

Dipl.-Chem. Eitel Heck  
Luckenwalder Straße 76A  
15711 Königs Wusterhausen  
[www.eitel-heck.de](http://www.eitel-heck.de)

## Persönliche Bewertung der Energiewende

### 1. Zielstellungen der Energiewende

Die Bundesregierung hat die Energiewende entschieden mit folgenden Festlegungen:

- Ausbau der Stromproduktion auf 100% erneuerbare Energieträger bis 2050, darunter Windkraft- und Photovoltaikanlagen als Schwerpunkt der Stromerzeugung (neue Zielstellung für erneuerbare Energien am Strommix: 2025 40% -45%, 2050 80%)
- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020 (neue Zielstellung: Abschaltung des letzten Kernkraftwerkes 2022) ,
- Abschaltung der Braunkohlekraftwerke bis 2030 (unter Beachtung der Reservehaltung von Braunkohlekraftwerken) zur Reduzierung der Kohlendioxidemission zur Sicherung der Klimaziele im Zusammenhang mit der Erderwärmung, (neue Zielstellung : Braunkohlekraftwerke werden auch nach 2030 vorerst weiterbetrieben, siehe auch Regierungsprogramm Nordrhein-Westfalen)

Der Energieverbrauch in Deutschland setzt sich zusammen:

ca. 80% Wärmeerzeugung (Prozesswärme, Wärmeverbrauch in Wohngebäuden) und Verkehr mit einem hohen Anteil fossiler Brennstoffe,

ca. 20% Stromerzeugung, davon

. Braunkohlekraftwerke,

. Steinkohlekraftwerke,

. Gaskraftwerke,

- .Kernkraftwerke,
- .Windkraftanlagen,
- .Solaranlagen(Photovoltaikanlagen),
- .Wasserkraftwerke,
- .Geothermiekraftwerke,
- .Biomassekraftwerke,

Der Strom-Mix in Deutschland betrug 2016 bei einer Bruttostromerzeugung von 648 Mrd. KWh:

- .Kernenergie 13,1%,
- .Braunkohle 23,1% ,
- .Steinkohle 17,0%,
- .Erdgas 12,1%,
- .Windkraft 12,3%,
- .Photovoltaik 5,9%,
- .Biomasse 7,9%,
- .Wasserkraft 3,3%,
- .sonstige, darunter Geothermie 5,2%,

Zur Senkung des Energieverbrauchs und des Einsatzes von fossilen Brennstoffen für Wärme und Verkehr ist eine Vielzahl von Maßnahmen festgelegt, darunter

- .Ausbau der Produktion von Elektroautos und Nutzung der Batterien zur Speicherung von überschüssigen Strom,
  - .intelligente, digitale Energieversorgung unter der Bezeichnung Smart Grid,
- In den nächsten Jahren sollen 200 Millionen EURO in das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie-Digitale Agenda für die Energiewende“ durch das Bundeswirtschaftsministerium bereitgestellt werden.
- Ziel ist es, in großflächigen „Schaufensterregionen“ skalierbare

Musterlösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien zu entwickeln und zu demonstrieren.

Im Zentrum stehen dabei die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Einsatz innovativer Netztechnologien.

Zusammen mit den zusätzlichen Investitionen der Unternehmen werden über 500 Millionen EURO in die Digitalisierung des Energiesektors investiert.

.Nutzung des überschüssigen Stroms durch eine effiziente Kraft-Wärme--Kopplung zur zeitlichen Entkopplung von Strom-und Wärmeerzeugung unter der Bezeichnung Power-to- Heat unter Nutzung von thermischen Speichern und Wärmepumpen.

.Nutzung von Solarwärme, Erdwärme, Biomasse und Biogasen, Abfällen(Klärgasen),

Dieses Programm wird die Energieversorgung revolutionieren. Sicherlich dient die mit diesen Programmen vorgesehene effizientere Nutzung der Energie auch der Pufferung der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung. Es ist aber ein Herkulesprogramm und nur in Teilschritten in einem langen Zeitraum zu realisieren und ersetzt nicht bezahlbare Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Strom.

## **2. persönliche kritische Hinweise**

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger für die Stromproduktion muss aus folgenden Gründen kritisch hinterfragt werden.

1. Außer einer Grobeinschätzung der Kosten für die Energiewende in Höhe von über 1.000 Mrd. Euro liegt ein ausspezifiziertes Investitionsprogramm für die Energiewende, insbesondere für die Stromerzeugung und daraus abgeleitet die Entwicklung der Stromkosten nicht vor.
2. Seit dem Jahr 2.000 haben sich die Stromkosten verdoppelt. Für die Bevölkerung ist nicht erkennbar, ob sich mit der Energiewende die Verteuerung der Stromkosten fortsetzt.
3. Die Stromkosten in Deutschland sind gegenüber Frankreich doppelt so hoch.
4. In einem Bericht des Bundesrechnungshofes kritisieren die Prüfer die Regierung sowie das Bundeswirtschaftsministerium für eine mangelnde

Kontrolle der Energiewende, die zu Mehrkosten führt, insbesondere im Bundeswirtschaftsministerium gebe es ineffiziente Förderprogramme und eine kaum nachvollziehbare Organisation des Projekts „Energiewende“. Des Weiteren lasse dieses Ministerium die Bevölkerung im Unklaren über die Bezahlbarkeit der Energiewende. Die Prüfer raten dem Bundeswirtschaftsministerium die Mittel für die Energiewende zielgerichteter einzusetzen. Nur dann könnten etwa Mehrkosten durch ineffiziente Förderprogramme eingestellt werden und die Bundesregierung soll nicht nur die Klimaziele im Blick behalten, sondern auch die Kosten.

5. Weder im Energiekonzept 2050 „Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien“, erstellt vom Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien noch im wissenschaftlichen Nachweis des Deutschen Institutes für Wirtschaft“ Politberatung kompakt“ sind ausspezifizierte Investitionsaufwendungen und die Ökonomie der Energiewende mit der Stromkostenentwicklung ausgewiesen. In Anbetracht der geplanten Stromautobahnen quer durch Deutschland von Norden nach Süden und noch nicht gelöster Stromspeichertechnologien ist das Fazit des Deutschen Institutes für Wirtschaft, dass weder Netzausbau noch Speicher Engpässe darstellen, sehr unverständlich. Unverständlich ist auch die Einschätzung des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien( Seite 41), dass im Zeitraum 2010 bis 2050 durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung Kosten in Höhe von 567 Mrd. EURO eingespart werden, zumal noch keine ausspezifizierten Investitionen für die Energiewende mit konkreten Kostenbewertungen entschieden wurden unter Beachtung von Speichertechnologien für fluktuierenden Strom.
6. Die europäischen Nachbarländer Niederlande, Polen und Tschechien bauen bereits Stromsperren, um sich vor der Überlastung ihrer Stromnetze durch fluktuierenden deutschen Windkraftstrom zu schützen.
7. Wenn die Kernkraftwerke in Süddeutschland abgeschaltet und dafür Windparks in der Nordsee gebaut werden, muss viel Strom durchs ganze Land fließen. Vier neue Stromautobahnen sind geplant. Diese Stromtrassen werden 17 Milliarden EURO kosten. Bezahlen müssen diese Kosten die Stromverbraucher über die Netzendgelde. Diese 4 Stromtrassen sollen je 2 Gigawatt transportieren, locker die Leistung

eines Atomkraftwerkes. Ursprünglich waren klassische Freileitungen geplant. Die Regierung scheute jedoch die Auseinandersetzung mit den „Wutbürgern“ zum Bau dieser Freileitungen und orientiert nun auf Stromleitungen mit Erdkabeln, das die Kosten gegenüber den klassischen Freileitungen verdreifacht. 2025 könnten die Stromtrassen fertiggestellt werden. Das Gesamtvolumen der Investitionen für den Netzausbau beträgt einschließlich der Kosten für das Start-Offshore Netz bis 2030 rund 17 Mrd. EURO und bis 2035 22 Mrd. EURO.

8. Gemäß dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes sind die Atomkonzerne durch die Entscheidung der Bundesregierung zum vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie angemessen zu entschädigen. Die Entschädigungskosten werden mit 19 Mrd. EURO geschätzt. Neben der Entschädigung der Atomkonzerne sind erhebliche Kosten im Zusammenhang mit der Demontage der Kernkraftwerke zu erwarten. Ein Gutachten des Bundeswirtschaftsministeriums schätzt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie 29 Mrd. Euro, im schlimmsten Fall, 77 Mrd. EURO kostet. Aktuell haben die 4 Atomkonzerne 38,3 Mrd. EURO zur Seite gelegt. Wenn es gut läuft, könnte das Geld reichen. Die Rücklagen sind aber nicht in Cash vorhanden. Teilweise müssen die Stromversorger sie erst noch umwandeln und dafür beispielsweise Beteiligungen verkaufen. Die Kosten für den vollständigen Rückbau aller Kernkraftwerke, einschließlich der Entsorgung gefährlicher Brennelemente, könnte sich in Folgejahren nach dem Ausstieg auf 170 Mrd. EURO summieren. Damit klafft eine finanzielle Lücke zwischen der finanziellen Rückstellung der Atomkonzerne und den tatsächlichen Kosten des Rückbaus.
  
