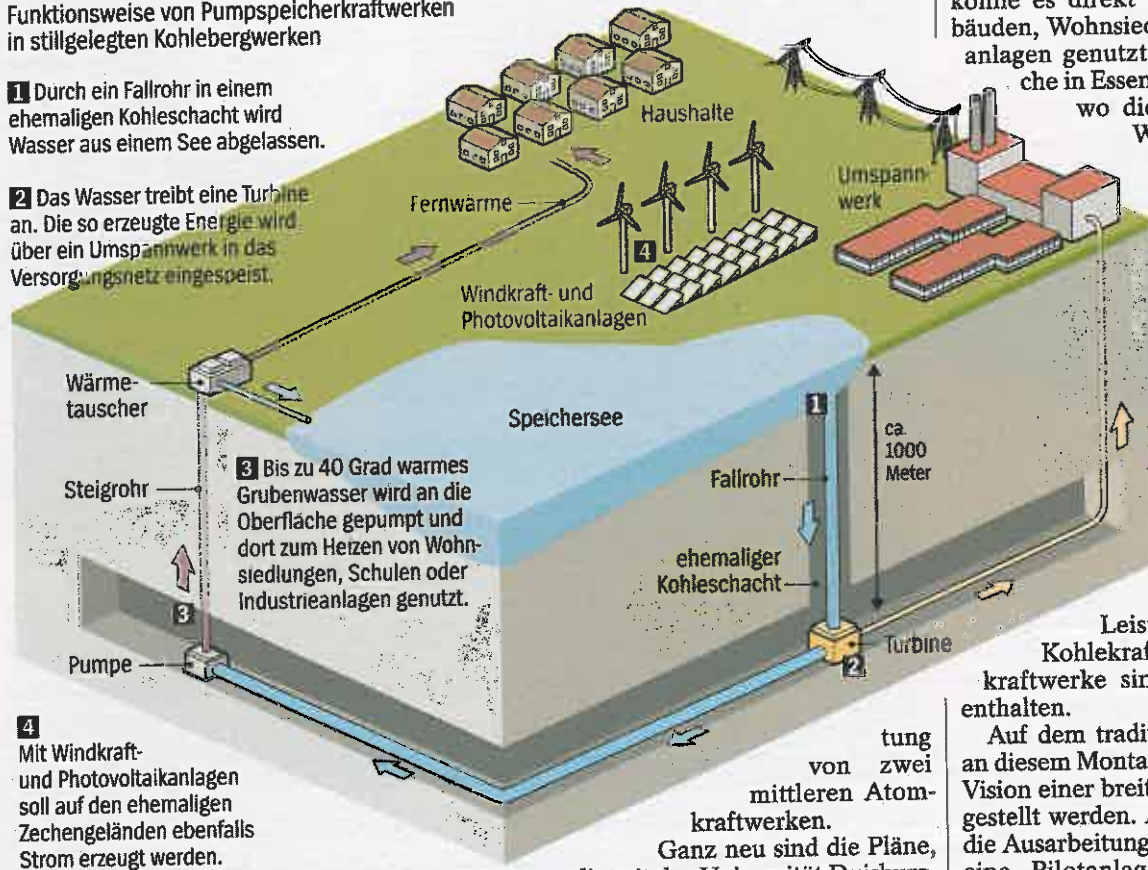
3 Bis zu 40 Grad warmes Grubenwasser wird an die Oberfläche gepumpt und dort zum Heizen von Wohnsiedlungen, Schulen oder Industrieanlagen genutzt.

4 Mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen soll auf den ehemaligen Zechengeländen ebenfalls Strom erzeugt werden.

den ehemaligen Zechengeländen gepumpt werden. Fehlt Strom oder treten Schwankungen in der Energieversorgung auf, werden die Schleusen geöffnet. Dann fällt das Wasser durch riesige Rohre rund tausend Meter tief auf die Turbine. In kürzester Zeit steht die komplette Leistung im Netz zur Verfügung.

Bislang waren solche Anlagen meist nur mit erheblichen Eingriffen in die Natur möglich. Denn wie etwa in dem von EnBW und RWE betriebenen Schluchsee-werk im Schwarzwald nutzen Pumpspeicher normalerweise die Höhendifferenzen in Bergregionen aus. Leitungen und Turbinen müssen oft aufwendig in das Gestein gesprengt, Stauseen in großen Höhen völlig neu angelegt werden.

