



EINIGE GEDANKEN ZUR ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND

08.05.2014

ILF BERATENDE INGENIEURE GMBH

Werner-Eckert-Straße 7, D-81829 München
DEUTSCHLAND

Tel.: 089-25 55 94 - 0
Fax: 089-25 55 94 - 144
E-mail: info.muc@ilf.com



REVISIONSVERZEICHNIS

Rev.	Datum	Ausgabe, Art der Änderung	Erstellt	Geprüft	Freigegeben
2	08.05.2014	Windparkdaten Namborn eingepflegt	Kaufmann		
1	28.04.2014	Kleine redaktionelle Anpassungen, Blockschema PTG-Speicheranlage überarbeitet	Kaufmann		
0	19.03.2014	Erste Ausgabe	Feizlmayr		

INHALTSVERZEICHNIS

Kurzfassung	4
1) Die Chronologie der Energiewende	5
2) Die Energiewende als Projektmanagementaufgabe	7
3) Der Energiemix und sein Preis	9
4) Der Masterplan und die Akzeptanz	15
5) Gedanken zur Energiespeicherung	17
Literatur	24

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Zieldreieck der Energiepolitik

Abbildung 2: Project Life Cycle

Abbildung 3: Strompreise Industriebetrieb inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen

Abbildung 4: Entwicklung des Strompreises für die Industrie

Abbildung 5: Entwicklung der EEG-Umlage

Abbildung 6: Bereitstellung der gesicherten Leistung 2010 - 2050

Abbildung 7: Residuallast 2050 in GW (100% EE Szenario)

Abbildung 8: Differenzkosten des EE-Ausbaus

Abbildung 9: Energieangebot Windpark Namborn

Abbildung 10: Jahresdauerlinie Windpark Namborn

Abbildung 11: Typische Speichertechnologien

Abbildung 12: Residuallast (Szenario A - 2050) - Leistung

Abbildung 13: Residuallast (Szenario A - 2050) - Jahresdauerlinie

Abbildung 14: Methanisierungsprozess

Abbildung 15: Blockschema einer modellhaften PTG-Speicheranlage

Kurzfassung

Unter dem Eindruck der Entwicklung der EEG Umlage, die sich im Januar 2013 auf 20,4 Milliarden Euro belief, stellt sich die Frage, ob bei einem Anteil von 80% Erneuerbarer Energie, wie dies für 2050 vorgesehen ist, der Energiemix noch ausgewogen ist und der Strom bezahlbar bleibt.

Es wird sodann vorgeschlagen, in Anlehnung an die in der Industrie bei Megaprojekten übliche Vorgehensweise für verschiedene Energiemixmodelle die Stromgestehungskosten zu ermitteln um festzustellen, welche Obergrenze für den EE-Anteil machbar ist. Für diese Untersuchung sollen die bisherigen Erfahrungen der Energiewende und alle einschlägigen Studien berücksichtigt werden.

Es wird weiter vorgeschlagen, für das ausgewählte Energiemixmodell einen Masterplan zu entwickeln und durch geeignete Maßnahmen für eine breite Akzeptanz zu sorgen. Nachdem das EE- Gesetz neu gestaltet werden soll, ist jetzt ein günstiger Zeitpunkt für eine derartige Initiative.

Im Kapitel Energiespeicherung wird vor allem der Unterschied zwischen Kurzzeitspeichern (wie Pumpspeicher) und Langzeitspeichern (wie Power-to-Gas Anlagen) dargestellt, wie man sie zum Ausgleich der Fluktuation im Energieangebot bei steigendem EE-Anteil einsetzen kann.

1) Die Chronologie der Energiewende

Die Chronologie der sogenannten „Energiewende“ in Deutschland lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- | | |
|-----------|--|
| 1980 | Erste Energiewendestudie des Öko-Instituts |
| 1986 | Unfall im AKW Tschernobyl |
| 1990 | Erstes Gesetz zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz |
| 1998 | Rot-grüne Koalition kündigt Atomausstieg an |
| 2002 | Regierungsbeschluss über den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2024 |
| 5/9/2010 | Die Bundesregierung beschließt die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke bis 2034. |
| 28/9/2010 | Die Bundesregierung verabschiedet das „Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [1].“ |

Wesentliche Zielsetzungen sind demnach:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2050: 80 bis 95%
- Dazu sollte der Energieverbrauch durch die Erhöhung der Energieeffizienz drastisch reduziert werden und sollten die Erneuerbaren Energien für die Energieversorgung eine zentrale Rolle übernehmen.
- Reduktion des Stromverbrauchs bis 2050 gegenüber 2008: 25%
- Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch
 - 2020: 35%
 - 2030: 50%
 - 2040: 65%
 - 2050: 80%

März 2011: Nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima beschließt die Bundesregierung die Stilllegung aller Kernkraftwerke bis 2022 und die Beschleunigung bei der Umsetzung des Energiekonzepts vom 28/9/2010. Dazu wird im Sommer 2011 ein umfassendes Maßnahmenpaket verabschiedet.

Die weiteren Betrachtungen in diesem Artikel einschließlich des Begriffs „Energemix“ beziehen sich auf den elektrischen Strom. In diesem Sektor sollte der Anteil der Erneuerbaren Energien, wie oben gezeigt, bis 2050 auf einen Wert von 80% (Ziel 1) ansteigen. Dieses Ziel sollte erreicht werden bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und bei bezahlbaren Energiepreisen (Ziel 2). Gemäß Abbildung 1 sind diese Ziele gleichrangig.

Abbildung 1:
Zieldreieck der Energiepolitik



Quelle:[1]

Es macht den Eindruck, dass der Begriff „bezahlbar“ vor der Festlegung der Prozentsätze für den Anteil der Erneuerbaren Energien (insbesondere der 80% für 2050) nicht klar definiert und nicht ausreichend geprüft wurde, ob dieser Energiemix noch ausgewogen und die Energie noch bezahlbar ist.

2) Die Energiewende als Projektmanagementaufgabe

Wenn man die Energiewende als Megaprojekt einstuft, mag es von Interesse sein, wie die Industrie normalerweise an solche Aufgaben herangeht.

Dazu zeigt Abbildung 2 die in der Erdölindustrie übliche Vorgehensweise, die sinngemäß auch in anderen Industrien Anwendung findet.

Abbildung 2:
Project Life Cycle



In der Phase „appraise“ wird geprüft, ob das Projekt einschließlich seiner Zielsetzungen sinnvoll ist. Dazu wird normalerweise eine Durchführbarkeitsstudie angefertigt.

Der Fokus in der Phase „select“ liegt in der Auswahl der optimalen Lösung. Dabei sollen nicht nur die wirtschaftlichen Parameter des Projekts sondern auch alle relevanten Imponderabilien berücksichtigt werden.

Nach Wahl der optimalen Lösung erfolgt in der Phase „define“ die Planung einschließlich der Kostenschätzung und der Entwicklung eines Konzepts für die Umsetzung des Projekts samt Zeitplan und Abwicklungsprozeduren.

In der „define“ Phase müssen alle Entscheidungsgrundlagen für den Baubeschluss erarbeitet werden, der im englischen Sprachgebrauch „Final Investment Decision“ heißt. Dann folgt in der Phase „execute“ die Ausführung bzw. der Bau des Objekts oder der Anlagen und in der weiteren Folge der Betrieb („operate“).

Die Vorgehensweise erfolgt schrittweise, wobei es nach jedem Schritt einen Haltepunkt (Gate) gibt, bei dem eine Prüfung erfolgt und entschieden wird, wie es weiter geht. Für jeden Haltepunkt sind die notwendigen Entscheidungsgrundlagen zu erarbeiten und zu dokumentieren. Besonders umfangreich sind diese für die „Final Investment Decision“ nach der Planungsphase.