9. Für die Stromspeicherung des überschüssigen Stroms der fluktuierenden Stromproduktion von Windkraft- und Solaranlagen gibt es gegenwärtig nur großflächige, technische Lösungen, die zu einem weiteren Ansteigen der Stromkosten führen. Da Windkraftanlagen mit einer fluktuierenden Stromproduktion in Deutschland seit über 15 Jahren sich in Betrieb befinden, ist das Problem der Stromspeicherung von überschüssigem Strom seit langer Zeit bekannt. Nach ca. 20 Jahren werden die Windkraftanlagen abgebaut und entsorgt, wobei die Entsorgung der Rotorblätter, die gegenwärtig noch als Sondermüll bewertet werden, noch nicht gelöst ist. Unklar ist für mich die Betriebszeit als Grundlage für den Abbau von Offshore-Windkraftanlagen, die gegenüber Onshore -

Windkraftanlagen stärkeren mechanischen Belastungen( Sturm, Meereswellen) und Korrosion durch Meeres-Salzwasser ausgesetzt sind.

10. In einem Interview mit der Bildzeitung vom 19.04.2017 teilte der Vorstandsvorsitzende von Rhein-Energie mit, dass Deutschland noch zwei- bis drei Jahrzehnte zur Stromversorgung herkömmliche Kraftwerke benötigt, solange keine bezahlbaren Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Strom zur Verfügung stehen.
11. Die Sächsische Zeitung vom 27.02.2017 und die Wirtschaftszeitung „Aktiv“ vom 04.03.2017 informierten, dass an einigen Tagen bei Windstille, Nebel und Kälte 12.000 Windkraftanlagen stillstanden und 1,2 Millionen Solaranlagen keinen Strom lieferten. Dadurch sank der Anteil erneuerbarer Energien am Strom-Mix dramatisch von ca. 30% auf unter 10%. Nur mit Mühe konnten Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke diese „Dunkelflaute“ kompensieren und den Stromkollaps verhindern. Die „Welt“ vom 07.02.2017 informierte, dass in den ersten Januartagen 2017 sogar 26.000 Windkraftanlagen ausfielen. Spiegel Online vom 23.02.2016 meldete, dass in der Nacht vom 25.01. zum 26.01.2016 großer Sturm an der Nordsee aufzog, so dass die Offshore-Windkraftanlagen zu viel Strom produzierten, so dass eine Überlastung des Stromnetzes auftrat. 700 Windkraftanlagen wurden deshalb abgeschaltet.
12. Die Bildzeitung vom 10.08.2017 weist in einem Artikel darauf hin, dass energieintensive Unternehmen( u.a. Stahl-, Baustoff- oder Chemieindustrie) in den letzten Jahren nicht mehr ausreichend investiert haben, um ihren Bestand zu sichern. Der Grund hierfür sind hohe Energiepreise und Unsicherheit über weitere energiepolitische Rahmenbedingungen. Der Geschäftsführer des Institutes der deutschen Wirtschaft Köln weist darauf hin, dass Deutschland eine Energiewende braucht, die mit den Bedingungen eines Industrielandes vereinbar ist. Sie darf nicht zu Lasten der Standortbedingungen in Deutschland gehen.
13. Die unabhängige französische Nachrichtenagentur Global Electrification hat am 27.03.2017 eine Studie veröffentlicht, die sämtliche Träume von einer vollständigen Energieversorgung durch Wind- und Sonnenstrom beenden dürfte. Die Europäische Physikalische Gesellschaft weist darauf hin, dass die Integration von intermittierenden Stromquellen( Wind und Sonne) bei einem Stromanteil von 30% bis 40%

schwierig werden wird. Die aktuelle Stromkrise in Südaustralien mit einem hohen Anteil von Windkraftanlagen bietet eine experimentelle Bestätigung für diese Annahme. Die Strompreise steigen, gleichzeitig wird die Stromversorgung schlechter. Das hängt der Studie zufolge mit dem hohen Anteil der Windkraftanlagen am Strom-Mix zusammen. Der Anteil der erneuerbaren Energien, insbesondere Windstrom, am Strom-Mix beträgt in Südaustralien 50%. Der Bundesstaat wird durch mehrere Strom-Blackouts erschüttert, die sich inzwischen zu einer politischen Krise umgewandelt haben. Im September 2016 kam es zu einem großen Strom-Blackout mit folgenschweren Konsequenzen. Die Regionalregierung appelliert an die Bevölkerung sich in den nächsten 2 Jahren auf 125 Tage Stromausfälle ein zu richten. Mit einem Notfallplan will die Regionalregierung für 13,8 Mrd. Euro Gaskraftwerke bauen. Im Rahmen dieses Notfallplanes hat Tesla den Auftrag erhalten, den weltweit größten Lithium-Ionen-Akku mit einer Speicherkapazität von 129 MWh und einer Stromleistung von 100 MW noch 2017 in Südaustralien zu errichten.

## 3. Stromspeicher

### 3.1 Pumpspeicherwerke

Der bekannte Wirtschaftsprofessor Hans-Werner Sinn wies in Veröffentlichungen darauf hin, dass die langfristige Stromversorgung mit Windkraft- und Solaranlagen mit einer fluktuierenden Stromerzeugung nur in begrenztem Umfang neben der konventionellen Stromerzeugung möglich ist.

Wesentliche Aussagen von Professor Sinn:

Im gegenwärtigen Strom-Mix ist eine kontinuierliche Stromversorgung mit Windkraft- und Solaranlagen nur durch die Pufferung mit der steuerbaren konventionellen Stromerzeugung möglich. Der Ausstieg aus der Kernenergie durch Erweiterung des Anteils der Stromerzeugung durch Windkraft- und Solaranlagen auf 30% im Strom-Mix wird gerade noch durch die Pufferung im Verbund mit konventionellen Kraftwerken aufgefangen. Eine weitere Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung von Windkraft- und Solaranlagen um 10% im Strom-Mix im Verbund mit der konventionellen Stromerzeugung wird zur Speicherung des überschüssigen Stroms den Bau von 900 Pumpspeicherwerken erfordern. Deutschland verfügt gegenwärtig über 35 Pumpspeicherwerke. Die

weitere Steigerung dieser erneuerbaren Stromerzeugung erfordert: Bei 60 % im Strom-Mix den Neubau von 8.000 Pumpspeicherwerken, bei 100% im Strom-Mix den Neubau von 40.000 Pumpspeicherwerken,

Fazit:

Pumpspeicherwerke sind mit einem Wirkungsgrad von 80% die effizientesten Stromspeicher.

Der Neubau von Pumpspeicherwerken hat geologische Grenzen und ist außerdem auf Grund der hohen Investitionsaufwendungen derzeit keine Lösung als Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Wind- und Solarstrom.

### **3.2 Betonkugelspeicher zur Stromspeicherung**

Zur Stromspeicherung von überschüssigem Strom von Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee wurden Betonkugelspeicher entwickelt, die in großer Tiefe zu verankern sind.

Die Meeresoberfläche ist vergleichbar mit dem Oberbecken eines Pumpspeicherwerkes.

Der Betonkugelspeicher verankert in großer Tiefe funktioniert wie das das Unterbecken eines Pumpspeicherwerkes.

Ziel ist, 80 bis 200 Betonkugelspeicher in direkter Nähe zu einem Offshore-Windpark. Wenn die Windräder mehr Strom produzieren als gebraucht wird, können die vollen Kugeln mit der überschüssigen Energie leer gepumpt werden. Herrscht dagegen Flaute, produzieren die Kugelspeicher per Knopfdruck sofort Strom.

Konzipiert sind Betonkugelspeicher mit einem Durchmesser von 30 Metern und einem Gewicht von 10.000 Tonnen pro Speicher.

Um die geplante Stromspeicherkapazität von 20MWh pro Betonkugelspeicher zu erzielen, müssen die Betonkugelspeicher in mindestens 700 Metern Tiefe verankert werden, denn die Speicherkapazität hängt von der Tiefe der



verankerten Betonkugel im Zusammenhang mit dem Wasserdruck zum Betreiben der stromerzeugenden Turbinen ab.

Nun wird festgestellt, dass die Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee nur in seichtem Gewässer zu installieren sind und weit und breit die erforderlichen Meerestiefen nicht vorhanden sind, um mit den Betonkugelspeichern eine nennenswerte Stromspeicherkapazität zu erzielen.

Damit sind die entwickelten Betonkugelspeicher für Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee zur Stromspeicherung nicht einsetzbar und werden nun als Export in Länder angeboten, die über die erforderlichen Meerestiefen zur Stromspeicherung von Offshore-Windkraftanlagen verfügen.