Bei der RAG, schwärmen die Ingenieure, sei all das nicht nötig. Schon heute werden aus den tiefen Schächten gewaltige Mengen Grundwasser abgepumpt, um die Stollen trocken zu halten. Die ki-



Essen ausgearbeitet werden, nicht. Seit einigen Jahren bereits schlummern sie in den Schubladen der RAG-Manager. Doch lange überweg die Hoffnung, die deutsche Steinkohle und mit ihr die RAG stünden möglicherweise vor einem Comeback, der Ausstiegsbeschluss der Politik könne noch irgendwie rückgängig gemacht werden.

Dass das Wunschdenken ist, weiß man inzwischen selbst am Stammsitz des Konzerns in Herne. Und so bemühen sich die Manager des Unternehmens, neben der Abwicklung, Schließung und dem Verkauf von Firmenteilen auch neue Perspektiven für die RAG und ihre heute noch rund 24000 Mitarbeiter zu entwickeln.

Dabei sind die Pumpspeicherkraftwerke nur ein Teil einer fast schon grünen Zukunftsvision. So sollen die hohen Hallen auf den Zechengeländen mit leistungsstarken Windrädern ausgerüstet

Durch die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima wurde die Diskussion über die Kernenergie in Deutschland neu entfacht. In deren Verlauf bildete sich ein breiter gesellschaftlicher Konsens heraus, der schließlich die Bundesregierung dazu veranlasste, weitreichende Beschlüsse zu einem Umbau der Energieversorgung, der sogenannten Energiewende, zu fassen. ÜWAG-Vorstand Dipl.-Ing. Günter Bury zeichnet die Hintergründe der Katastrophe von Fukushima nach, erklärt deren Folgen für die Energiepolitik in Deutschland und erläutert, wie die ÜWAG aufgrund vorausschauender Weichenstellungen in der Vergangenheit nun die Energiewende mitgestaltet.

Schwerpunktthema Energiewende:

Fukushima, und danach?



Das Kernkraftwerk Fukushima und die Naturkatastrophe

Am 11. März 2011 um 14:46 Ortszeit ereignete sich ein Erdbeben, dessen Epizentrum vor der japanischen Ostküste, etwa 130 km nordöstlich der Stadt Sendai lag. Bis zu diesem Zeitpunkt war in Japan kein ähnlich starkes Erdbeben registriert worden. In Folge dieses Erdbebens kam es zu einem Tsunami, dessen Wellen an verschiedenen Orten eine Höhe von 16 m erreichten. Vereinzelt wurde sogar von 38 m hohen Wellen berichtet. Die Wassermassen überfluteten eine Fläche von 470 km² und zerstörten mehr als 500.000 Häuser. Über 15.000 Tote und mehr als 5.000 Verletzte waren zu beklagen.

Zur Zeit des Erdbebens waren im Kernkraftwerk Fukushima I, das etwa 150 km vom Epizentrum entfernt liegt, drei von sechs Reaktorblöcken in Betrieb. Diese wurden unmittelbar nach dem Erdbeben notabgeschaltet. Da die externe Stromversorgung ausgefallen war, hielten Notstromaggregate die Kühlung der Reaktoren mit Meerwasser aufrecht, um die von den Brennelementen immer noch erzeugte enorme Wärme abzuleiten.

Das Beben war noch technisch beherrschbar, doch der Tsunami, der das Kraftwerk etwa 40 Minuten nach den Erdstößen traf, führte letztlich zur Katastrophe. Er zerstörte die Meerwasserpumpen und setzte die Reaktorblöcke bis zu fünf Meter unter Wasser. Kurz darauf fielen die Notstromaggregate aus, sodass die Reaktoren nicht mehr gekühlt werden konnten. In den folgenden Tagen kam es in den Reaktoren 1, 2 und 3 des Kernkraftwerks Fukushima I zumindest teilweise zu einer Kernschmelze. Dabei gelangten Teile der Reaktorkerne aus den Druckbehältern in die Sicherheitsbehälter. Durch die später eingeleitete Kühlung von außen wurden schließlich radioaktive Stoffe ins Meer gespült.