Trotz der ausgeprägten Haltepunkte kommt es immer wieder vor, dass bei der Bearbeitung einer Phase Vorgaben aus vorangegangenen Phasen angepasst werden müssen, um das übergeordnete Projektziel zu erreichen. Dies gilt in besonderem Maße für ein Projekt wie die Energiewende

- wo die politische Führung zu Anfang die Phasen „appraise“, „select“ und „define“ nur wenig beachtet und mit verschiedener gesetzlicher Regelung sofort die Phase „execute“ eingeleitet hat

- wo die begleitenden Studien auf Prognosen und einer Vielzahl von Annahmen beruhen und
- wo die Entwicklung zwar in erheblichem Maße von planwirtschaftlichen Elementen geprägt ist, aber dennoch auch von der Reaktion der Märkte abhängt.

Wenn Anpassungen notwendig werden, ist es wichtig, dass alle Änderungen einer strengen Kontrolle unterworfen werden und der ausdrücklichen Zustimmung der Projektleitung bedürfen (Management of Change). Im Fall der Energiewende ist die politische Führung für die Projektleitung verantwortlich.

Die in der Industrie übliche Vorgehensweise

- legt großen Wert auf die laufende Erhebung und Analyse der Projektrisiken einschließlich der Festlegung von Maßnahmen, diese zu mindern
- erfordert einen Projektausführungsplan samt Zielsetzung des Projekts, Ausführungsstrategien und Zeitplan, Festlegung der Projektverantwortlichkeiten und Prozeduren der Projektabwicklung und
- beinhaltet auch die laufende strikte Kontrolle, ob die Projektziele und der Projektausführungsplan eingehalten werden.

Es ist wohl einzusehen, dass politische Projekte nicht genau nach dem Muster von industriellen Megaprojekten abgewickelt werden können, aber es erscheint doch empfehlenswert, Prinzipien, die sich in der Industrie bewährt haben, -so weit wie sinnvoll- anzuwenden.

Dies gilt auch für die Energiewende in Deutschland, die erhebliche planwirtschaftliche Elemente enthält, wie dies im Erneuerbaren Energiegesetz zum Ausdruck kommt. So kostete die „Förderung des Ökostroms“ allein im Jahr 2013 20,4 Milliarden €, die von den Energiekonsumenten in Form einer Umlage bezahlt worden sind [5]. Es ist dies eine gewaltige Summe, die sich zum Vergleich auch dann ergibt, wenn man den gesamten jährlichen Stromverbrauch von Deutschland in der Größenordnung von 600 TWh mit 3 Cent/kWh bewertet.

Die Urteile der deutschen Öffentlichkeit zum bisherigen Management der Energiewende sind wenig schmeichelhaft und reichen von unkoordiniert bis verkorkst. Auch aus Projektmanagementsicht sind viele Anforderungen nicht beachtet worden und ist die Vorgehensweise stark verbesserungsbedürftig. Die Vergangenheit kann man nicht ändern, aber es ist noch nicht zu spät bewährte Prinzipien anzuwenden.

Ansätze dazu findet man erfreulicherweise im Energiekapitel des Koalitionsvertrags für die 18. Legislaturperiode vom Dezember 2013 [1]. Hier ist nun von einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor für die Erneuerbare Energien von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 die Rede samt jährlicher Überprüfung der Zielerreichung und Bezahlbarkeit. Der Koalitionsvertrag enthält keinen Zielwert für 2050.

Will man die hier aufgezeigten Management-Prinzipien für die Fortführung der Energiewende einsetzen, dann erscheint es notwendig, aufbauend auf dem, was inzwischen bereits erarbeitet wurde, ein Ausbaukonzept bis 2050 zu entwerfen samt Abschätzung der daraus resultierenden Entwicklung des Strompreises und der EE Umlage. Diese Idee eines „Masterplans“ wird in Kapitel 4 behandelt.

3) Der Energiemix und sein Preis

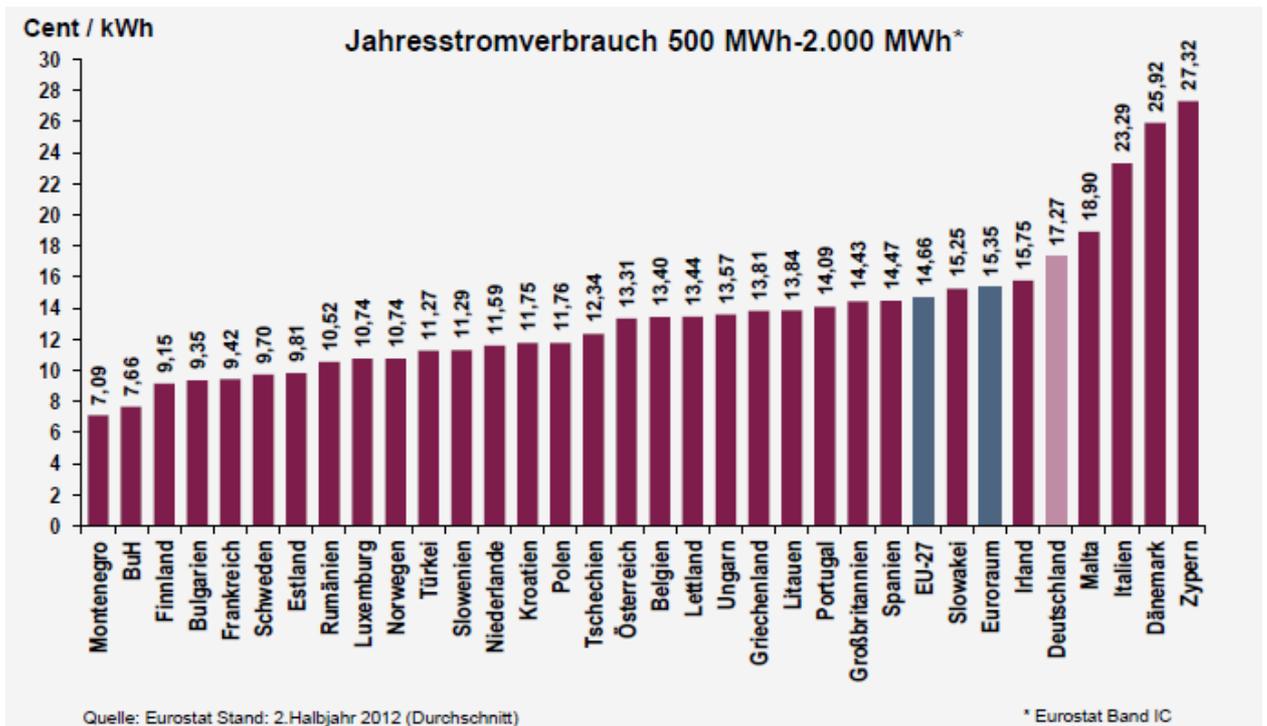
Folgt man den Überlegungen aus dem vorangegangenen Kapitel und akzeptiert man die dort angesprochene Wechselwirkung zwischen den Phasen insbesondere für die Phasen „appraise“ und „select“, dann könnte man die Frage nach der Zielsetzung der Energiewende wie folgt formulieren:

Wie könnte der Energiemix der Zukunft mit einem möglichst hohen Anteil an Erneuerbarer Energie aussehen, bei dem die Versorgungssicherheit noch gewährleistet ist und der Strompreis bezahlbar bleibt?

Diese Fragestellung trifft auch in etwa die im Koalitionsvertrag für die Erneuerbaren Energien verankerte Vorstellung von einem Korridor für Erneuerbare Energien, wobei bei steigendem Anteil an Erneuerbarer Energie die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit laufend überprüft werden, um aus den Ergebnissen die zukünftigen Grenzwerte für den Korridor abzuleiten.

Dazu ist es notwendig, vorab die Bezahlbarkeit zu quantifizieren. Dabei ist zu beachten, dass der Strompreis für die Industrie in Deutschland im europäischen Vergleich bereits relativ hoch ist, wie die Abbildung 3 verdeutlicht.