Die Erprobung eines Betonkugelspeichers mit einem Durchmesser von 3 Metern im Bodensee wurde abgeschlossen. Das kanadische Pilotprojekt von Start-ups-Hydrostator zeigt, dass Strom auch in flachen Gewässern gespeichert werden kann. Das Unternehmen hat auf dem Grund des Ontariosees sechs Ballons mit einer Höhe von je 10 m in 50 m Tiefe verankert. Die Ballons sind mit einer Druckluftleitung mit dem Festland verbunden. Bei einem Überangebot von Strom füllen Kompressoren die Ballons mit Luft. Wird Strom benötigt, strömt die Luft wieder aus den Ballons heraus und treibt zur Stromerzeugung Turbinen an.

Fazit:

Die entwickelten Betonkugelspeicher sind für die Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee nicht einsetzbar, aber interessante Exportprodukte.

### **3.3 Druckluftspeicher zur Stromspeicherung**

Ähnlich einem Pumpspeicherwerk dient der Druckluftspeicher elektrische Energie in mechanische Energie umzuwandeln und bei Bedarf wieder in elektrischen Strom zurück zu wandeln.

Druckluft wird durch einen elektrisch angetriebenen Verdichter in unterirdischen Kammern(Kavernen) gespeichert. Steigt die Stromnachfrage, kann die Druckluft in eine Gasturbine zur Stromerzeugung geleitet werden.

Als Standorte für Druckluftspeicher kommen nur stillgelegte Zechen( Bergwerke) oder Salzstöcke an der Nordsee in Frage.

Nachteile:

-Die technischen Aufwendungen für ein Druckluftkraftwerk sind hoch und damit teuer.

-niedriger Wirkungsgrad mit ca. 50%,

Beispiele für Druckluftspeicher:

Druckluftspeicher in Huntorf,

geplanter Druckluftspeicher in Staßfurt,

Fazit:

Investitionsaufwendungen für Betonkugelspeicher und Druckluftspeicher liegen noch nicht vor. Als Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Wind- und Solarstrom sind Druckluftspeicher mit einem Wirkungsgrad von 50% keine Lösung. Sie sind für die kleinflächige Stromspeicherung interessant.

### **3.4 leistungsfähige Batterien zur Stromspeicherung**

Der Materialaufwand für Batteriespeicher mit hoher Kapazität ist allerdings hoch. Den Akkus, die auf Lithium-Ionen- oder Blei-Säure-Technik basieren, sind daher beim Einsatz Grenzen gesetzt.

Soll der Strom länger gespeichert werden, sind Alternativen wie die Redox-Flow-Batterie interessant.

Sie speichert Energie mithilfe von Flüssigkeiten, zum Beispiel einer Vanadium-Salzlösung. Wenn man eine Redox-Flow-Batterie auflädt, bilden sich an Plus- und Minus-Pol zwei unterschiedliche Elektrolytvarianten der Lösung, die in getrennten Tanks gesammelt werden.

Die Batteriezelle ist durch eine Membran getrennt, die nur positiv geladene Wasserstoff-Ionen hindurchlässt. Als Elektroden werden PAN-basierte Kohlenstoff-Fasern eingesetzt, die mit unterschiedlichem Graphitierungs- und Oxidationsgrad präpariert sind.

Außerdem wird Platin als Katalysator eingesetzt.

Soll die Batterie den Strom wieder abgeben, führt man die beiden Flüssigkeiten wieder zusammen.

Will man mehr Energie speichern, vergrößert man die Tanks.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes sind erste Windkraft-und Solaranlagen bereits mit Redox-Flow-Batterien ausgerüstet, beispielsweise auf der Nordseeinsel Pellworm.

Die weltweit größte Redox Flow Batterie ist in einem Windkraftpark in Japan im Einsatz mit einer Leistung von 4 MW und einer Speicherkraft von 6MWh.

Bei den gegenwärtigen Redox- Flow Batterien mit Vanadium-Salzlösungen als Elektrolyt entsteht bei 10.000 Ladezyklen nur ein geringer Energieverlust.

Der energetische Wirkungsgrad dieser Batterien beträgt ca. 75%.

Die Investitionskosten sind hoch und betragen je nach Größe der Batterie 200 bis 2.000 €/kWh.

Ein wesentlicher Nachteil ist die niedrige Energiedichte von 10-30 Wh/kg.

Mit Elektrolyten auf Basis von Natriumbromid- und Natriumpolysulfid-Lösungen wird eine höhere Energiedichte von 25-50 Wh/kg erzielt.

Die gegenwärtigen Elektrolytlösungen mit Vanadium-Ionen sind sehr teuer und korrosiv gegenüber Metallen.

Forscher der Harvard University haben eine weitere Variante des Flüssig-Akkus entwickelt, die Energie in organischen Molekülen speichern, die in Wasser mit neutralem ph-Wert gelöst sind.

Der eigentliche Unterschied zu den bisherigen Flüssig-Akkus ist die Verwendung von Ferrocen für den positiven Elektrolyten.

Ferrocen kann gut Energie speichern, ist aber wasserunlöslich.

Durch eine spezielle chemische Modifikation wurde Wasserlöslichkeit erreicht.

Die Laufzeit dieser Batterie wird mit 10 Jahren ohne Wartung eingeschätzt.

Diese neuentwickelte Batterie bietet die Möglichkeit gegenüber den zur Zeit im Einsatz befindlichen Redox- Flow Batterien die Batteriegröße und die Kosten zu minimieren.

Vor- und Nachteile der Redox- Flow Batterie:

Vorteile

Keine Selbstentladung der Batterie

coulombscher Wirkungsgrad 80-85%

Nachteile

hohes Gewicht durch komplexen Aufbau

Energetischer Wirkungsgrad 75%

über 10.000 Ladezyklen bei geringen

Energieverlusten

erschwerter Montage und  
Aufstellung

hohe Investitionskosten je  
nach Größe der Batterie von  
200 bis 2.000 EURO/kWh,  
Platin als Katalysator ist ein  
wesentlicher Bestandteil der  
Kosten,

niedrige Energiedichte von  
10-30 Wh/kg, die aber durch  
andere Elektrolyten,  
beispielsweise  
Natriumbromid- und  
Natriumpolysulfid-Lösung  
auf 25-50 Wh/kg erhöht  
werden kann.

Speicherkapazität unabhängig von ihrer

elektrischen Leistung skalierbar,

Vanadium-Elektrolyte  
begrenzt verfügbar, teuer  
und korrosiv bei  
Aufbewahrung in  
Tankbehältern,

Fazit:

Als Groß- und Langzeitspeicher für fluktuierenden Wind- und Sonnenstrom ist  
der Einsatz von Redox- Flow Batterien noch nicht absehbar

Es sind noch Forschungsarbeiten notwendig, um den geeigneten Elektrolyten  
mit höchstmöglicher Stromspeicherkapazität und minimierten  
Investitionskosten festzulegen.

Zur kleinflächigen Stromspeicherung werden Redox- Flow Batterien bereits eingesetzt.

### **3.5 Power to Gas- und Power to Liquid- Technologie, Power to Heat**

Durch ein komplexes, miteinander gekoppeltes Technologiesystem zur Nutzung der überschüssigen Stromerzeugung, insbesondere Windstrom und durch eine effiziente Kraft-Wärme-Kopplung soll das Problem der Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen fluktuierenden Stroms gelöst werden.

#### **1. Power to Gas**

Nutzung des überschüssigen Stroms von Windkraft- und Solaranlagen in Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff und Weiterverarbeitung des Wasserstoffs durch Umsetzung mit Kohlendioxid (mittels Katalysatoren oder Mikroorganismen) zu Methan und Nutzung des Methans in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung,

Diese Variante der Nutzung des überschüssigen Stroms führt nach Einschätzung von Professor Sinn zur Erhöhung der Stromkosten um das 3- bis 4-fache (noch nicht eingerechnet die Kosten für die Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff und Methan). Professor Sinn teilte weiterhin mit, dass die Kosten für das synthetisch hergestellte Methan um das 7,5-fache höher sind gegenüber dem natürlichen Methan aus dem Erdgas.

Auch eine direkte Einspeisung des hergestellten Wasserstoffs in die Gaskraftwerke zur Stromerzeugung führt mindestens zur Verdoppelung der Stromkosten (noch nicht eingerechnet die Aufwendungen für die Elektrolyseanlagen).

#### **positive kleinflächige Ergebnisse der Power to Gas-Technologie**

. Siemens hat im Verbund mit Voest- Alpine den Bau der weltweit größten Elektrolyseanlage mit Protonen-Austausch-Membran-Technologie mit Strom aus erneuerbaren Stromerzeugung geplant.

Die Finanzierung des Vorhabens mit 12 Mio EURO erfolgt aus dem EU-Programm Horizon 2020 für grünen Wasserstoff.