Unter den extrem hohen Temperaturen bei einer Kernschmelze bildet sich Wasserstoff in der Druckkammer eines Reaktors. So kam es zwischen dem 12. und 15. März zu mehreren Wasserstoffexplosionen in den Reaktorgebäuden 1 bis 4, bei denen große Mengen radioaktiver Stoffe freigesetzt wurden.

Der Unfall in Fukushima wurde auf der sogenannten INES (International Nuclear Event Scale) mit 7 und damit auf der höchsten Stufe eingeordnet. Einen solchen Wert hatte bis dahin nur die Katastrophe von Tschernobyl erreicht.

Das „Atom-Moratorium“ der Bundesregierung

Mit ihrem am 28. Oktober 2010 im Bundestag verabschiedeten Energiekonzept hatte die Bundesregierung einen Plan für die Energieversorgung der nächsten 40 Jahre vorgelegt. Zu den wichtigsten Zielen zählten dabei die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und der Ausbau der erneuerbaren Energien bis zu einem Anteil von 80 % im Jahr 2050. Aber auch die Kernenergie spielte in den Überlegungen der Bundesregierung eine entscheidende Rolle. Mit ihrer weitgehenden CO₂-Neutralität sollte sie als „Brückentechnologie“ den Übergang in das Zeitalter der erneuerbaren Energien begleiten. Aus diesem Grund wurde der 2002 unter der rot-grünen Bundesregierung beschlossene Atomausstieg aufgehoben und sogar Laufzeitverlängerungen einzelner Kernkraftwerke bis zum Jahr 2036 festgelegt.

Bereits am 14. März, drei Tage nach der Katastrophe in Fukushima beschloss die Bundesregierung jedoch ein dreimonatiges Moratorium, das eine Abkehr vom erst kurz zuvor beschlossenen „Ausstieg vom Ausstieg“ einleiten sollte. Alle deutschen Kernkraftwerke sollten in dieser Zeit umfassenden Sicherheitsprüfungen unterzogen werden. Daneben berief die Bundeskanzlerin eine Ethikkommission, mit Vertretern aus Politik, Wissenschaft und Kirche, unter dem Vorsitz des früheren Bundesumweltministers Klaus Töpfer, die Vorschläge zur weiteren Nutzung der Kernenergie erarbeiten sollte.

Die sieben ältesten Kernkraftwerke, die noch vor 1980 in Betrieb gegangen waren, sollten direkt abgeschaltet werden und das wegen mehrerer Störfälle seit Mitte 2009 vom Netz genommene Kraftwerk Krümmel sollte abgeschaltet bleiben. Zwei dieser sie-

ben Kraftwerke, Brunsbüttel und Biblis B, waren zum Zeitpunkt als das Moratorium in Kraft trat nicht am Netz. Die übrigen alten Kraftwerke (Unterweser, Biblis A, Neckarwestheim 1, Phillipsburg 1 und Isar 1) wurden schließlich zwischen dem 16. und 18. März 2011 abgeschaltet. Durch die Abschaltung dieser fünf Kraftwerke fielen ad hoc Stromerzeugungskapazitäten von 5.065 Megawatt (MW) weg. Dennoch kam es nicht zu einem Engpass, da die sicher verfügbaren Erzeugungskapazitäten mit 85.000 MW den Bedarf von rund 65.000 MW deutlich überstiegen.

Allerdings reagierten die Märkte prompt auf die sich abzeichnende Wende in der Atompolitik. Die Preise, zu denen Energieversorger Strom einkaufen, um ihre Kunden beliefern zu können, schnellten um mehr als 5 Euro pro Megawattstunde (MWh), das heißt um gut 10 % nach oben.

Die Energiewende in Deutschland

Nach den Ereignissen in Fukushima war die im Oktober 2010 beschlossene Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten nicht mehr haltbar. Die öffentliche Meinung hatte sich gegen eine weitere Nutzung der Kernenergie positioniert und auch die Ergebnisse der Sicherheitsprüfung der Kernkraftwerke und die Vorschläge der Ethikkommission wiesen in die gleiche Richtung. Folglich wurde am 30. Mai 2011 die Laufzeitverlängerung wieder komplett zurückgenommen. Die Bundesregierung ging sogar soweit, dass sie die abgeschalteten acht Kernkraftwerke überhaupt nicht mehr ans Netz gehen ließ. Für die übrigen neun Kraftwerke wurden neue Restlaufzeiten festgelegt. Demnach wird das letzte Kernkraftwerk in Deutschland spätestens im Jahr 2022 vom Netz gehen.