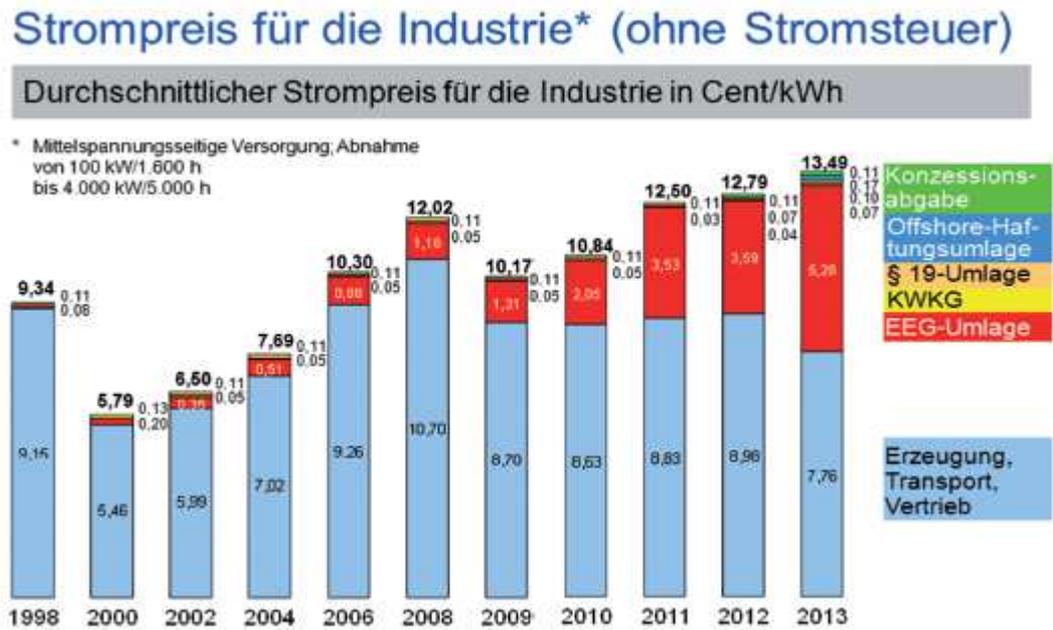
Abbildung 3:
Strompreise Industriebetrieb inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen



Quelle: bdew

Die Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des Strompreises für die Industrie ab 1998. Daraus ist einerseits die positive Auswirkung der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 und andererseits die erhebliche Belastung durch die EEG Umlage in den letzten Jahren zu erkennen.

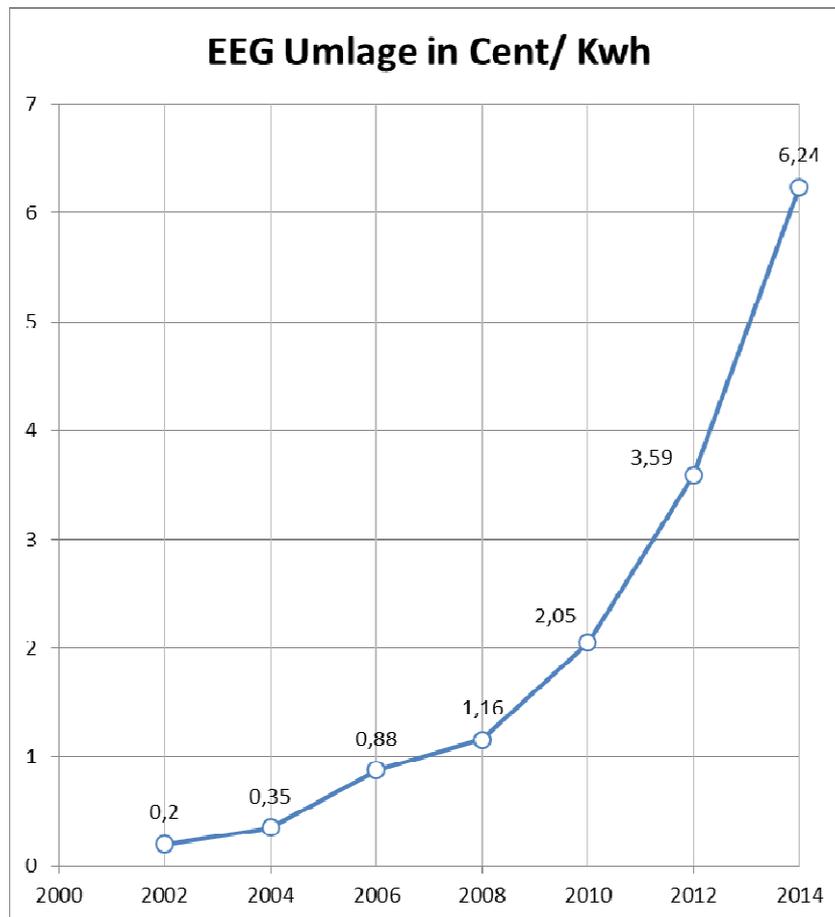
Abbildung 4:
Entwicklung des Strompreises für die Industrie



Quelle: [1]

Abbildung 5 verdeutlicht den steilen Anstieg der EEG Umlage, vor allem seit 2008.

Abbildung 5:
Entwicklung der EEG-Umlage



Quelle: Energieagentur NRW

Beim Anblick dieser Kurve muss man die besorgte Frage stellen, wie der weitere Verlauf wohl aussieht. Will man in der Öffentlichkeit Vertrauen aufbauen, so muss diese Frage rasch, transparent und überzeugend beantwortet werden.

Für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh/a ist demnach für 2014 bei einer EEG Umlage von 6,2 Cent/kWh mit einem Strompreis von fast 30 Cent/kWh zu rechnen.

Wenn die politische Führung festlegt, was beim Strompreis bezahlbar bedeutet, muss sie nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie im Auge behalten, sondern auch sicherstellen, dass sie nicht durch einen zu hohen Strompreis für die Haushalte die Akzeptanz der Bürger für die Energiewende verspielt.

Um nun die Frage nach der Bezahlbarkeit zu beantworten könnte die klassische „select“ Methode derart angewendet werden, dass für Modelle mit unterschiedlichem EE-Anteil die Stromgestehungskosten ermittelt werden. Ein solches Modell könnte sich zum Beispiel auf einen EE-Anteil von 55 bis 60% im Jahr 2035 beziehen, wie er im Koalitionsvertrag als Ziel genannt ist.

Für jedes Modell muss ein Konzept für die gesamten Stromversorgungsanlagen entworfen werden, die notwendig sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei zeigt sich, dass sehr umfangreiche „Back Up“ Anlagen notwendig sind, um die hohen Schwankungen der eingespeisten Windkraft aber auch der Photovoltaik auszugleichen.

Ein Beispiel für eine derartige Anlagenkonfiguration bei 80% EE Anteil im Jahr 2050 zeigt Abbildung 6.

Abbildung 6:

Bereitstellung der gesicherten Leistung 2010 - 2050



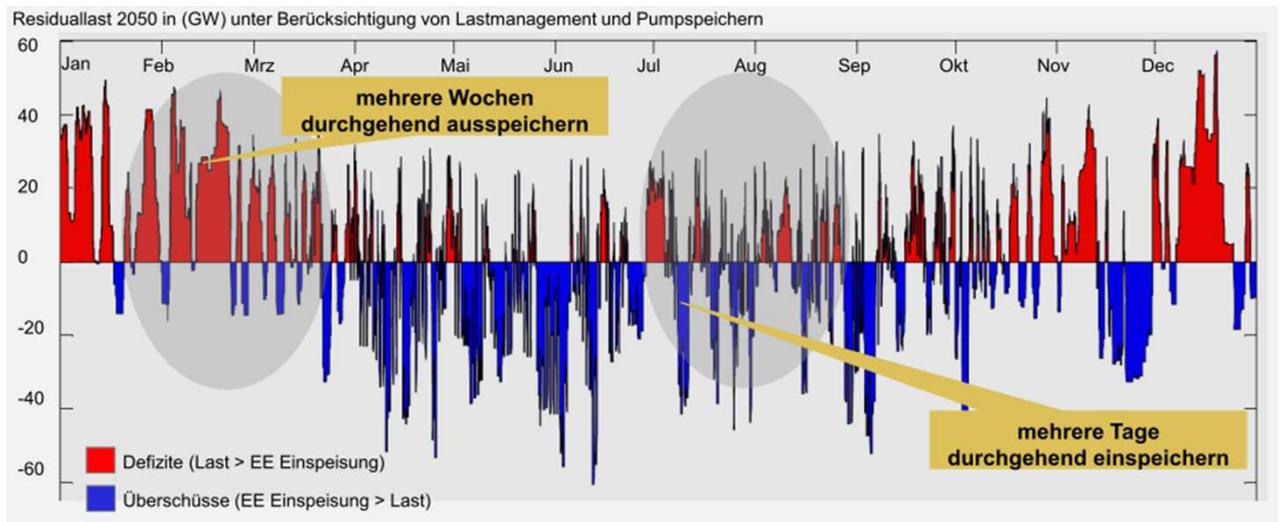
Quelle:[1]