. Das Kraftwerk in Prenzlau (Brandenburg) besteht aus drei Windkraftanlagen des Typs Enercon E-82 E2 mit jeweils 2,3 MW und einer 500-kW-

Elektrolyseanlage, die den überschüssigen elektrischen Strom für die Erzeugung von Wasserstoff nutzt.

Zwei Blockheizwerke können mit einem Gemisch aus Biogas und Wasserstoff betrieben werden.

Sowohl die zwei Blockheizkraftwerke als auch die Windkraftanlagen liefern elektrischen Strom.

### **Verfahren zur Herstellung von Methan durch Umsetzung von Elektrolysewasserstoff mit Kohlendioxid(Power to Gas Technologie)**

.Für die Herstellung von Methan durch chemische Umsetzung von Wasserstoff mit Kohlendioxid( Beispielsweise aus Kohlekraftwerken) stehen 2 Verfahren zur Auswahl:

Wacker-Chemie: katalytische Umsetzung von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan mit Ausbeuten über 95%,

Krajete GmbH, Linz(Österreich:

Komplettes Modul mit

Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung und

Umsetzung von Wasserstoff mit Biogas( Gemisch aus Methan und Kohlendioxid) mittels Mikroorganismen zu Methan, Wirkungsgrad:

Elektrolyse: 70%.

Methanherstellung 80%

Beide Verfahren zur Methanherstellung sind noch nicht großtechnisch erprobt.

### **2.Power to Liquid**

Der aus überschüssigen Strom elektrolytisch hergestellte Wasserstoff kann teilweise oder vollständig zu Methanol verarbeitet werden. Hierfür bietet sich die in der chemischen Industrie seit Jahrzehnten bewährte Fischer-Tropsch - Synthese an.

Gegenüber Methan ist Methanol als Flüssigkeit wesentlich besser speicherbar und als Treibstoff( z.B. Flugtreibstoff) einsetzbar.

### **3.Power to Heat**

Effiziente Kraft-Wärmekopplung zur zeitlichen Entkoppelung von Strom- und Wärmeerzeugung unter Nutzung von thermischen Speichern und Wärmepumpen. Power to Heat ist ein Langzeitprogramm und ersetzt nicht bezahlbare Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Windstrom.

Fazit:

Da die Kosten der Methansynthese gegenüber natürlichem Methan im Erdgas erheblich höher sind, ist Power to Gas ökonomisch nicht tragfähig.

Die Nutzung von Power to Liquid zur Nutzung des überschüssigen Stroms zur Methanol-Herstellung mit dem Einsatz als Flugtreibstoff reduziert den Einsatz von fossilen Treibstoffen und verbessert etwas die Kohlendioxidbilanz, stellt aber aus meiner Sicht keine ökonomisch tragfähige Lösung dar, zur Nutzung des überschüssigen, fluktuierenden Windstroms, dem Schwerpunkt der zukünftigen, großflächigen, erneuerbaren Stromerzeugung.

## **4. Kernenergie**

### **4.1 Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktoren**

Im Ergebnis der nuklearen Katastrophe in Fukushima, Japan hat die Bundesregierung den vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020 entschieden.

Diesem Beispiel sind Länder der Europäischen Union und Länder außerhalb Europas nicht gefolgt.

Die Kernenergie ist in vielen Ländern weiterhin wichtig zur Erreichung der Klimaziele durch Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes.

Während Deutschland mit einem hohen Sicherheitsstandard in den deutschen Kernkraftwerken als einziges Land innerhalb der Europäischen Union vorzeitig aus der Kernenergie aussteigt, werden in den nachfolgenden EU-Ländern Kernkraftwerke neu gebaut oder sie sind geplant:

Finnland, Frankreich, Slowakei, Tschechien, Bulgarien, Rumänien, Polen, Litauen,

Bei einigen Ländern sind Verzögerungen beim Neubau der Kernkraftwerke festzustellen.

In weiteren Ländern EU-Ländern werden Kernkraftwerke auch nach dem

Ausstieg Deutschlands weiter betrieben( Schweden, Niederlande, Belgien, Spanien, Slowenien)

Nach dem Brexit hat die Regierung Großbritanniens den Bau eines neuen Kernkraftwerkes entschieden.

Durch einen Volksentscheid wurde in der Schweiz der vorzeitige Ausstieg aus der Kernenergie abgelehnt.

In anderen Ländern außerhalb Europas, insbesondere in China, ist ein „Boom“ zu Bau neuer Kernkraftwerke festzustellen.

Deutsche Sicherheitstechnik ist in Ländern gefragt, die neue Kernkraftwerke bauen.

**Die Sicherheit in Deutschland zur Verhinderung einer nuklearen Katastrophe durch den vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie wird doch nicht wesentlich besser, wenn um Deutschland herum in anderen Ländern Kernkraftwerke weiter betrieben werden, darunter in geringer Entfernung zur deutschen Grenze( Schweiz, Frankreich, Belgien).**

Mit neuen Reaktoren und frischem Geld will die EU-Kommission die Kernenergie reaktivieren.

Diese Pläne sorgen für heftigen Streit in Brüssel und offenbaren ein Fiasko der Energiepolitik.

#### **4.2 Kernkraftwerke der 4.Generation,**

12 Staaten, darunter Russland, USA, Frankreich, Großbritannien, Indien und die EURATOM -Länder entwickeln gemeinsam eine „nachhaltige Reaktortechnologie“.

Mit Nachhaltigkeit ist dabei in erster Linie gemeint, dass die begrenzte Ressource Uran effizienter als bisher genutzt werden soll.

Das bedeutet zum einen, dass neue Brütertechnologien entwickelt werden, die ausgehend von reichlich vorhandenem angereichertem Uran 238 mehr Kernbrennstoff erzeugen, als sie verbrauchen.

Zu anderen geht es darum, stärker auf alternative Kernbrennstoffe, wie das fertile Metall Thorium, zu setzen.



Thorium befindet sich in der Erdkruste zwischen 2,2- bis 7-mal häufiger als Uran.

Thorium selbst ist nicht gut spaltbar. Es kann jedoch in einem Reaktor in spaltbares Uran 233 umgewandelt werden. Ziel der Entwicklung der Reaktoren der 4. Generation ist weiterhin, dass der Reaktorbetrieb inhärent sicher und effizient ist und sogar lang strahlenden Atommüll entsorgt.

Künftige Kernkraftwerke können neben Strom auch Wasserstoff produzieren und Meerwasser entsalzen.

3 Reaktoren der 4. Generation unterscheiden sich durch das Kühlmittel:

- . Flüssiges Natrium,
- .flüssiges Blei,
- .Heliumgas,

Schnelle Brutreaktoren können zum Vernichten der vorhandenen radioaktiven Abfälle genutzt werden.

Bei den neuentwickelten Kernreaktoren wird ein großer Teil des gegenwärtigen atomaren Mülls zu einem wertvollen Rohstoff der Energieerzeugung.

Dieser atomare Müll muss in Deutschland derzeitig komplett in geologischen Endlagern entsorgt werden.

Die inhärente Sicherheit und die ökonomisch wertvolle Kopplung der Energieerzeugung mit Prozesschemie ist ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den gegenwärtigen Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktoren und den Kernreaktoren der 4. Generation.

### **4.3 Dual Fluid Reaktor(DFR)**

Der DFR ist ein neuartiges nukleares Reaktorkonzept, welches die Vorteile der der Generationen-4-Konzepte des Flüssigsalzreaktors(MSR) und des flüssigmetallgekühlten Reaktors(SFR, LFR) vereint, indem es die Wärme nicht durch das Flüssigsalz, sondern über einen getrennten Bleikreislauf abführt.

Dieser noch zu entwickelnde Reaktor arbeitet nicht mit einem festen Brennmateriell und nicht mit Wasserkühlung, sondern mit einem Flüssigbrennmateriell und Flüssigblei zur Kühlung.

Für diesen Reaktor liegt bereits ein deutsches Patent vor.

Das Institut für Festkörper- Kernphysik gGmbH rechnet bei entsprechender Förderung der Entwicklungsarbeiten mit einer Produktionsreife des Reaktors in 10 Jahren.

Zu erwartende Vorteile bei Produktionsreife:

Natürlich vorkommende Brutstoffe, wie Uran 238 und Thorium 232, die selbst nicht spaltbar sind, werden vom DFR in spaltbare Nuklide umgewandelt und vollständig für eine langfristige Kernenergieversorgung genutzt.

Jedes Aktinid mit Atomgewicht  $\geq 232$  kann im DFR entweder selbst gespalten oder durch Neutroneneinfang in ein spaltbares umgewandelt werden.

Die Transmutation langlebiger Spaltprodukte mit dem DFR ist möglich, aber nicht zwingend nötig, um die Lagerdauern der Abfälle massiv zu verkürzen, da die langfristige Radioaktivität vor allem von den Transuranen ausgeht. Diese werden im DFR vollständig gespalten.