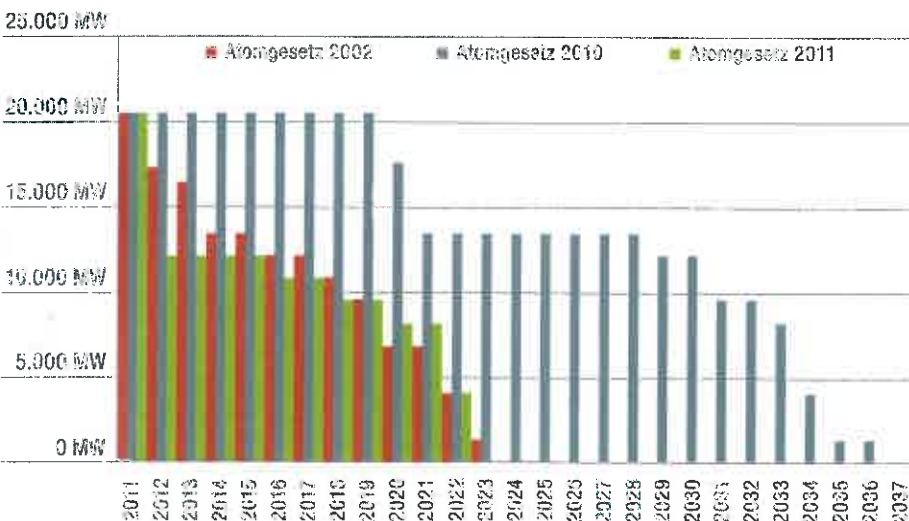
- Der Netzausbau muss beschleunigt werden, sowohl der Ausbau der Transportnetze, die den Strom beispielsweise von den Windparks vor der Küste zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands bringen, als auch der Ausbau der Verteilnetze, die lokal die Energie, beispielsweise aus Fotovoltaikanlagen, aufnehmen.

Mit einem ganzen Paket aus Verordnungen und Gesetzen, die am 1. August von Bundespräsident Wulf unterzeichnet wurden, schaffte die Bundesregierung die Grundlage für die Energiewende. Neben dem Atomgesetz wurden beispielsweise das Energiewirtschaftsgesetz und das Erneuerbare Energien-Gesetz novelliert sowie ein Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus und ein Gesetz zur Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen auf den Weg gebracht.

Die Abschaltung der Kernkraftwerke hat aktuell zu keinem generellen Engpass bei der Stromversorgung geführt. Im März dieses Jahres gab es beispielsweise eine Überkapazität von 15.000 MW. Es handelt sich dabei um eine sogenannte gesicherte Kapazität, das heißt, Erzeugungsanlagen die jederzeit zur Verfügung stehen. Installierte Windkraft- und Fotovoltaikanlagen sind dabei nicht eingerechnet, da sie nur dann Strom erzeugen, wenn der Wind weht, bzw. genug Sonnenlicht vorhanden ist. Auch wenn man die Kapazität der endgültig abgeschalteten Kernkraftwerke von 8.400 MW abzieht, bleibt immer noch ein ansehnlicher Puffer. Auch Ende Mai, als nur vier der 17 deutschen Kernkraftwerke am Netz waren, gab es keine Engpässe. Allerdings ist im Sommer der Stromverbrauch generell geringer als im Winter.

Dass Deutschland trotz ausreichender Kraftwerkskapazitäten dennoch seit Abschaltung der Kernkraftwerke zum Stromimporteur geworden ist, liegt weniger an Stromknappheit als an den Gesetzmäßigkeiten des Marktes. Es kann nämlich für einen Stromerzeuger in bestimmten Fällen günstiger sein, Strom im Ausland zu kaufen als in eigenen Anlagen zu produzieren.

Verfügbare Leistung aus Kernkraftwerken



Die verfügbaren Erzeugungskapazitäten der Kernenergie nehmen rasch ab. Der Ausstieg kommt sogar noch schneller, als von der rot-grünen Bundesregierung 2002 beschlossen.