Demnach sind im Jahr 2050 bei einer Jahreshöchstlast von etwa 82 GW noch immer konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von etwa 50 GW als „Back Up“ notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aus der Abbildung 6 lässt sich auch ableiten, dass die konventionellen Anlagen zum Ausgleich der Defizite im EE Angebot nur eine sehr niedrige Auslastung haben. Wenn die konventionellen Kraftwerke mit einer Leistung von 50GW vorgehalten werden um 20% des jährlichen Strombedarfs von vielleicht 500TWh im Jahr 2050 zu decken ergibt dies eine Auslastung von nur 2000 Volllastbetriebsstunden.

Es ist sicher sinnvoll auch Anlagenkonzepte zu untersuchen, bei denen die Überschüsse (EE Einspeisung > Last) nicht abgeregelt sondern gespeichert und Defizite (Last > EE Einspeisung) aus den Speichern abgedeckt werden. Dazu ist es notwendig, die sogenannten Residuallasten in Betracht zu ziehen, wie diese in Abbildung 7 beispielhaft dargestellt sind.

Abbildung 7:
Residuallast 2050 in GW (100% EE Szenario)



Quelle: Fraunhofer IWES, Energieziel 2050, Seite 119

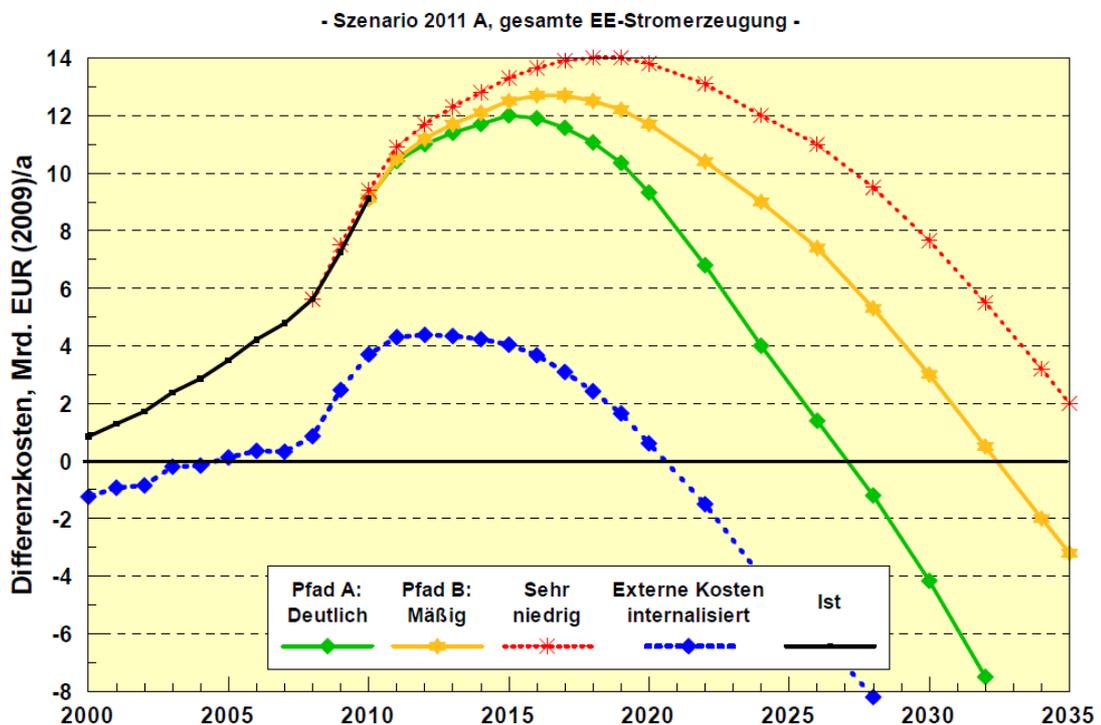
Man sieht daraus, dass diese Residuallasten in einem Bereich von 60GW liegen könnten und damit in der Größenordnung der derzeit installierten Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Verschiedene Möglichkeiten, diese Residuallasten durch Stromspeicher zu kompensieren, werden im Kapitel 5 behandelt. Auch bei den Speichern wird die geringe Auslastung die Stromgestehungskosten belasten.

Wichtig ist, dass für jedes Modell die notwendigen Stromversorgungsanlagen vollständig erfasst werden. Dies bezieht sich auf die Anlagen zur Erzeugung der Erneuerbaren Energie sowie alle konventionellen „Back Up“ Anlagen, Netzerweiterungen, Steuereinrichtungen und Speicher, um die Residuallasten auszugleichen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ein klares technisches Anlagenkonzept ist eine Grundvoraussetzung, um die Investitionen und Betriebskosten und damit die Stromgestehungskosten für das jeweilige Modell mit ausreichender Genauigkeit abschätzen zu können.

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Modelle bietet sich die Methode der „systemanalytischen Differenzkostenrechnung“ an, wie sie in der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (BMU-FKZ03MAP146) vom März 2012 (in der Folge BMU Studie genannt) [3] vorgestellt wird. Dabei werden die Differenzkosten aus den Kosten für die Einführung der Erneuerbaren Energien gegenüber einer fiktiven Energieversorgung ohne Erneuerbare Energien ermittelt. Diese Methode hat den Vorteil, dass man daraus auch spezifische Differenzkosten in Ct/KWh ableiten kann, die ein Indiz für die EE-Umlage sind.

Abbildung 8 zeigt als Beispiel ein Diagramm aus der BMU-Studie 2012 (Abbildung 7.9) mit den aktuellen Differenzkosten bis 2010 in Höhe von etwa 9 Milliarden € und der Prognose bis 2035.

Abbildung 8:
Differenzkosten des EE-Ausbaus



Quelle: [3]

Die in Abbildung 8 dargestellten Differenzkosten beinhalten keine Kosten für den Netzausbau, Lastmanagementmaßnahmen beim Stromverbraucher und für Speicher.

Es erscheint empfehlenswert, so dies noch nicht geschehen ist, die BMU-Studie fortzuschreiben, dabei die aktuelle Entwicklung der Differenzkosten bis 2013 zu erfassen, und das Rechenmodell entsprechend zu adjustieren.

So dies geschehen ist, können verschiedene Energiemix-Modelle mit den dazugehörigen Anlagenkonzepten formuliert, durchgerechnet und verglichen werden. Ziel dieser neuen Studie soll es sein, das bestmögliche Modell zumindest für den Zeithorizont bis 2035 auszuwählen.

Bei der Wahl sind, wie bereits erwähnt, nicht nur die wirtschaftlichen Parameter zu berücksichtigen sondern auch andere Gesichtspunkte und hier insbesondere die Erwartungen hinsichtlich Akzeptanz des Modells in der Öffentlichkeit wie im nächsten Kapitel näher erläutert.

4) Der Masterplan und die Akzeptanz

Für das gemäß Kapitel 3 ausgewähltem Modell wird im Sinne der Phase „define“ ein umfassendes Anlagenkonzept entwickelt. Dieses Konzept wird in der Folge „Masterplan“ genannt, um auszudrücken, dass es ein Plan ist und dass dieser Plan übergeordnet und umfassend ist. Nachdem das EE-Gesetz neu gestaltet werden soll, ist jetzt ein günstiger

Zeitpunkt für derartige Studien und die Erstellung des Masterplans unter Berücksichtigung der politischen Rahmenbedingungen und der neuesten Erkenntnissen aus der bisherigen Entwicklung, die bereits zu einem Anteil an erneuerbarer Energie von 25% geführt hat. Alle vorhandenen Studien und Konzepte, soweit sie noch anwendbar sind, sollen Berücksichtigung finden.