Die überschaubare Menge radioaktiver Reststoffe, die im Kraftwerk ca. 300 Jahre aufbewahrt werden müssen, erfordern kein geologisches Endlager.

Die Reichweite bei einer globalen Vollversorgung nach heutigen Maßstäben beträgt damit mehrere Millionen Jahre.

Die Spaltstoffgewinnung kann in ausreichendem Maße nahezu in jedem Staat betrieben werden.

Damit wären weltweite Probleme der Energieversorgung lösbar.

Durch die hohe Leistungsdichte und durch den Wegfall nicht mehr benötigter zusätzlicher Aufbereitungs- und Anreicherungsanlagen kann ein kommerzieller DFR mit Anschaffungskosten pro Kraftwerksblock vergleichbar mit einem Kohlekraftwerk realisiert werden, so dass ein 1,5 GW-DFR Strom zu Preisen von 0,75 USct/ kWh zu produzieren vermag.

Der DFR ist inhärent sicher, wobei er im Gegensatz zu heutigen wassermoderierten Reaktoren keinerlei aktive Sicherheitssysteme benötigt.

Unkontrollierte Leistungs- und Temperaturexkursionen sind prinzipbedingt nicht möglich.

Die hohe Arbeitstemperatur des DFR erlaubt das kosteneffiziente Betreiben von Prozesschemie, etwa eine im Vergleich zu erdölbasierten Kraftstoffen deutlich günstigere Technologie zur Herstellung von( auch Co<sub>2</sub>-frei verbrennbaren/ beispielsweise Hydrazin) Kraftstoffen.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit hat der DFR einen großen Vorsprung gegenüber allen anderen derzeitigen und geplanten Kraftwerkstechniken und hat damit Einfluss auf die Industrieproduktivität und das Wohlstandsniveau in Deutschland.

Kurz zusammengefasste Vorteile des DFR:

- .keine Anreicherung,
- .keine Aufbereitung,
- .kein nukleares Endlager,
- .sehr sichere Technologie,
- .Er kann auch unterirdisch betrieben werden, um Gefahren durch Naturkatastrophen, Flugzeugabstürze und Terroranschläge auszuschließen.

#### **5.4 Kernfusion**

Das bisher größte Kernfusionsexperiment Iter( International Thermonuclear Experimental Reactor) wird im südfranzösischen Cadarache errichtet.

Alle potenten Industrienationen beteiligen sich daran: China, die EU, Indien, Japan, Südkorea, Russland und die USA. Die Kernfusion erfolgt durch Verschmelzen der Wasserstoffisotope Deuterium und Tritium zu Helium.

Das Tritium wird aus Lithium erbrütet und im Fusionskraftwerk selbst hergestellt.

Das Deuterium wird aus schwerem Wasser der Weltmeere isoliert.

Die Versuchsanlage Wendelstein 7-X in Greifswald zur Kernfusion arbeitet bei der Kernfusion mit reinem Deuterium.

Fusionskraftwerke sind vielleicht schon 2050 Realität zur Lösung der Energieprobleme in der ganzen Welt.

Bei der Kernfusion besteht keine Gefahr einer unkontrollierten Leistungsexkursion. Nach Einschätzung der Wissenschaftler der Versuchsanlage in Greifswald erfordert der radioaktive Abfall kein geologisches Endlager und ist bei weitem nicht so lang strahlend wie der atomare Müll der gegenwärtigen Kernkraftwerke.

Natürlich müssen technologische Risiken im Zusammenhang mit dem Neutronenbeschuss und der großen freiwerdenden Energie gelöst werden.

Das Hauptproblem der Kernfusion ist die immense Komplexität und Größe der Anlagen, die auch mit der geringen Dichte der Plasmen verknüpft ist.

Die Kernfusion ist im Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft enthalten.

#### **4.5 geförderte Forschungsarbeiten in der Bundesrepublik Deutschland auf dem Gebiet der Kernenergie**

Gefördert werden

-Forschungsarbeiten zur dauerhaften, sicheren Entsorgung von radioaktivem Abfall,

-zum Erhalt wissenschaftlicher Erkenntnisse auf dem Gebiet der Reaktorsicherheit, maßgeblich zum sicheren Betrieb kerntechnischer Anlagen weltweit,

-Forschungsarbeiten zur Kernfusion,

### **5. Beispiele für erneuerbare Energieerzeugung in anderen Ländern im Vergleich zu Deutschland**

#### **5.1 Wasserstoffkraftwerke**

General Electric hat ein weitweites Bündnis zur Entwicklung, Bau und Nutzung von 5 Wasserstoffkraftwerken zur Stromerzeugung mit einer Leistung von 500 MW pro Kraftwerk geschlossen. Durch die Stromerzeugung dieser neu zu entwickelnden Kraftwerke soll eine Verringerung der Kohlendioxidemission erreicht werden, als wenn 615.000 Autos mit fossilen Brennstoffen von der Straße verschwinden.

Die japanische Regierung will bis zum Jahr 2030 weltweit erstmalig Kraftwerke mit umweltfreundlichen Brennstoffzellen ausstatten, um 10% des landesweiten Strombedarfs zu decken. Das soll die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus dem Ausland senken.

Varianten der Wasserstoffherstellung:

- Wasserstoffgewinnung als Nebenprodukt bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse zur Herstellung von Chlor und Natronlauge,
- Wasserstoffherstellung durch Dampfreformer aus Erdgas,
- Wasserstoffherstellung durch partielle Oxidation( Ölvergasung) von Erdgas oder Kohlenwasserstoffen aus der Erdölverarbeitung,
- Herstellung von Wasserstoff aus Methanol mit einem autothermen Reformer durch katalytische Umwandlung in ein Wasserstoff/Kohlendioxid-Gemisch,
- Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser,
- Herstellung von Wasserstoff durch Vergasung und Vergärung von Biomasse,
- Wasserstoffgewinnung nach dem Kvaerner-verfahren( thermische Umwandlung von Kohlenwasserstoffen(Erdgas, Erdöl) mit Plasmabrenner bei 1600 ° Celsius),
- Wasserstoffgewinnung durch Umwandlung von Wasser mit Grünalgen mit Hilfe des Enzyms Hydrogenase in Wasserstoff und Sauerstoff,

International werden 3 Arten von Brennzellen entwickelt:

- .Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle mit Wasserstoff als Energieträger,
- .Direktmethanol-Brennstoffzelle mit Methanol als Energieträger,
- .Festoxidbrennstoffzellen, können neben Wasserstoff auch Methan und Kohlenmonoxid als Energieträger verwenden,

-Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle

Diese Brennstoffzellen sind eine besondere Art des galvanischen Elementes mit positiven Protonen an der Anode und der Verbrennung des Wasserstoffs mit Sauerstoff an der Kathode.

Als Elektrolyt kommt eine Polymermembran zum Einsatz, die nur eine Protonenwanderung von der Anode zur Kathode zulässt.

An der Kathode findet bei Anwesenheit eines Katalysators(Platin) eine kontrollierte Umsetzung mit Sauerstoff zu Wasser unter Energiefreisetzung statt.

-Die Direktmethanol-Brennstoffzelle verwendet Methanol als Energieträger.

Durch einen autothermen Reformer wird Methanol katalytisch in ein Wasserstoff/ Kohlendioxid-Gemisch umgewandelt, das dem Elektrolyseprozess unter Verwendung der Polymermembran als Elektrolyt zugeführt wird und dann an der Kathode der Wasserstoff katalytisch mit Sauerstoff unter Energiefreisetzung zu Wasser umgewandelt wird.

Bei diesen Brennstoffzellen mit Methanol als Energieträger entsteht damit eine relativ geringe Kohlendioxidemission.

Die Transport- und Speichermöglichkeiten sind bei Methanol im Vergleich zu Wasserstoff wesentlich günstiger.

Deshalb gewinnt Methanol als Energieträger für Wasserstoff-Brennstoffzellen an Bedeutung.

Für die Herstellung von Methanol gibt es verschiedene chemische Synthesen, darunter die Herstellung aus Erdgas und Biomasse.

Besondere Bedeutung hat die Biomasse für die Herstellung von Methanol.

Die Brennstoffzellenforschung ist im Förderprogramm der Bundesregierung enthalten.

## **5.2 Kraftfahrzeuge mit Wasserstoffbrennzellen**

Toyota startete als erster Hersteller in der Welt mit der Serienproduktion von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffbrennstoffzellen(Toyota Mirai).

Die Orientierung von Toyota auf die Serienproduktion von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffbrennzellen ist eine innovative und umweltschonende Alternative gegenüber der Orientierung in Deutschland auf Elektroautos mit Lithium-Ionen-Batterien. Die Verwendung von Platin in den Brennstoffzellen ist ein Kostenfaktor.

## **5.3 Elektroautos**

Die Energiewende orientiert auf die Produktion von 1,0 Millionen Elektroautos mit Lithium-Ionen Batterien.