Der vorgezogene Atomausstieg bringt jedoch eine Reihe von Erfordernissen mit sich, damit die ehrgeizigen Ziele des Energiekonzepts von 2010 dennoch erreicht werden können:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss stärker forciert werden
- Um mittelfristig die fehlenden Erzeugungskapazitäten der Kernenergie zu ersetzen, sind konventionelle Kraftwerke als Brückentechnologie erforderlich

Die erneuerbaren Energien – Status und Herausforderungen

Im Energiemix des Jahres 2010 war Kohle der dominierende Energieträger. Der fossile Brennstoff hatte einen Anteil von 43 % an der Stromerzeugung in Deutschland. Die Kernenergie landete mit 22 % auf dem zweiten Platz. Mit 17 % nahmen die erneuerbaren Energien den dritten Platz ein, dicht gefolgt von Erdgas mit einem Anteil von 14 %. Dem Energiekonzept der Bundesregierung zu Folge wird sich dieses Verhältnis drastisch ändern. Während 2050 der Strom in Deutschland zu 80 % aus erneuerbaren Energien erzeugt werden soll, dürfte die Kohle Schätzungen zufolge mit nur noch 6 % eine untergeordnete Rolle spielen, noch hinter Erdgas, für das ein Anteil von 9 % zu Buche stehen könnte.

Der im Energiekonzept anvisierte Anteil von 80 % an erneuerbaren Energien soll in erster Linie durch Fotovoltaik, Windenergie und Bioenergie erreicht werden. Damit die erneuerbaren Energien die ihnen zugedachte Rolle auch tatsächlich spielen und Kern-

und konventionelle Kraftwerke ersetzen können, müssen jedoch zwei zentrale Herausforderungen gemeistert werden: Ein zeitliches und ein räumliches Problem müssen überwunden werden.

► **Räumliches Problem:** Bisher wird Strom vor allem dort erzeugt, wo er auch verbraucht wird. Deshalb stehen die Kraftwerke insbesondere in den Ballungsgebieten Nordrhein-Westfalens und Süddeutschlands. Wenn nun vermehrt Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee errichtet werden sollen – geplant sind Kapazitäten von etwa 10.000 MW – muss der Strom, der dort erzeugt wird, zu den Verbrauchsschwerpunkten in Mittel- und Süddeutschland geleitet werden. Die bestehenden Übertragungsnetze sind jedoch nicht für einen Transport des Stroms in ausreichendem Umfang ausgelegt, insbesondere in der Nord-Süd-Richtung.

► **Zeitliches Problem:** Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist nicht planbar, denn nicht immer weht der Wind und nicht immer scheint die Sonne. Zudem weichen die Zeiten, in denen die erneuerbaren Energien viel Strom produzieren, häufig von den Zeiten, in denen viel Strom verbraucht wird, ab. So erreichen Fotovoltaikanlagen nur bei Sonnenschein ihre volle Leistung, während im Winter der höchste Strombedarf auftritt. Zudem herrscht gerade an kalten Wintertagen meist Flaute, so dass auch Windkraftanlagen nicht ihre volle Leistung entfalten können.

Die zentralen Herausforderungen meistern

Um die zentralen Herausforderungen meistern zu können, die sich durch einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien stellen, müssen das räumliche und das zeitliche Problem überwunden werden.

Dies gelingt zum einen nur dann, wenn die Stromnetze ausgebaut werden, und zwar nicht nur die Netze, die den Strom von Windparks vor der Küste in die Verbrauchszentren transportieren, sondern auch die regionalen Verteilnetze, die immer mehr Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufnehmen müssen. Zum anderen müssen aber auch Stromspeicher installiert werden, die das zeitliche Auseinanderfallen von Stromerzeugung und Verbrauch ausgleichen. Hierfür eignen sich insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, die in Deutschland allerdings tendenziell schwierige Standortbedingungen vorfinden.