Bei der Erstellung des Masterplans soll das europäische Umfeld mit einbezogen werden und darauf geachtet werden, dass auch entsprechende Voraussetzungen für eine bestmögliche Fortführung der Energiewende nach 2035 geschaffen werden.

Das Ausbaukonzept des Masterplans darf sich nicht auf die Anlagen für die Erzeugung der Erneuerbaren Energien beschränken, sondern muss den sogenannten „Back Up“ Anlagen (konventionelle Kraftwerke) und den Speichern die gleiche Bedeutung beimessen.

Der Masterplan muss eine belastbare und glaubhafte Prognose über die Entwicklung des Strompreises und der EE-Umlage zulassen und darstellen, dass bei seiner Umsetzung die Versorgungssicherheit stets gewährleistet und der Strom bezahlbar bleibt.

Der Masterplan muss nicht nur von der politischen Führung einhellig unterstützt, sondern auch von der Wirtschaft und der breiten Öffentlichkeit akzeptiert werden. Um diese breite Akzeptanz zu erreichen, ist es notwendig, den verschiedenen Interessengruppen zu verdeutlichen, dass es neben den einschlägigen Gesetzen, politischen Manifesten, Leitlinien und Einzelüberlegungen jetzt einen umfassenden Plan für die Umsetzung der Energiewende gibt. Der Plan selbst muss transparent, ehrlich, verständlich und überzeugend sein. Er muss öffentlichkeitswirksam gestaltet, mit Nachdruck publik gemacht und mit der Öffentlichkeit diskutiert werden.

Akzeptanz setzt Vertrauen voraus und erfordert auch professionelle Öffentlichkeitsarbeit. Dabei soll auch aufgezeigt werden, mit welchen Konsequenzen zu rechnen ist, wenn der Plan nicht umgesetzt wird.

Ein derartiger Masterplan mit breiter Akzeptanz würde

- a) für alle in Deutschland aktiv am Projekt Beteiligten aber auch für das europäische Umfeld die notwendige Planungssicherheit schaffen
- b) belastbare Rahmenbedingungen für die lokalen Pläne bereitstellen
- c) durch den ganzheitlichen Ansatz den isolierten Angriff auf Einzelaspekte und politische Alleingänge erschweren
- d) die Diskussion mit den verbleibenden Minderheiten, die den Plan ablehnen, unter Hinweis auf das Interesse der Mehrheit erleichtern und
- e) eine klare Grundlage für ein effizientes „Monitoring“ (Soll-Ist-Vergleich) schaffen

Im Rahmen des „Monitorings“ müssen weitere Studien und Untersuchungen belastbare Ergebnisse liefern, die notwendig sind um die Energiewende erfolgreich zu steuern und um weitere Überraschungen bei der Entwicklung des Strompreises und der EE-Umlage zu vermeiden.

5) Gedanken zur Energiespeicherung

Um die Fluktuation im Energieangebot mit steigendem EE Anteil zu verdeutlichen, wird in Ergänzung zur Abbildung 7 in Abbildung 9 die vom Windpark Namborn im Jahr 2012 erzeugte Leistung und in Abbildung 10 die dazugehörige Jahresdauerlinie gezeigt.

Abbildung 9:
Energieangebot Windpark Namborn

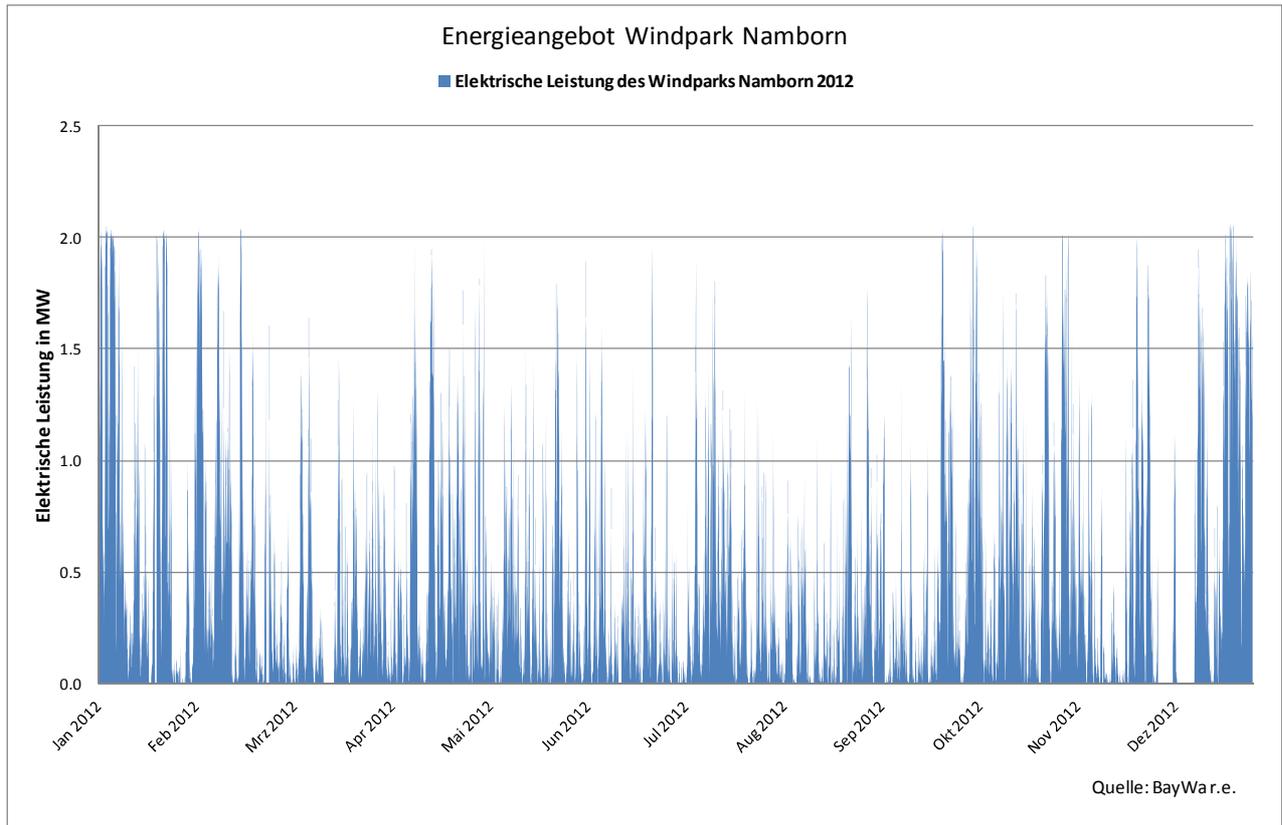
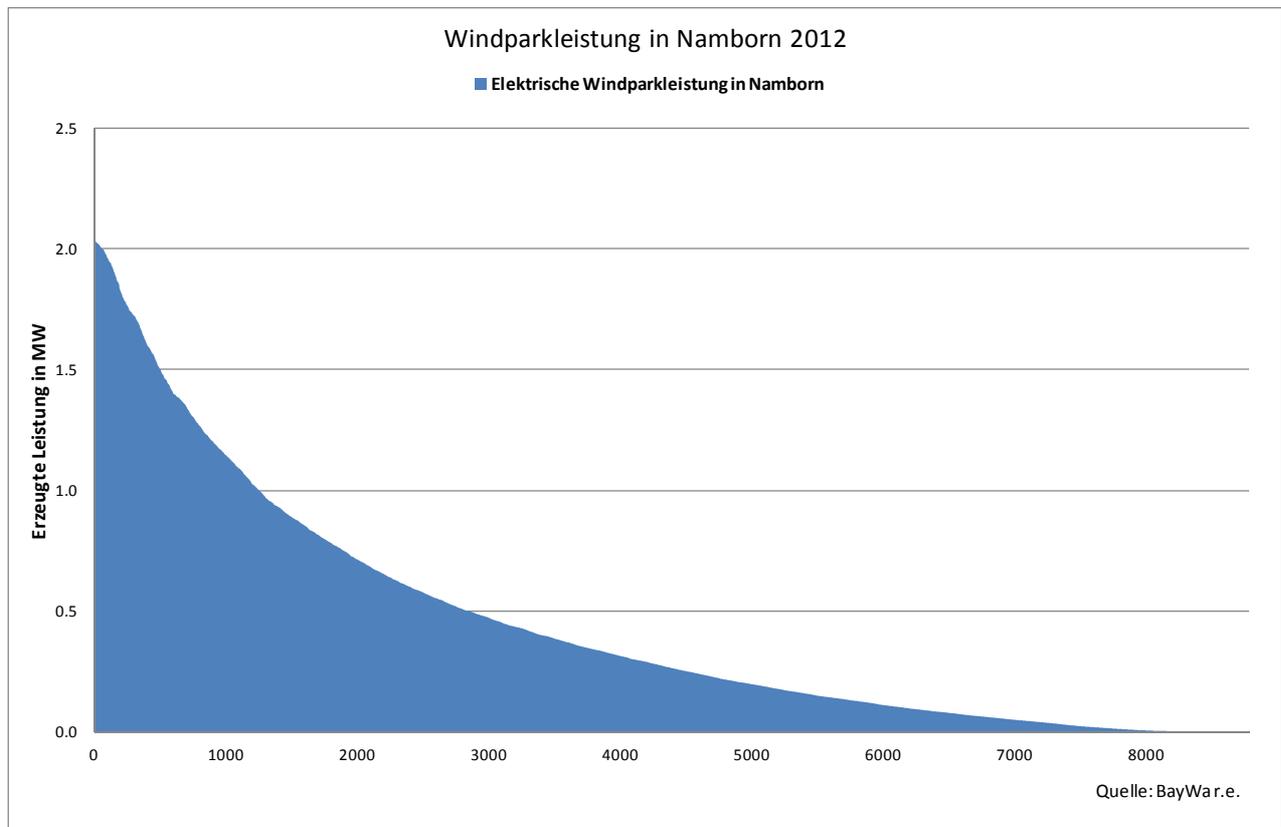