Die Ladetankstellen für Elektroautos sollen auch überschüssigen Wind- und Solarstrom nutzen.

Bei der grünen Energiewende ist es notwendig, die Rohstoffkette zur erneuerbaren Energieerzeugung bis zum Ende zu verfolgen.

Die Lithiumvorkommen sind begrenzt.

2/3 der weltweiten Lithiumvorkommen werden in Chile gefördert.

Zur Förderung von Lithium in einer Wüstenregion Chiles werden großen Mengen Wasser benötigt, das ohnehin zur Versorgung der Bevölkerung Mangelware ist.

Die Lithiumgewinnung wird gegenwärtig in weiteren Ländern vorbereitet oder geprüft, darunter Bolivien und Afghanistan.

Die Lithiumförderung in Deutschland und Österreich soll begonnen werden.

Das Lithium ist jedoch in beiden Ländern tief unter der Erde eingeschlossen im Pegmatit, also im erkalteten Magma.

Die Lithiumförderung ist damit kompliziert und teuer.

Des Weiteren rechnet das Fraunhofer – Institut bei den gegenwärtigen Elektroautos mit einem Mehraufwand von 0,9 kg Kupfer pro kW Motorleistung.

Bei 70 kW sind das 63 kg Kupfer. Bei der angestrebten Produktion von 1,0 Millionen Elektroautos als Speichermöglichkeit des überschüssigen Wind- und Sonnenstroms bedeutet das eine Kupfermenge von 63.000 Tonnen.

Neben Kupfer werden für die Herstellung eines Elektroautos auch einige Kilogramm Nickel, Kobalt und Mangan benötigt. Deren Herstellung auch energieintensiv und umweltbelastend ist.

Weltweit wird Kupfer als Kupferkies (CuFeS<sub>2</sub>) mit einem Kupfergehalt von ca. 2% gefördert.

Die Herstellung von reinem Kupfer mit einem enormen Energieaufwand erfolgt über mehrere Verfahrensstufen:

-Flotation,

-pyrometallisches Verfahren mit erheblicher Umweltbelastung,

-elektrolytische Reinigung des Rohkupfers/Garkupfer(99% Cu) an der Anode und Abscheidung als Reinkupfer(99,95% Cu) an der Kathode ,

Kostengünstiger ist das Recycling von Kupfer über mehrere Arbeitsschritte, das aber auch energieintensiv ist.

-mechanische Aufbereitung,

-Recycling durch das Kaiser-Recycling-Verfahren,

Schmelzverfahren mit Zusätzen für die Schlackenbildung zur Abtrennung von anderen Elementen,

-Elektrolytische Reinigung des Rohkupfers(95% Cu) zu Reinkupfer.

Bewertet man den Energieaufwand und die Umweltbelastung für die Lithium-, Kupfer-, Nickel-, Mangan- und Kobaltgewinnung, dann sind Elektroautos bei Weitem nicht so klimafreundlich, wie von der Allgemeinheit angenommen wird.

Die Elektroautos mit Lithium-Ionen-Batterien haben trotz Kaufprämie noch ein Nischendasein.

Die Gründe hierfür sind:

-hohe Preise,

Schon ein Kleinwagen kostet ab 30.000 EURO aufwärts,

-geringe Reichweite, die sich bei Kälte weiter verringert,

-lange Ladezeit,

inzwischen von mehreren Stunden auf 20 bis 30 Minuten verkürzt, aber immer noch sehr lang,

Zur Reduzierung fossiler Kraftstoffe für kommunale Nutz- und Arbeitsfahrzeuge, Straßenbau-, Räum- und Gartenbaufahrzeuge werden gegenwärtig Wasserstoff-Brennstoffzellen/Lithium-Ionen-Batterie/Schubsysteme entwickelt.

Motorleistung: 60kWh

Brennstoffzellenleistung: 20 kWh

Batteriekapazität: 5kWh



Neben Elektroautos mit Lithium-Ionen-Batterien wurden inzwischen folgende Elektroautos neuentwickelt:

-Elektroauto Sion mit Solarbatterie von der Firma Sono Motors, München,

Reichweite: 250 km,

-italienisches Elektroauto Quantino mit Redox-Flow-Batterie(Rezeptur geheim),

Reichweite: 1.000 km,

-Das israelische Unternehmen StoreDot hat eine neue Batterie-Technologie mit der Bezeichnung Flashbattery-Technologie für Elektroautos entwickelt.

Batterieprinzip:

Nanomaterialien werden mit speziellen organischen Verbindungen kombiniert,

Die Aufladung der Batterie ist in 5 Minuten möglich.

Die Reichweite von Elektroautos mit dieser Batterie beträgt 480 km.

Eine Serienproduktion dieser neuentwickelten Elektroautos wird im Wettbewerb mit Elektroautos mit Lithium-Ionen-Batterien bzw. Autos mit Wasserstoff-Brennzellen im Ergebnis des Preis-Leistungsvergleiches entschieden.

#### **5.4 Kraftfahrzeuge mit Hydrazin-Brennstoffzellen**

Hydrazin( $N_2H_4$ ) wird bisher als Raketentreibstoff eingesetzt.

Hydrazin ist auch als Kraftstoff ohne Kohlendioxidemission für Kraftfahrzeuge geeignet.

Von Institut für Festkörper- Kernphysik gGmbH wurde eine Hydrazin-Brennstoffzelle für den Einsatz in Kraftfahrzeugen erarbeitet, die eine effiziente Alternative sowohl für Lithium-Ionen- Batterien als auch für Wasserstoff-Brennstoffzellen mit dem sehr teuren Platin als Katalysator darstellt und gefördert werden sollte.

Mit dieser neuentwickelten Brennzelle ist gegenüber Verbrennungsmotoren und Elektroautos mit Lithium-Ionen-Batterien eine höhere Energiedichte und damit eine höhere Reichweite nach Auftankung bzw. Aufladung der Batterie zu erzielen.

Gegenüber Elektroautos bietet die Hydrazin-Brennzelle noch weitere Vorteile, wie

- schnelle Auftankung,
- keine umweltbeeinflussende Rohstoffe wie Lithium und Kupfer,
- niedrigere Produktionskosten,
- keine Explosionsgefahr, die bei Lithium-Ionen-Batterien besteht,
- gut einzuordnen in die Infrastruktur,

Der noch zu realisierende Dual Fluid Kernreaktor ist in der Lage, die Stromproduktion mit der Herstellung von Hydrazin zu koppeln.

### **5.5 Wasserkraftwerke**

Die geologischen Voraussetzungen zum Ausbau von Wasserkraftwerken sind in Deutschland begrenzt.

Kommentiert [E1]:

Norwegen verfügt über die leistungstärksten Wasserkraftwerke innerhalb der Europäischen Union.

Im Rahmen der deutsch-norwegischen Energiepartnerschaft wird zwischen beiden Ländern das Seekabel NordLink ( 623 km, Leistung 1.400 MW) gebaut, welches die beiden Länder 2018/2019 verbindet und zur Stromversorgung Deutschlands mit norwegischen Wasserkraftstrom beitragen soll.

Die Energiewende in Österreich orientiert auf den Ausbau von Wasserkraftwerken auf 50% am Strom-Mix. Mit einem Ausbau von Windkraftanlagen auf 20% am Strom-Mix und dem Bau von Biomassekraftwerken und Photovoltaik ist in unserem Nachbarland in den nächsten Jahren eine Stromerzeugung mit 100% erneuerbaren Energien möglich.

### **5.6 Gezeitenkraftwerke**

-Eine Studie von Siemens belegt, dass die Energiemengen von Ebbe und Flut eines Tages weltweit 250 Millionen Haushalte mit Strom versorgen könnten.

-Seit 1967 ist das Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich in Betrieb mit einer Gesamtleistung von 240 Megawatt

-In Nordirland wurde 2008 ein Gezeitenkraftwerk ans Stromnetz angeschlossen,

-Großbritannien baut vor der Küste Nordschottland das derzeit größte Gezeitenkraftwerk Europas mit einer Leistung von 400 MW in mehreren Ausbaustufen.

-das Gezeitenkraftwerk Shiwa-ho in Südkorea mit einer Leistung von 254 MW ist gegenwärtig das weltweit größte Gezeitenkraftwerk.

-Die USA betreibt in New York an der Flussmündung des East River ein Gezeitenkraftwerk.

-Der Bau eines Gezeitenkraftwerkes in San Francisco, USA ist geplant.

-In Russland wird das Gezeitenkraftwerk Kislaja Gruba mit einer Leistung von 400kW betrieben.

-An der Ostküste Kanadas wurde ein Gezeitenkraftwerk als Pilotprojekt realisiert.

-In China ist der Bau eines 30 km langen Gezeitenkraftwerkes als weltweit größtes Unterwasserkraftwerk mit einem Investitionsaufwand von 20 Mrd. EURO geplant, dass so viel Strom wie 2 Kernkraftwerke liefern soll.