Die erneuerbaren Energien in Theorie und Realität

Ein Beispiel aus dem Netzgebiet der ÜWAG: Am 10. Januar 2011 waren bei einer Netzlast von 226 MW lediglich 4 MW an tatsächlicher Leistung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung. Es konnten also nur 2 % des Bedarfs durch die erneuerbaren Energien gedeckt werden, obwohl zu dieser Zeit im Netzgebiet der ÜWAG insgesamt 132,5 MW an erneuerbaren Energien installiert waren. Theoretisch hätten knapp 60 % des Bedarfs durch die erneuerbaren Energien abgedeckt werden können. Tatsächlich reichte die verfügbare Leistung aber nur für einen Bruchteil. Der Grund: Fotovoltaikanlagen waren schneebedeckt und wegen der herrschenden Flaute standen die Windräder still. Der mittlerweile große Bestand an erneuerbaren Energie-Anlagen im Netzgebiet der ÜWAG führt also nicht zwangsläufig zu einem maßgeblichen Ersatz konventioneller Kraftwerkskapazitäten. In solchen Fällen, wie dem oben beschriebenen, müssen konventionelle Kraftwerke einspringen. Nur sie können dann die Stromversorgung sicherstellen.

Der Ausbau der Netze

Derzeit wird in Deutschland Energie vor allem dort erzeugt, wo sie auch verbraucht wird. Mit dem Ersatz konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien fallen allerdings Erzeugung und Verbrauch räumlich immer weiter auseinander. Aber jetzt schon stößt das Übertragungsnetz in einigen Regionen bereits an seine Grenzen, wenn etwa Störungen in einzelnen Leitungen auftreten und Strom umgeleitet werden muss. Deshalb ist der Ausbau des derzeit ca. 34.700 km langen Transportnetzes dringend erforderlich. Aktuelle Studien beziffern den Bedarf an auszubauenden Leitungen bis zum Jahr 2025 auf rund 3.500 km, um einen Anteil von regenerativ erzeugtem Strom von 40 % aufnehmen und transportieren zu können. Bei Kosten von durchschnittlich 2,86 Mio. Euro pro Kilometer summieren sich die erforderlichen Investitionen auf insgesamt rund 10 Mrd. Euro. Dagegen haben die Übertragungsnetzbetreiber bisher jedoch lediglich zusätzliche 2.780 km bis 2020 geplant.

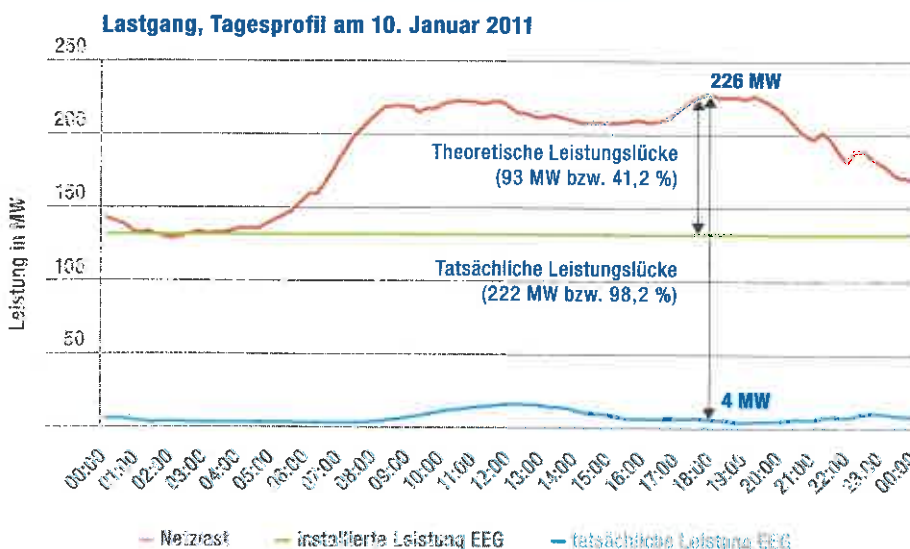
Ein solcher Ausbau kann jedoch nicht über Nacht erfolgen. Die langen Genehmigungsverfahren von bis zu zehn Jahren sollen durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz verkürzt werden. Aber auch Widerstände in der Bevölkerung sorgen immer wieder für Verzögerungen und machen Planänderungen notwendig.