Abbildung 10:
Jahresdauerlinie Windpark Namborn

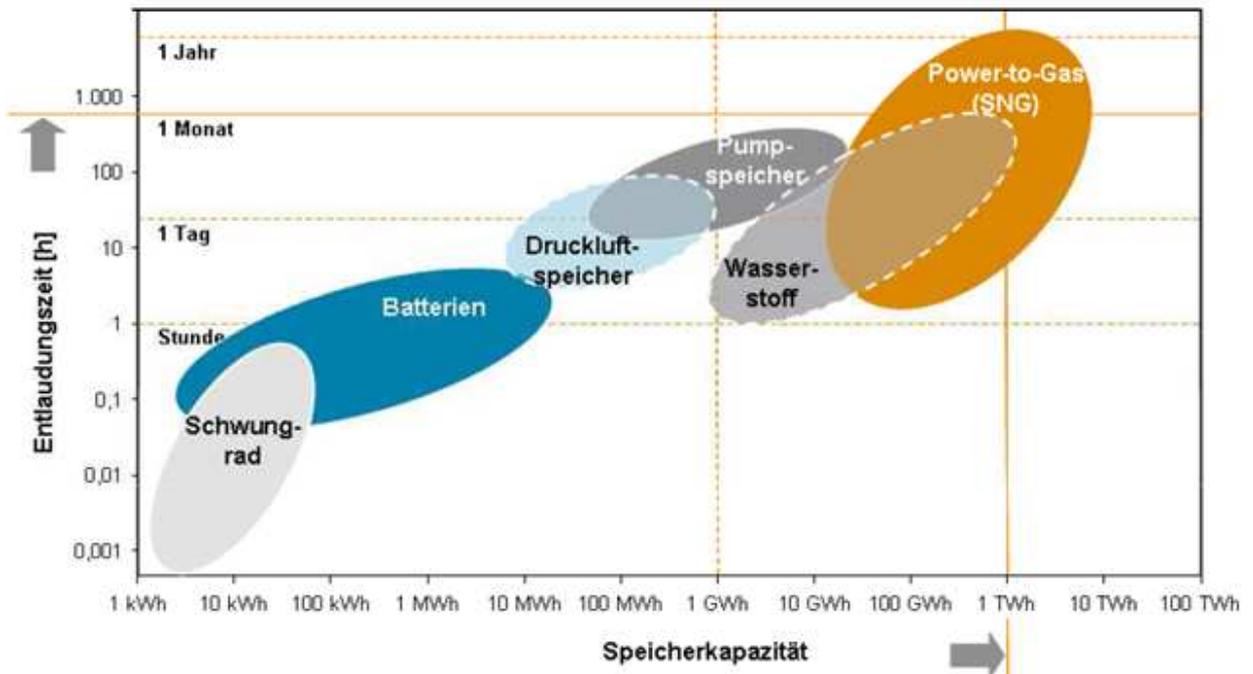


Gemäß BMU-Studie besteht dennoch bis zum Jahr 2030 bei entsprechendem Lastmanagement und vorausgesetzt, dass das Netz wie geplant ausgebaut wird, kein nennenswerter Speicherbedarf. Es gibt dazu allerdings auch andere Meinungen [6], die bereits für 2020 einen Stromspeicherbedarf von 20 bis 40 TWh bei einem temporären Überschuss von 13 GW prognostizieren. Diese Unsicherheit in der Prognose mag auch ein Grund dafür sein, dass die Frage der Stromspeicherung bereits heute sehr intensiv diskutiert wird. Dabei wird sehr häufig „Power to Gas“ als besonders interessante Lösung vorgeschlagen ohne auf die wirtschaftlichen Aspekte dieser Technik näher einzugehen und ohne die Alternativen dazu gebührend zu erwähnen.

Die verschiedenen Speichertechnologien unterscheiden sich in ihrer Speicherkapazität (GWh) und ihrer Speicherleistung (GW). Speicher mit einer Speicher-/ Entladezeit im Bereich von Stunden bis Tagen bezeichnet man als Kurzzeitspeicher und solche im Bereich von Wochen bis Monaten als Langzeitspeicher. Dabei beziehen sich die Angaben zu den Speicherkapazitäten auf einen einzigsten Speicherzyklus. Dies ist von Bedeutung, weil der Speicherbedarf der Energiewende meist in GWh pro Jahr angegeben wird und bei Kurzzeitspeichern (wie beispielweise Pumpspeicherkraftwerken) mehrere Zyklen pro Jahr möglich sind.

Typische Speichertechnologien sind in der Abbildung 11 dargestellt

Abbildung 11:
Typische Speichertechnologien



Quelle: Specht et.al.2010

Die wohl attraktivste Art der Kurzzeitspeicher sind die Pumpspeicher, die oberirdisch mit spezifischen Investitionskosten von 750 bis 1000 €/kW (je nach Speichervolumen) gebaut werden können. Sie nutzen eine bewährte Technik und haben einen hohen Wirkungsgrad (70 bis 80%). Die deutschen Pumpspeicher haben derzeit eine Speicherleistung 6 GW und eine Speicherkapazität von 40GWh/ Zyklus, was einer Speicher-/ Entladezeit von 7 Stunden entspricht. Als realistisches Ausbauziel für Deutschland werden 14 GW, mit einer Kapazität von 80GWh/ Zyklus genannt [4].

Druckluftspeicher haben den Vorteil, dass der Speicher untertage liegt (Kaverne) aber ihre Speicherzeit und ihr Wirkungsgrad können mit den klassischen oberirdischen Pumpspeichern nicht konkurrieren. Ein Vergleich mit unterirdischen Pumpspeichern würde den Rahmen dieser Veröffentlichung sprengen.

Batterien sind nach dem heutigen Stand der Technik nur für Eigenstromerzeugungsanlagen in Verbindung mit Photovoltaik und Elektromobilität von Interesse.