Mit einem Baubeginn ist in 10 Jahren zu rechnen.

Da die Stromerzeugung in Gezeitenkraftwerken bei weitem nicht so stark fluktuierend ist im Vergleich mit Windkraft-und Solaranlagen, sollte aus meiner Sicht über die Möglichkeit eines Gezeitenkraftwerkes an der deutschen Nordseeküste nachgedacht werden, obwohl der erforderliche Tidenhub für die Stromerzeugung schwierig zu realisieren ist.

Der deutsche Ingenieur Carl Becker legte in den 1950-er Jahren der damaligen Bundesregierung ein Projekt für ein sehr großes Gezeitenkraftwerk an der deutschen Nordseeküste vor, das jedoch nicht realisiert wurde.

Auf Grund der niedrigen Höhendifferenz zwischen Ebbe und Flut von 3 Metern an der deutschen Nordseeküste enthielt dieses Projekt Wasserstaubecken, die bei Flut aufgefüllt werden und zur Stromerzeugung in ein tieferes Becken fließen. Es waren zur Stromerzeugung Turbinen im Vorwärts- und Rückwärtsgang vorgesehen.

Das Projekt von Carl Becker war Vorbild für das Gezeitenkraftwerk in La Rance, Frankreich.

### **5.7 Wellenkraftwerke**

-In Australien entsteht das weltweit größte Wellenkraftwerk, dass pro Jahr 75.000 Megawattstunden Strom liefern soll.

-Das angestrebte Pilotprojekt für ein Wellenkraftwerk an der Ostsee( Insel Usedom) in Deutschland liegt bei einer Leistung von 250 kW und einer Jahresstromerzeugung von 400 Megawattstunden zur Stromversorgung von 120 Haushalten.

### **5.8 Solarkraftwerke**

-Deutschland verfügt über ca. 400 Solarparks und einer Vielzahl von Photovoltaikanlagen auf Dächern.

Der leistungsmäßig mit 54 MWp größte Solarpark befindet sich in Straßkirchen. Die leistungsmäßig mit 5,8 MWp größte Dachanlage befindet sich in Haßleben.

-Das Solarthermie-Kraftwerk Ivanpah in der der Mojave-Wüste in der Nähe von Las Vegas erzielt eine Leistung von 392 MW zur Stromversorgung von 140.000 Haushalten.

Solarthermie-Kraftwerke funktionieren anders als Photovoltaik in Deutschland, wo die Solarmodule durch Sonneneinstrahlung direkt Strom erzeugen. Bei Solarthermie-Kraftwerken wird die Wärme der Sonneneinstrahlung über Parabolspiegel gebündelt, gespeichert und in einem Dampfkraftwerke die Sonnenwärme zur kontinuierlichen Stromerzeugung genutzt.

-Das derzeitig weltweit größte Solarthermie-Kraftwerk wird in Marokko in 3 Bauabschnitten gebaut mit einer Gesamtleistung von 580 MW und soll eine über Million Menschen mit Strom versorgen.

Der 1.Bauabschnitt wurde bereits realisiert und versorgt bereits 350.000 Menschen mit Strom.

Marokko plant 4 weitere Solarthermie-Kraftwerke, so dass durch Solarthermie eine Gesamtleistung zur Stromerzeugung von 2.000 MW erreicht werden soll.

-ein noch größeres solarthermisches Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 810 MW entsteht im Nordwesten Chinas(Kraftwerk Delingha) mit 3 Bauabschnitten.

Der erste Bauabschnitt soll 2017 fertiggestellt mit einer Leistung von 270 MW werden.

Länder in subtropischen Regionen sind bei der Nutzung von Solarenergie hinsichtlich der Sonneneinstrahlung gegenüber Deutschland im Vorteil.

Aus meiner Sicht bietet sich die fast unbewohnte Sahara-Wüste in Nordafrika als Standort für den Bau von Solarthermie-Kraftwerke mit einer kontinuierlichen Stromerzeugung durch die Europäische Union in Kooperation mit nordafrikanischen Ländern gerade zu an.

Zur Stromversorgung europäischer Länder müsste ein Stromkabel durchs Mittelmeer nach dem Beispiel der deutsch-norwegischen Energiepartnerschaft gebaut werden.

Rohstoffkette zur Herstellung von Solarzellen

#### 1. Herstellung von Rohsilizium

Im Hochofen( Lichtbogenofen) bei 1.650°

Ausgangsprodukte: Quarz, Steinkohlenkoks, Sägespäne, Eisenspäne.

Emission: Kohlenmonoxid/Kohlendioxid

#### 2. Herstellung von Trichlorsilan

Durch Reaktion von Rohsilizium mit Chlorwasserstoff bei 300° Celsius(Kupfer als Katalysator),

Die Chlor-Alkali-Elektrolyse zur Herstellung von Chlor und Natronlauge mit Wasserstoff als Nebenprodukt kann genutzt werden, um aus Chlor und Wasserstoff Chlorwasserstoff herzustellen.

Im VEB Chemiewerk Nünchritz wurde Chlorwasserstoff als Nebenprodukt der Silikone- und Kältemittelproduktion zur Herstellung von Trichlorsilan genutzt.

fraktionierte Destillation des hergestellten Trichlorsilan zu Trichlorsilan in spezialreiner Qualität,

#### 3. Herstellung von polykristallinem Silizium

Durch Reaktion von Trichlorsilan, spezialrein mit hochreinem Wasserstoff( Chlorwasserstoff als Nebenprodukt),

#### 4. Herstellung von monokristallinem Silizium,

aus polykristallinen Silizium durch Schmelzverfahren bei Anwendung von hochfrequentem Wechselstrom,

#### 5. Herstellung von Solarzellen,

in mehreren chemischen Verfahrensstufen

durch Behandlung mit verschiedenen Chemikalien, darunter Dotiergase,

Bei der Dotierung werden Fremd –Ionen in die Kristallstruktur eingebracht, um ein elektrochemisches Potential als Grundlage für einen Stromfluss herzustellen.

negativ-Dotierung, beispielsweise Phosphor und Arsen in Form von Phosphin und Arsin (beide Gase extrem giftig),

positiv-Dotierung, beispielsweise mit Bor in Form von Diboran.

Aus der Rohstoffkette zur Herstellung von Solarzellen ist zu erkennen, dass fossile Kraftstoffe (z. B.: Steinkohle) und enorme Energie benötigt werden, wobei Kohlendioxid als Treibhausgas erzeugt wird.

Bei der diffusen Sonneneinstrahlung von  $120\text{W}/\text{m}^2$  im Zeitmittel in Deutschland dauert es mindestens 2,5 Jahre oder länger, dass eine herkömmliche Solaranlage die Energie erzeugt, die innerhalb der Rohstoffkette eingesetzt wurde.

Zur Speicherung von Strom für Photovoltaik-Dachanlagen gibt es bereits leistungsfähige Batterien. Photovoltaik-Dachanlagen dienen der Eigenversorgung mit Strom und haben damit eine Ausnahmestellung im Vergleich mit anderen Technologien der Stromerzeugung.

Zur Kompensation wetterbedingter Leistungsschwankungen von Solarparks wird gegenwärtig ein Schwungradspeicher mit einem supraleitenden Lager ( bei  $-200^\circ\text{C}$  ) mit einem Energieinhalt von 3 kWh bis 6kWh entwickelt.

Bei dieser Speichertechnologie wird der zu speichernde Strom durch ein Schwungrad mit hoher Drehzahl in mechanische Energie umgewandelt.

Durch Kopplung des Schwungrades mit einem Elektro-Generator kann die mechanische Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt werden.

Diese Speichertechnologie soll im Kurzzeitbereich attraktiv sein.

## **5.9 Geothermie-Kraftwerke**

-In Deutschland gibt es gegenwärtig 4 Geothermie-Kraftwerke ( Neustadt-Glewe, Unterhaching, Bruchsal, Landau).

Zusammen haben diese 4 Kraftwerke eine Leistung von 7,1 MW.

Diese Kraftwerke decken nur 0,4% des deutschen Strombedarfs ab

-Vor allem in den USA, Island, Japan und Indonesien ist die Energiegewinnung aus Geothermie schon weit verbreitet.

Geothermie-Kraftwerke haben den Vorteil, dass sie im Gegensatz zu Wind und Sonnenenergie nicht witterungsabhängig sind.

Außerdem ist das Vorkommen an Erdwärme nicht begrenzt.

Die Tiefenbohrung als Voraussetzung der Geothermie ist in Deutschland noch aufwendig und teuer.

Zahlreiche Geothermie-Kraftwerke in Deutschland befinden sich im Bau.

Das größte sich im Bau befindliche Geothermie-Kraftwerk entsteht in Geretsried bei München.

Das größte Geothermie-Kraftwerk weltweit befindet sich in den USA mit einer Gesamtleistung von 850 MW.