Es reicht allerdings nicht einfach nur Strecken zu bauen, vielmehr müssen sogenannte Smart Grids („intelligente Netze“) entstehen, über die Verbrauch, Erzeugung und Speicherung gesteuert werden können, so dass sie auch gleich zur Lösung des zeitlichen Problems beitragen können.

Die Speicherung von Strom

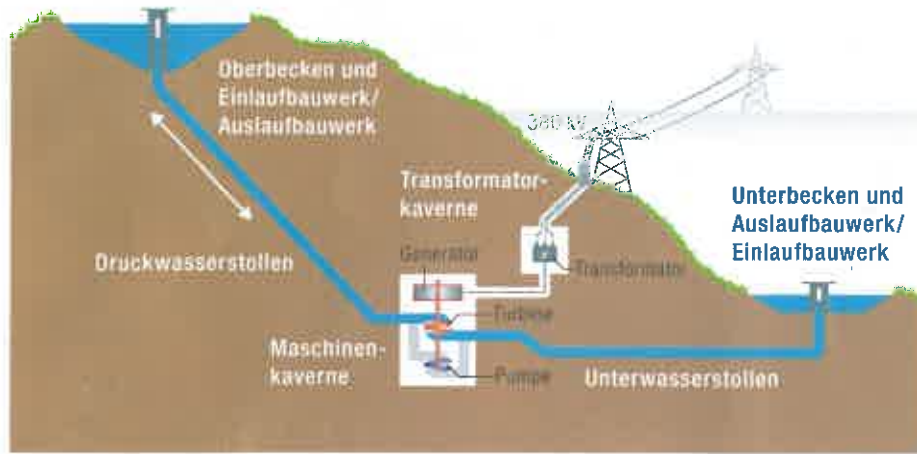
Die etablierte Technologie zur Speicherung von Strom ist das Pumpspeicherkraftwerk. Der komplette Bedarf

Netzlast, installierte und tatsächliche EEG-Leistung



Nur ein Bruchteil der installierten erneuerbaren Energien stand am 10. Januar 2011 zur Verfügung: Eine Situation, wie sie im Winter immer wieder vorkommen kann.

Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks



an Speicherkapazitäten lässt sich damit in Deutschland zwar nicht realisieren. In einem wirtschaftlich sinnvollen Umfang sind sie jedoch unerlässlich, insbesondere da sich andere Technologien noch in der Entwicklung befinden und derzeit noch nicht kommerziell genutzt werden können. Dazu zählen Wasserstoffspeicher in Verbindung mit Brennstoffzellen, Stickstoff- oder Druckluftspeicher, Akkumulatoren und Kältespeicher.

Vorhaltung flexibler Kraftwerkskapazitäten

Da sich weder die Netze im erforderlichen Umfang noch ausreichende Speicherkapazitäten kurzfristig ausbauen lassen, sind flexible, konventionelle Kraftwerke notwendig. Der bestehende Kraftwerkspark ist jederzeit in der Lage, die benötigte Energiemenge zu erzeugen. Eine Abschaltung aller Kernkraftwerke oder alter Kohlekraftwerke würde diese Situation jedoch ändern. Spätestens im Winter, wenn der Stromverbrauch üblicherweise am höchsten ist, könnten regionale Versorgungsengpässe auftreten. Mittelfristig müssen deshalb konventionelle Kraftwerke in den Regionen gebaut werden, in denen der höchste Stromverbrauch zu verzeichnen ist, um die schwankende Erzeugung der erneuerbaren Energien auszugleichen. Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), die in kurzer Zeit hoch- und wieder heruntergefahren werden können, eignen sich besonders gut dafür.