In der Abbildung 11 nicht dargestellt ist die Technologie „Power-to-Heat“. Hier geht man in Deutschland von einer Speicherkapazität (pro Zyklus) von 200 GWh aus [7].

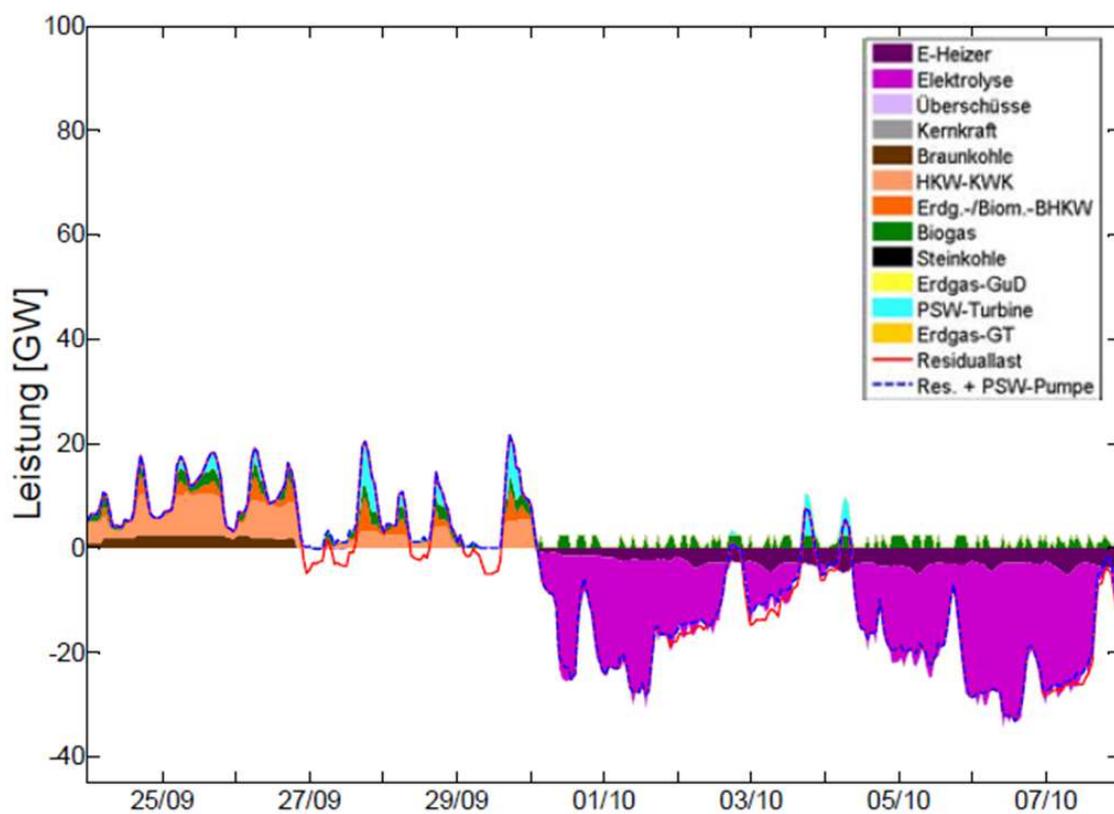
Dies entspricht der Kapazität von 40 Millionen Standardwärmespeichern mit einem Volumen von 100 Litern, die mit Heizstäben ausgerüstet sind.

Wenn man davon ausgeht, dass die Beladezeit etwa 10 Stunden beträgt, ergibt sich eine Speicherleistung von 20 GW. Weitere Potenziale zur Speicherung von EE-Überschussstrom in Form von Wärme bestehen durch den Bau von großtechnischen Wärmespeichern in den KWK Anlagen [8]. Insgesamt sind aber mit der „Power-to-Heat“ Technologie ebenfalls nur Kurzzeitspeicher möglich.

Die Schätzungen für den Speicherbedarf in Deutschland ab 2030 streuen in einem sehr weiten Bereich, liegen aber wohl bei Werten von 20 TWh/a und erheblich darüber.

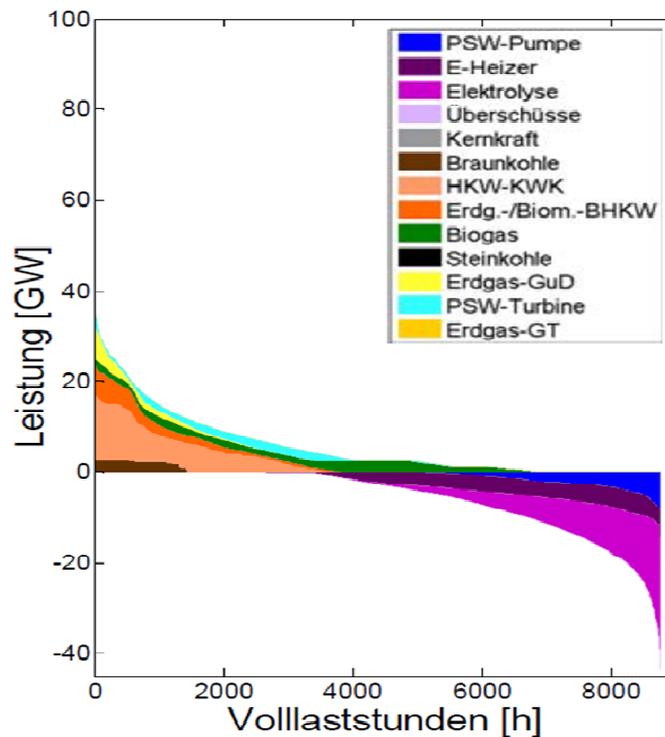
Auf jeden Fall sind dann neben den Kurzzeitspeichern auch Langzeitspeicher notwendig, wie dies in den Abbildungen 12 und 13 zum Ausdruck kommt.

Abbildung 12:
Residuallast (Szenario A - 2050) - Leistung



Quelle:[3]

Abbildung 13:
Residuallast (Szenario A - 2050) - Jahresdauerlinie



b) Jahresdauerlinie

Quelle: [3]

Sie zeigen den exemplarischen Verlauf und die Jahresdauerlinie der Residuallast (Last minus EE Einspeisung) für das Szenario A Jahr 2050 der BMU-Studie.

Der Grundprozess für die Langzeitspeicher ist die Elektrolyse, bei der aus einer Stromeinspeiseleistung von 1 MW unter Verwendung von Wasser (180l/h) mit einem Wirkungsgrad von 75% eine Wasserstoffmenge von 216 Nm³/h erzeugt werden kann. Daneben fallen 115 Nm³/h Sauerstoff an.

Durch die Umwandlung der EE-Energie in Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse besteht die Möglichkeit:

- der Einspeisung in das Erdgasnetz
- der Verwendung als Kraftstoff für den Verkehr oder als Brennstoff in einem Kraftwerk
- der Umwandlung in Methan und Einspeisung in das Erdgasnetz zur weiteren Verwertung oder Speicherung und Rückverstromung in einem Kraftwerk

Bei der Möglichkeit gemäß a) ist die Einspeiserate zur Zeit begrenzt mit 5% des Erdgasdurchflusses am jeweiligen Einspeisepunkt. Dies bedeutet eine massive Einschränkung.