Zur Nutzung des überschüssigen Stroms aus Geothermie und Wasserkraft in Island ist der Bau eines Seekabels( 1.650 km) von Island nach Großbritannien geplant.

## 6. Erntefaktor(EROI) von Energieanlagen

Jeglicher Energieerzeugung (bzw. überhaupt jedem Wertschöpfungsprozess ) liegen physikalische Vorgänge zugrunde. Es wurde daher eine physikalische Kenngröße definiert, die präzise beschreibt, was eine gegebene Energietechnik maximal für die Menschheit zu leisten vermag. Diese Größe heißt Erntefaktor R oder EROI ( Energy Returned on Investment).

$$R = \frac{\text{gelieferte Exergie}}{\text{zu Bau, Betrieb, Instandhaltung und Außerdienststellung benötigte Exergie}}$$

zu Bau, Betrieb, Instandhaltung und Außerdienststellung benötigte Exergie

Für menschliche Zivilisation ist gerichtete Exergie – z. B. Strom, Rotation von Rädern, Bewegungen von Zylindern, Laser etc., nützlicher als zufällig verteilte wie Wärme oder elektronisches Rauschen. Exergie bezeichnet den Anteil einer Energieportion, der in makroskopisch geordnete Energie umgewandelt werden kann. Der Erntefaktor vergleicht die Exergie , die ein Kraftwerk über seine gesamte Lebensdauer liefert, mit der, die zu seiner Konstruktion, seinem Betrieb, der Anschaffung von Brennstoff etc. nötig ist.

Der Erntefaktor EROI wurde für folgende Stromerzeugungsanlagen berechnet unter Beachtung einer Pufferung( Stromspeicher für Stromüberschüsse und Stromreserve-Kapazitäten) und ohne Pufferung.



Pufferung	ohne Pufferung
Photovoltaik(Deutschland) 1,6	3,9
Biomasse-Kraftwerke 3,5	3,5
Windkraftanlagen 3,9	16
Solarthermie-Kraftwerke(Sahara-Wüste) 9	19
Erdgaskraftwerke 28	28
moderne Kohlekraftwerke 30	30
Laufwasserkraftwerke 35	49
Kernkraftwerke(Druckwasserreaktoren) 75	75
Dual Fluid Kernreaktor 2.000	2.000

Der EROI von Windkraft- und Photovoltaikanlagen verringert sich, wenn zusätzliche Kosten für Investitionen für Groß- und Langzeit-Stromspeicher realisiert werden, die gegenwärtig noch nicht abschätzbar sind, und Windkraftanlagen nach 20 Jahren Betrieb wieder abgebaut, entsorgt und wieder aufgebaut werden, wobei die Entsorgung der Rotorblätter noch nicht gelöst ist.

Bei einem Anteil von Wind- und Sonnenstrom am Strom-Mix über 30% sind Investitionen für Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Strom erforderlich.

Der die EROIs anderer Energieerzeugungsanlagen um Größenordnungen übertreffende EROI des Dual Fluid Reaktors(DFR) ist zurückzuführen auf:

-geschätzter Investitionsaufwand zur vollständigen Stromversorgung Deutschlands in Höhe von 250 Mrd. EURO im Vergleich zum Investitionsaufwand der Energiewende von über 1.000 Mrd. EURO.

-geschätzte, niedrige Stromkosten,

-Nutzung des gegenwärtigen Atommülls zur Stromerzeugung, der ansonsten komplett in geologischen Endlagern entsorgt werden müsste.

-Kopplung der Stromproduktion mit der Herstellung chemischer Erzeugnisse, darunter Kraftstoffe, die gegenwärtig aus fossilen Rohstoffen hergestellt werden. Mit dieser Sektorenkopplung hat der DFR eine Ausnahmestellung im Vergleich mit anderen Technologien der Stromerzeugung.

## **7.Schlussfolgerungen aus meiner Sicht als inhaltliche Grundlage für eine Entscheidungsvorlage an den Deutschen Bundestag**

1. Die Energiewende unterscheidet sich hinsichtlich der wettbewerbsorientierten Vorbereitung und Realisierung der Investitionen, einschließlich der ökonomischen Orientierung bei der Vergabe von Fördermitteln (siehe Bericht des Bundesrechnungshofes) deutlich im Vergleich mit der Vorbereitung und Realisierung des komplexen Investitionsvorhabens „Deutsche Einheit“. Das Investitionsvorhaben „Deutsche Einheit“, das zu den festgelegten Terminen mit dem vorgegebenen Kostenrahmen realisiert wurde, zur Erinnerung:

-Ausbau und Sanierung des Eisenbahnschienensystems, darunter Eisenbahnbrücken und Bahnhöfe,

-Ausbau und Sanierung der Autobahnen und Bundesstraßen, darunter Brücken,

-Sanierung und Neubau von Kohlekraftwerken, darunter das Steinkohlekraftwerk Rostock und die Braunkohlekraftwerke Jänschwalde, Schwarze Pumpe, Boxberg, Lippendorf,

-Ausbau und Sanierung von 110kV und 220 kV Stromtrassen, darunter Umspannwerke,

-Ausbau und Sanierung der Binnenwasserstraßen, darunter Schiffshebewerke, Brücken und Binnenwasserstraßenkreuz Magdeburg( größtes Binnenwasserstraßenkreuz Europas)

Die Vorbereitung des Gesamtvorhabens erfolgte durch das Projektierungsbüro „Deutsche Einheit“,

Im Ergebnis der Realisierung dieses Investitionsvorhabens ist die Infrastruktur in den neuen Bundesländern teilweise besser als in einigen Gegenden der alten Bundesländer.

Die Energiewende ist begleitet,

-mit dem großen Risiko einer großflächigen Stromerzeugung mit fluktuierendem Windstrom mit dem praktischen Beispiel der Stromkrise in Südastralien,

- mit dem seit langer Zeit bestehendem ungelösten Problem bezahlbarer Groß- und Langzeitspeicher für überschüssigen Strom,

-mit dem ungelösten Problem der Entsorgung von Rotorblättern nach Abbau und Entsorgung von Windkraftanlagen ,

2. Im Ergebnis des kritischen Berichtes des Bundesrechnungshofes ist die Energiepolitik so zu reformieren, dass bei Investitionen und Subventionen die Ökonomie in den Vordergrund rückt mit dem Ziel bezahlbarer Stromkosten. Die Energiepolitik der neugewählten Bundesregierung ist auf Technologieoffenheit und leistungsorientierte Marktwirtschaft zu orientieren.

3. Die bereits absehbare Nichterfüllung der Klimaziele durch die Bundesrepublik Deutschland erfordert eine Neuorientierung auf dem Gebiet sicherer, klimafreundlicher Technologien der Kernenergieerzeugung. Deshalb sollte die Entwicklung und Realisierung des Dual Fluid Kernreaktors gefördert werden.

4. Für erneuerbare Energien mit kontinuierlicher Stromerzeugung gibt es in einzelnen Ländern unterschiedliche Bedingungen.

Deutschland orientiert schwerpunktmäßig auf den Ausbau von wetterabhängigen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, da die geologischen Voraussetzungen für den Ausbau von Wasserkraft- und Geothermie-Kraftwerken mit einer kontinuierlichen Stromerzeugung begrenzt sind.

Durch die deutsch-norwegische Energiepartnerschaft im Zusammenhang mit dem Bau des Seekabels NordLink soll in Deutschland norwegischer Wasserkraftstrom genutzt werden.

Zur Nutzung des überschüssigen Stroms aus Geothermie und Wasserkraft in Island ist der Bau eines Seekabels( 1.650km) nach Großbritannien geplant.

Die fast unbewohnte Sahara- Wüste in Nordafrika mit einer sehr guten Sonneneinstrahlung ist ein idealer Standort für Solarthermie-Kraftwerke mit einer kontinuierlichen Stromerzeugung.

Deshalb sollte der Bau von Solarthermie-Kraftwerken in Nordafrika in das Energiekonzept der Europäischen Union aufgenommen werden.

Zur Stromversorgung von EU-Ländern mit Sonnenstrom muss ein Seekabel durchs Mittelmeer gebaut werden. Diese Investition dient der wirtschaftlichen Stärkung afrikanischer Länder und dem Abbau der Fluchtursachen.

5. Als effiziente Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien sollte die Entwicklung und Realisierung der Hydrazin-Brennstoffzelle für Kraftfahrzeuge in das Förderprogramm der Bundesregierung aufgenommen werden.

6. Die deutsche Energiepolitik muss in die gesamteuropäische Energiepolitik eingebunden werden. Dass Länder wie die Niederlande, Polen und Tschechien bereits darangehen, mit dem Bau von Stromsperrn die eigenen Stromnetze vor Überlastung durch deutschen Windkraftstrom zu schützen, zeigt, wie dringlich eine Harmonisierung der Ziele und Instrumente der Energiewende mit dem europäischen Energiebinnenmarkt ist.