Das Engagement der ÜWAG

Seit vielen Jahren engagiert sich die ÜWAG – überwiegend in der Region – für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Ausdruck dieses Engagements ist beispielsweise ein Rapsöl-Blockheizkraftwerk, das im Jahr 2003 auf der Wasserkuppe errichtet wurde und dort sehr effizient und umweltfreundlich Wärme und Strom erzeugt. Im Jahr 2007 wurde die Anlage sogar als „Ort im Land der Ideen“ ausgezeichnet. Ein Jahr zuvor waren bereits zahlreiche Fotovoltaikanlagen auf geeigneten Dächern ÜWAG-eigener Gebäude errichtet worden. In den folgenden Jahren kamen weitere Anlagen zur Gewinnung von Solarstrom auf Schulen des Landkreises, auf dem Deponiegelände in Kalbach und der Segelflugschule auf der Wasserkuppe hinzu. Beteiligungen an Biogasanlagen bestehen seit 2009, weitere sind in Planung. Im Rahmen der Trianel-Stadtwerkekooperation hält die ÜWAG einen Leistungsanteil von 12,3 MW am 200-MW-Offshore-Windpark Borkum West II, für den im Dezember 2010 der Baubeschluss gefasst wurde. In dieses Projekt wird die ÜWAG bis zu 22 Mio. Euro investieren. Aktuell beschäftigt sich die ÜWAG auch mit dem Thema Windenergie in der Region

und prüft Optionen für entsprechende Projekte.

Das Engagement für die erneuerbaren Energien im Sinne der Energiewende wäre allerdings nur halbherzig, würde die ÜWAG nicht auch gleichzeitig zukunftsweisende Projekte vorantreiben, die dazu beitragen, die zuvor beschriebenen Herausforderungen zu meistern. Deshalb ist die ÜWAG bereits im Rahmen der Stadtwerkekooperation Trianel an einem hocheffizienten Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) beteiligt, das seit 2007 in Betrieb ist und von dessen 848 MW Leistung der ÜWAG 39,7 MW zur Verfügung stehen. Die Planungen für ein weiteres Kraftwerk dieser Art sind im Gange. Auch an diesem Kraftwerk wird die ÜWAG

einen der größten Leistungsanteile aller am Projekt beteiligten Gesellschaften halten.

Ein im Bau befindliches Kohlekraftwerk, an dem die ÜWAG ebenfalls beteiligt ist, wird voraussichtlich 2012 bereit stehen, um alte, wesentlich weniger effiziente Anlagen zu ersetzen und die Grundlast abgeschalteter Kernkraftwerke zu übernehmen. Insbesondere die Auskopplung und Nutzung der neben dem Strom erzeugten Wärme wird dann für einen beispielhaften Wirkungsgrad sorgen.

Im Rahmen ihrer Kraftwerksprojekte im Rahmen der Trianel-Stadtwerkekooperation hat die ÜWAG im Januar 2011, also noch vor der Katastrophe von Fukushima, eine Machbarkeitsstudie für ein Pumpspeicherkraftwerk initiiert, mit dem das zeitliche Problem, d. h. das zeitliche Auseinanderfallen von Stromerzeugung und Stromverbrauch, entschärft werden kann. Intelligente Stromzähler (Smart Meter) können den Energieverbrauch zwar nicht verringern, mit ihnen lässt sich aber der Verbrauch jederzeit kontrollieren, und große Verbraucher können zukünftig auch gesteuert werden. In diesem Zusammenhang bietet die ÜWAG seit diesem Jahr auch einen zeitvariablen Tarif an.

Mit ihren innovativen Produkten vor allem im Bereich der Öko-Tarife ist es der ÜWAG gelungen, einen Strommix zu erreichen, der einen deutlich höheren Anteil an erneuerbaren Energien aufweist als der bundesdeutsche Strommix. Damit haben die Kunden die Möglichkeit, einen eigenen Beitrag zur Energiewende zu leisten, denn je mehr Öko-Strom nachgefragt wird, desto mehr wird davon auch in das Netz eingespeist, so dass auf diese Weise aus fossilen Energieträgern produzierter Strom verdrängt wird. Der Gesamtstromabsatz der ÜWAG 2010 betrug 3.912 Mio. kWh. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt mit 29 % deutlich über dem Bundesdurchschnitt von 17 %.

Ausblick

Die Energiewende ist eine Aufgabe für Generationen. Bereits vor den Ereignissen von Fukushima hat die ÜWAG die Weichen gestellt und erhebliche Investitionen getätigt, um die erneuerbaren Energien auszubauen und mit flexiblen Kraftwerken zu flankieren. Weitere Investitionen werden folgen, mit denen die ÜWAG die Energiewende weiter gestalten wird. Denn die Versorgungssicherheit ist ein hohes Gut. Diese zu gewährleisten und gleichzeitig den Umbau zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung im Land und in der Region voranzutreiben, dieser Aufgabe widmen wir uns mit aller Kraft.