Die Verwendung als Kraftstoff für den Verkehr (Möglichkeit b) setzt die ausreichende Anzahl von wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen voraus und ein entsprechendes Netz von

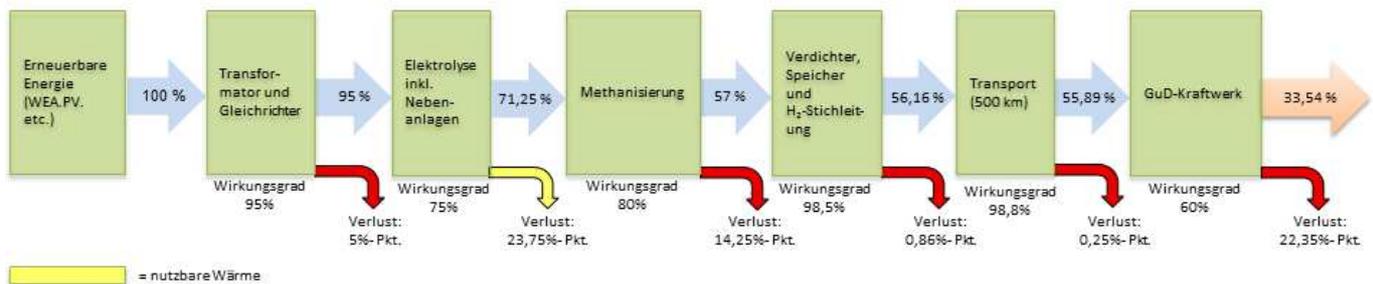
Tankstellen, die Wasserstoff anbieten. Dabei könnte der Wasserstoff durch Elektrolyse auf den Tankstellen selbst erzeugt oder aus größeren regionalen Elektrolyseanlagen angeliefert werden.

Neben der direkten Nutzung kann Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt unter Zugabe von CO₂ in Methan umgewandelt werden, das auch als SNG (Synthetic Natural Gas) bezeichnet wird. Dazu werden für 1 MW eingespeiste EE-Überschussleistung 56 Nm³/h CO₂ benötigt.

Das SNG kann bei entsprechender Qualität ohne Zumischbegrenzung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dann kann theoretisch das gesamte deutsche Erdgasnetz samt Untertagespeicher mit einem Arbeitsvolumen von 20 Milliarden Nm³ für die Speicherung von überschüssigem EE-Strom genutzt werden. Dies entspricht einer Speicherkapazität von 200TWh, ist ein Vorteil, der die Lösung sehr attraktiv erscheinen lässt.

Ein Nachteil der Methanisierung ist der sehr niedrige Wirkungsgrad der bei Rückverstromung nur mehr 33% beträgt, wie die Abbildung 14 zeigt.

Abbildung 14:
Methanisierungsprozess



Quelle: F. Graf/DVGW/ Fraunhofer ISI

Ein weiterer Nachteil, der noch schwerer wiegt, sind die aus heutiger Sicht noch sehr hohen Investitionskosten für diese komplexe Power to Gas Linie.

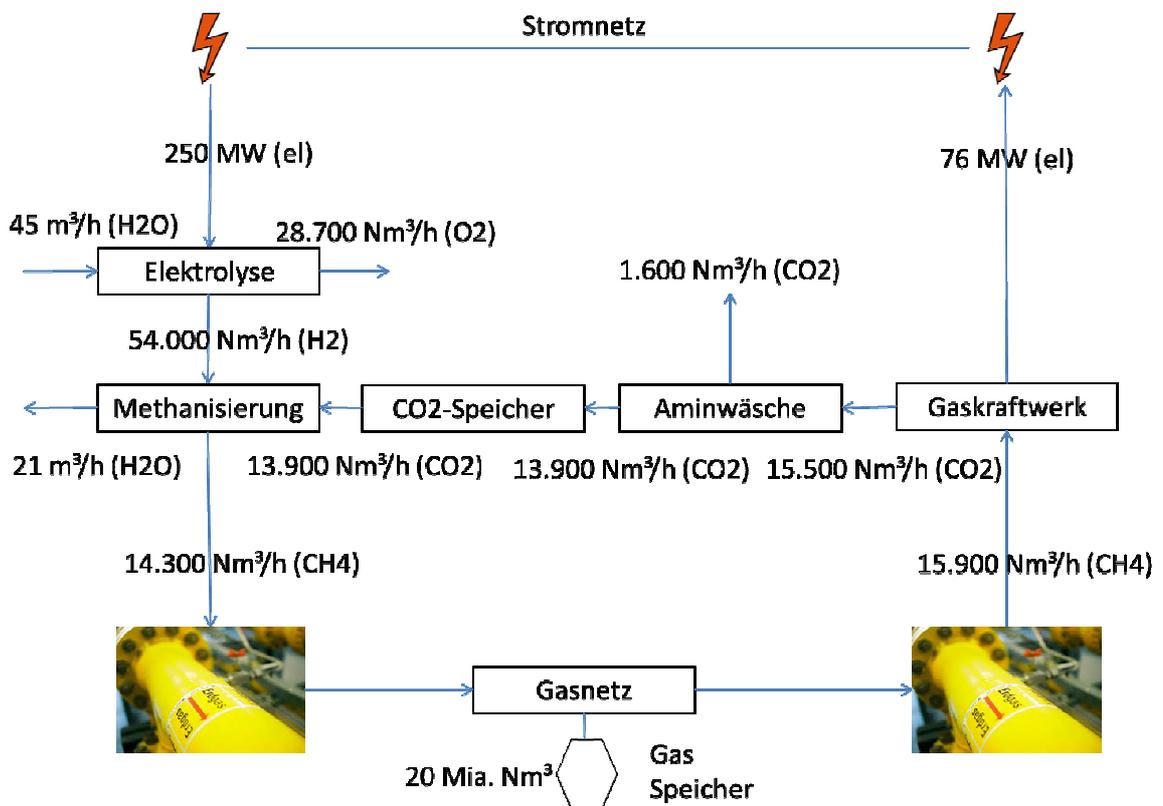
Während für die Elektrolyse bereits ausreichende Erfahrungen und belastbare Kostenschätzungen vorliegen, ist bei der Methanisierung noch viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig. Dies kann in Ruhe geschehen, weil die Power to Gas Anlagen aus heutiger Sicht erst in 15 bis 20 Jahren benötigt werden, vorausgesetzt, dass der Netzausbau zeitgerecht erfolgt.

In dieser Zeitspanne muss auch die Frage der CO₂ Verfügbarkeit geklärt werden. Für eine EE Einspeiseleistung von 20 TWh/a werden 1.120 MioNm³/a CO₂ benötigt.

Eine bevorzugte CO₂ Quelle sind offenbar die Biogasanlagen, die allerdings zur Zeit nur etwa 187Mio.Nm³/a zur Verfügung stellen könnten.[4] Es muss deshalb über Alternativen nachgedacht werden. Dazu zählt auch die Verwertung von CO₂, welches aus dem Rauchgas Kalorischer Kraftwerke abgetrennt wird.

Dazu zeigt Abbildung 15 ein Blockschema für die Verwertung von 250MW EE-Überschussstrom in einer Power-to-Gas (SNG) Linie. Hierbei wurde angenommen, dass das erzeugte CO₂ aus einem Gaskraftwerk mit nachgeschalteter CO₂-Abscheidung stammt, wodurch bei einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad eines solchen Gaskraftwerks von rund 50% der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses der Stromspeicherung incl. Rückverstromung auf ca. 30% sinkt.

Abbildung 15:
Blockschema einer modellhaften PTG-Speicheranlage



Es erscheint aus wirtschaftlichen Überlegungen empfehlenswert, vorerst vor allem die Pumpspeicher, aber auch die Wärmespeicher zu nutzen und deren Kapazität sinnvoll zu erweitern und Power to Gas Anlagen erst dann einzusetzen, wenn Langzeitspeicher benötigt werden.

Gleichwohl sollen die Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bereich Power to Gas vorangetrieben werden, um bei Bedarf gerüstet zu sein.

Literatur

- [1] H.W. Schäfer, Energiemarkt Deutschland Jahrbuch 2014, TÜV Media
- [2] A.H. Feizlmayr, Aspekte bei der Planung von Industrieanlagen, ERDÖL-ERDGAS-KOHLE-Zeitschrift, 105. Jg., Febr. 1989, Heft 2, S-60-64
- [3] DLR, Fraunhofer IWES IfnE, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU-FKZ 03MAP146, März 2012
- [4] ZfES Zentrum für Energieforschung Stuttgart, Stromspeicherpotentiale für Deutschland, Juli 2012
- [5] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Foliensatz Erneuerbare Energien und das EEG (2013)
- [6] Der große Puffer, Sonne, Wind & Wärme 7/2012
- [7] H.-M Groscurth, S. Bode: Discussion Paper Nr.9 „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Februar 2013
- [8] M. Beer, Potenzial funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12